Выпуск 43

ШАИМСКИЙ НЕФТЕНОСНЫЙ РАЙОН

МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ РСФСР
ГЛАВНОЕ ТЮМЕНСКОЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОРДЕНА ЛЕНИНА ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ
ЗАПАДНО-СИБИРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ
(ЗапСибНИГНИ)

Труды Выпуск 43

ШАИМСКИЙ НЕФТЕНОСНЫЙ РАЙОН

под редакцией
доктора геолого-минералогических наук
И. И. Нестерова

Тюмень—1971

УДК 553.981/982.2(571.1)

АННОТАЦИЯ

Работа содержит основные сведения по стратиграфии, тектонике, минералогии цементов продуктивных отложений и глинистых покрышек, условиям формирования пород и залежей нефти. Даются методики поисков залежей нефти и газа до постановки на выявленных структурах глубокого бурения, разработаны рекомендации по поискам литолого-стратиграфических ловушек и дано обоснование по постановке геолого-поисковых работ в пределах предполагаемых месторождений.

Большое внимание в работе уделено изложению фактического материала, обработанного в соответствии с современными представлениями по геологии описываемых районов.

Работа может служить справочным и методическим руководством для геологов и геофизиков, работающих по освоению нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири и в других районах СССР с близким геологическим строением.

АВТОРСКИЙ КОЛЛЕКТИВ:

А. М. Бриндзинский, В. Г. Елисеев, О. Г. Зарипов, Д. Е. Казаков, Н. В. Мизинов, И. И. Нестеров, А. Д. Сторожев, И. Н. Ушатинский, Г. С. Ясович.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

В. А. Андреев, В. С. Бочкарев, А. М. Волков, С. В. Гольдин, А. Т. Горский, Д. Е. Казаков, П. К. Куликов, И. В. Лебедев, В. К. Монастырев, И. И. Нестеров (зам. гл. ред.), Г. Э. Прозорович, Н. Н. Ростовцев (гл. ред.), М. Я. Рудкевич, Б. П. Ставицкий, Д. Я. Стерлин, И. Н. Ушатинский, А. К. Шмелев, К. А. Шпильман.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Комплексному исследованию геологического строения всей территории Западно-Сибирской низменности, а также отдельным узким вопросам стратиграфии, тектоники, гидрогеологии, геохимии и др. посвящено большое количество публикаций. Вопросам же комплексного, детального изучения геологического строения отдельных нефтегазоносных районов уделялось незначительное внимание. Между тем, высокие темпы развития нефтедобывающей промышленности требуют более глубокого изучения геологического строения конкретных районов освоения нефтяных месторождений. К таковым относятся Шаимский и, сходный по геологическому строению, Красноленинский нефтеносные районы.

В предлагаемой читателям работе на базе детального изучения стратиграфии, тектоники и нефтегазоносности даны рекомендации по дальнейшему приращению запасов нефти, приведены методы прямого геологического прогнозирования залежей в ловушках до постановки на них глубокого бурения. Значительное место отведено вопросам формирования залежей нефти, влиянию уплотнения глинистых пород на структурный рельеф отдельных стратиграфических горизонтов и методам картирования литолого-стратиграфических ловушек.

Работа выполнена, в основном, на общественных началах силами первичных организаций НТО-горное Главтюменьгеологии и ЗапСибНИГНИ.

Редактор.

В. Г. ЕЛИСЕЕВ, И. И. НЕСТЕРОВ

ВВЕДЕНИЕ

Высокие темпы роста поисково-разведочных и эксплуатационных работ на нефть и газ в Западной Сибири поставили вопрос о необходимости детального изучения геологического строения отдельных нефтегазоносных районов. К их числу относятся Шаимский и Красноленинский районы, геологическое строение, условия залегания залежей нефти и методика их поисков в которых имеет много специфических черт, резко отличных от других разведанных участков Западно-Сибирской низменности.

Шаимский нефтеносный район расположен в западной части Западно-Сибирской низменности в пределах Советского, Кондинского, частично Ханты-Мансийского административных районов Ханты-Мансийского национального округа Тюменской области. Частично сюда входят восточные окраины Гаринского и Таборинского районов Свердловской области (рис. 1).

В этих рамках общая площадь Шаимского нефтеносного района составляет 35 тыс. кв. км. По географическому положению он располагается в бассейне реки Конды. На этой территории протекают реки—Конда, Мулымья, Пелым, Большой Тап и др. Судоходной является река Конда. Общая длина ее в рамках Шаимского нефтеносного района составляет 829 км. Коэффициент извилистости (отношение общей длины к спрямленной) равен 2,2. Навигационный период составляет 181 сутки и начинается в конце апреля и оканчивается в конце октября.

Общая площадь озер, болот и заболоченных пойм рек равна 24750 кв. км (77,3% от общей территории), в том числе озер—2600 кв. км (8,1%), заболоченных пойм рек—2750 кв. км (8,6%), рек—600 кв. км (1,9%).

Среднегодовая температура равна—0,2—0,8°С. Наиболее холодным является январь месяц (— 18,2— 19,4°С), наиболее теплым—июль (+17,0—17,6°С).

Красноленинский нефтеносный район расположен непосредственно к северо-востоку от Шаимского, в пределах Октябрьского и Ханты-Мансийского районов Ханты-Мансийского национального округа Тюменской области. Площадь его—20 тыс. кв. км. По гео-

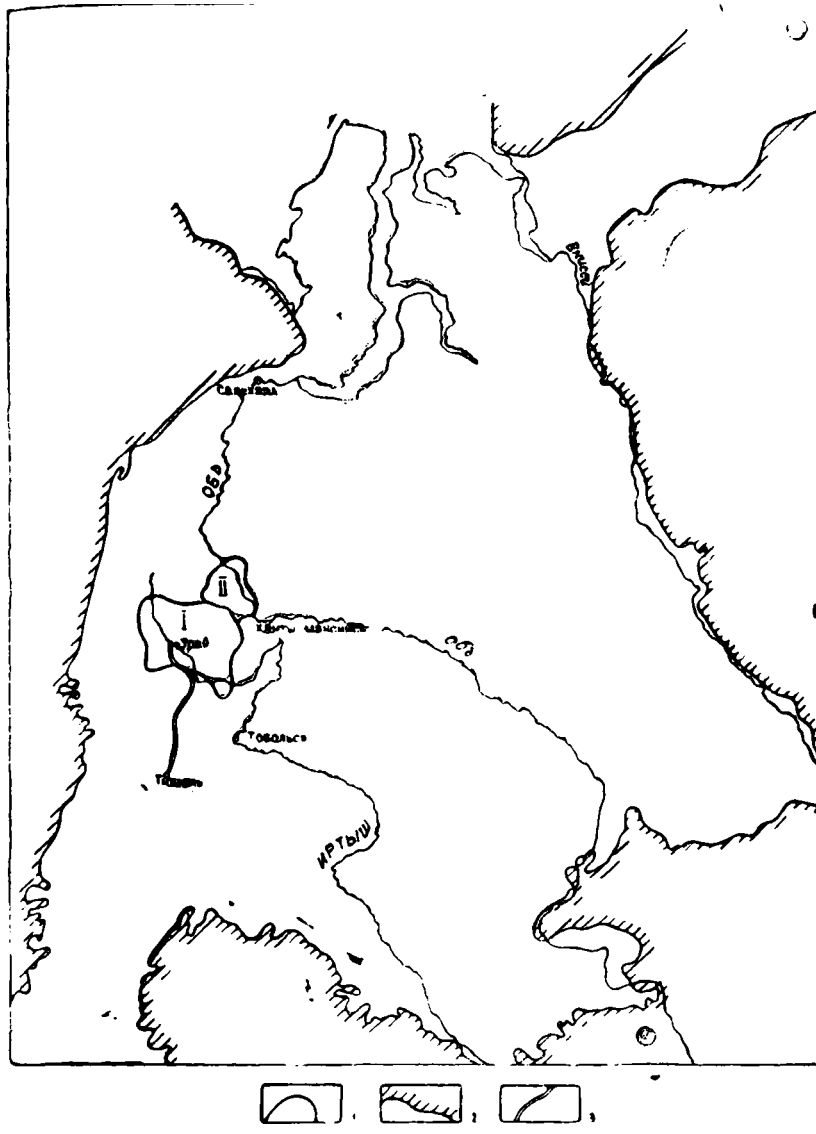


Рис. 1. Обзорная карта расположения Шаимского и Красноленимского районов.

1—контуры Шаимского (I) и Красноленинского (II) районов; 2—граница западно-Сибирского седиментационного бассейна; 3—нефтепровод Шаим—Тюмень.

графическому положению Красноленинский нефтеносный район расположен в долине реки Оби. Общая длина реки Оби в рамках изучаемого района равна 292 км, коэффициент извилистости—1,2. Навигационный период составляет 184 суток, начинается в конце апреля и оканчивается в конце октября. Среднегодовая температура равна—1,4—2,3°С. Наиболее холодным является январь месяц (—19,8—20,8°С), наиболее теплым — июль (+17,3—17,5°С).

Общая площадь озер, болот и заболоченных пойм рек составляет 14375 кв. км (71,9% от общей территории); в том числе озер—1500 кв. км (7,5%), болот—7415 кв. км (37,1%), заболоченных пойм рек—5200 кв. км (26,0%), рек—260 кв. км (1,3%).

В тектоническом отношении Красноленинский район приурочен к одноименному своду и смежным с ним участкам Ханты-Мансийской и Надымской впадин. Шаимский район приурочен к Шаимскому мегавалу, юго-западной части Верхне-Кондинского мегапрогиба и части Восточно-Туринской моноклинали.

Нефтегазопоисковые работы в пределах Шаимского района начаты в 1959 году, в пределах Красноленинского — в 1956 году. В 1960 году было открыто первое в Западной Сибири—Шаимское (Трехозерное) месторождение нефти. В Красноленинском районе первое месторождение открыто в 1962 году.

В 1964 году в Шаимском районе начата пробная эксплуатация Трехозерного месторождения, а в 1966 году введены в эксплуатацию Мортымья-Тетеревское, Западно-Мортымьинское, Южно-Мортымьинское, Южно-Тетеревское и Восточно-Тетеревское месторождения. Добыча нефти по этим месторождениям приведена в таблице 1.

Таблица 1

Добыча нефти в Шаимском нефтеносном районе

Наименование месторождений	Добыча нефти, тыс. т.						
	1964	1965	1966	1967	1968	1969	Всего
Трехозерное	15,7	150,1	980,7	1266,4	1202,4	1290,5	4905,3
Мортымья-Тетеревское	—	—	188,4	811,9	1547,1	2307,9	4855,3
Южно-Мортымьинское	—	—	5,3	26,2	41,8	137,9	211,2
Западно-Мортымьинское	—	—	3,2	52,7	138,6	96,8	291,3
Восточно-Тетеревское	—	—	11,1	19,2	21,9	21,7	73,9
Южно-Тетеревское	—	—	28,4	110,8	135,6	160,3	435,1
Итого:	15,7	150,1	1217,1	2287,2	3087,4	4015,1	10772,6

Резкое увеличение добычи нефти в 1966 году связано с вводом в действие нефтепровода Шаим—Тюмень. Последний шов нефтепровода был сварен в ночь с 26 на 27 ноября 1965 года. 21 декабря 1965 года нефть с Трехозерного месторождения достигла наливной станции в г. Тюмени, и нефтепровод вступил в строй.

В Шаимском и Красноленинском нефтеносных районах выявленные нефтяные залежи, в основном, приурочены к юрским отложениям.

В настоящее время в пределах Шаимского нефтеносного района выявлено 30 месторождений, в которых имеется 26 нефтяных, 3 нефтяных с газоконденсатной шапкой и одна газоконденсатная с нефтяной оторочкой залежи. Кроме того, на одной площади зафиксировано нефтепроявление.

В пределах Красноленинского района выявлено 3 месторождения нефти с 4 залежами в юрских и нижнемеловых отложениях. Кроме того, на 7 площадях зафиксированы нефтепроявления в 12 пластах, залегающих в юрских и меловых породах.

В изучении геологического строения Шаимского и Красноленинского нефтегазоносных районов, поисках и разведке залежей нефти и газа принимали участие коллективы Главтюменьгеологии, ЗапСибНИГНИ, ВНИГРИ, Уральского филиала АН СССР и др.

Настоящая работа выполнена на общественных началах в рамках НТО-горное силами первичных организаций ЗапСибНИГНИ и Главтюменьгеологии.

Цель работы—обобщить весь имеющийся фактический материал по стратиграфии, тектонике и нефтегазоносности, подсчитать потенциальные возможности районов с точки зрения содержания в мезозойских отложениях нефти и газа, выявить конкретные участки для поисков новых залежей и разработать рекомендации по поискам их.

В. Г. ЕЛИСЕЕВ, Д. Е. КАЗАКОВ, И. И. НЕСТЕРОВ

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ ШАИМСКОГО И КРАСНОЛЕНИНСКОГО НЕФТЕНОСНЫХ РАЙОНОВ

Систематическое изучение геологии и нефтегазоносности западной части Западно-Сибирской низменности началось в конце сороковых—начале пятидесятых годов текущего столетия. До этого времени исследования проводились в районах, прилегающих к Уралу и на юге низменности. Эти исследования имели рекогносцировочно-съемочный характер. Они позволили выяснить геологию палеоген-неогеновых и четвертичных образований и частично юрско-меловых.

К таким работам относятся сводки А. П. Карпинского, Е. С. Федорова, А. А. Краснопольского, Н. К. Высоцкого, Д. И. Иловайского, И. М. Крашенинникова, А. А. Борисяка, Я. С. Эдельштейна, В. А. Обручева, В. А. Сукачева, С. Г. Боч и др. Проводились геологические исследования, связанные с поисками полезных ископаемых (А. Л. Козлов, Л. В. Введенский, С. В. Ситников, А. Д. Архангельский, С. В. Эпштейн, И. В. Остроумов). Открытие нефти в Чусовских городках послужило основанием для постановки поисковых работ на нефть на восточном склоне Урала, которые, однако, не дали ясных результатов (Д. А. Степанов, Г. Е. Рябухин, С. Д. Рабинович, В. Г. Васильев и др.). Проведенные исследования позволили выяснить некоторые геологические закономерности в развитии платформенного чехла.

В западной и центральной частях низменности проводились работы В. Г. Васильевым (1946), который, описывая третичные и четвертичные отложения района Малого Атлыма, приходит к выводу о тектоническом характере мало-атлымских дислокаций. Роль ледникового фактора, по его мнению, незначительна. Анализируя литературные данные, В. Г. Васильев, выделил три возможно нефтеносных толщи: палеозойскую, триасовую и юра-палеогеновую. В южной части низменности изучался разрез юрско-меловых отложений на основе проведенного бурения. Палеонтологическая обработка данных осуществлялась Л. Г. Дайн, Н. Н. Субботиной, В. С. Заспеловой. Исследования

микропалеонтологов позволили А. К. Богдановичу высказать предположение о непрерывном цикле осадконакопления от позднеюрского до альбского времени в противоположность воззрениям Н. П. Туаева (1941), установившего восемь стратиграфических несогласий в разрезе мезо-кайнозоя, которые являются результатом неоднократного повторения альпийского тектогенеза.

Н. П. Туаев (1941) высоко оценивает всю низменность с точки зрения нефтегазоносности. Наиболее перспективными он считает образования центральной части Иртышской и Тургайской впадин.

В 1948 году опубликован коллективный труд по геологии Западной Сибири и сопредельных районов (М. К. Коровин, Н. А. Кудрявцев, Д. А. Степанов, А. В. Тыжнов, Г. Е. Рябухин). В работе М. К. Коровина и др. представлена схема строения низменности, которая отличается от схемы, предложенной Н. П. Туаевым. Приняв основные положения В. А. Николаева, М. К. Коровин выделяет в пределах низменности погребный каледонский массив «Тоболию», в пределах которого мощность осадочного чехла не превышает несколько сотен метров. Этот массив, по его мнению, окаймляется с запада, севера, востока герцинскими складчатыми образованиями, которые сочленяются с ним через передовые прогибы. По мнению М. К. Коровина, структуры, выделенные В. А. Николаевым, являются отражением крупных поднятий и впадин в рельефе фундамента. В этой работе Д. А. Степанов рассматривает вопросы нефтегазоносности низменности. Он допускает наличие залежей нефти в континентальных отложениях мезозоя, сформированных в результате миграции из отложений палеозоя.

В конце сороковых годов проводятся маршрутные исследования по р. Оби (Николаев, 1949), и геолого-геоморфологическая съемка в пределах Обь—Иртышского междуречья.

М. С. Гуревич составляет сводку данных по газогидрогеологическим исследованиям Западно-Сибирской низменности. В пределах Приуральской части низменности он выделил три гидрохимических зоны. Наиболее перспективными в нефтегазоносном отношении М. С. Гуревич считает структуры, расположенные в зоне с наиболее высокой минерализацией.

Начиная с 1948 года, проводятся региональные геофизические работы по территории, приуроченной, в основном, к долинам крупных рек и их притокам (р. Конда, Туртас, Демьянка).

В 1952—1953 гг. большая часть низменности была покрыта аэромагнитной съемкой.

Электроразведочные работы осуществлялись на отдельных профилях между широтами г. Тобольска и Ханты-Мансийска.

Согласно генеральному плану опорного бурения в Западно-Сибирской низменности, утвержденному Техническим Советом Министерства геологии СССР 20 января 1950 года, проводится

бурение Ханты Мансийской, Уватской, Леушинской, Кузнецовской, Туринской, Мало-Атлымской опорных скважин. По плану предполагалось бурение Шаимской опорной скважины, однако ввиду трудности переброски оборудования в верховья р. Конды вместо Шаимской была заложена Леушинская опорная скважина. Обработку полученных геологических данных проводил коллектив Западно-Сибирской экспедиции ВСЕГЕИ под руководством Н Н. Ростовцева.

Планом развития геологоразведочных работ на 1955—58 гг. в районах Сибири было предусмотрено бурение колонковых профильных и площадных скважин. Проводятся профили по линии Байкалово—Тавда—Кузнецово, Малый Атлым—Урманное, Болчары—Тюли, Нахрачи—Шугур, Леуши—Черная речка — Еремино и другие, позволившие изучить геологию палеоген-четвертичных отложений и наметить в некоторых районах перегибы маркирующих горизонтов.

В 1958 году осуществляются речные маршрутно-рекогносцировочные сейсморазведочные работы МОВ с целью регионального изучения тектонического строения района р. Конды. Результатом этих работ явился сейсмический профиль от д. Шаим до д. Кама и постановка детальных сейсмических работ в пределах Нахрачинской и Мулымьинской площадей.

Партией региональных обобщений Тюменского геологоуправления в 1959 году составлен отчет по результатам анализа проведенных геолого-геофизических работ в западной части низменности (Г. К. Боярских, Н. Ф. Береснев и др.). В пределах этой части низменности выделяются региональные структуры, структуры I, II, III порядков. Впервые по данным сейсмических, грави- и магнито-метрических работ в пределах Мало-Атлымской моноклинали, являющейся частью Восточно-Уральского склона, выделяются Шаимская и Красноленинская приподнятые зоны.

В 1958 году в верховьях реки Конды сейсморазведочными работами были выявлены Трехозерное и Мулымьинское локальные поднятия. В сводовой части последнего была заложена поисковая скважина 2, в которой в 1959 году были получены признаки нефти из образований коры выветривания. В 1960 году на восточном склоне Трехозерного поднятия в скважине 6 были вскрыты песчаники вогулкинской толщи, из которых был получен мощный фонтан нефти. Эта скважина считается первооткрывательницей первого в Западной Сибири нефтяного месторождения.

Наличие продуктивного горизонта вогулкинской толщи только на склонах локальных поднятий позволили сделать вывод о том, что залежи нефти в Шаимском районе приурочены к кольцевым ловушкам литолого-стратиграфического типа. Соответственно, это определило методику поисково-разведочных работ. Первые поисковые скважины закладывались на склонах локальных поднятий с целью вскрыть продуктивный горизонт. Однако в Шаимском районе при наличии условий формирования пород вогулкинской толщи,

сходных с условиями Березовского района, имеются существенные различия в распространении его.

Во-первых, вдоль оси Шаимского мегавала зоны отсутствия пород вогулкинской толщи развиты не только на вершинах локальных поднятий, но и на участках погружений между локальными структурами. Во-вторых, по склонам вала, вдоль структурных носов, зоны отсутствия вогулкинской толщи не контролируются современным рельефом поверхности фундамента, а распространяются в виде узких полос далеко, в современном плане, погруженные периклинальные окончания этих носов. В силу таких особенностей распространения пород вогулкинской толщи значительное количество скважин не вскрыли продуктивных отложений вогулкинской толщи и попали на участки отсутствия ее. Из общего количества пробуренных скважин в пределах Шаимского мегавала 56% не вскрыли проницаемых пород вогулкинской толщи.

Всего в пределах Шаимского района выявлено 38 локальных поднятий, на которых проведено более 10,8 тыс. км сейсмопрофилей. В Красноленинском районе выявлено 12 локальных поднятий, для картирования которых проведено свыше 3,8 тыс. км. сейсмопрофилей. В среднем на одно локальное поднятие приходится 284 км сейсмопрофилей в Шаимском районе и 316 км—в Красноленинском районе. Основные сведения по геолого-геофизической изученности локальных поднятий приведены в таблице 2. На территории, детально изученной сейсморазведочными работами (площадь ее—32,5 тыс. кв. км), в среднем одно локальное поднятие приходится на площадь 658 кв. км. в Шаимском районе и 625 кв. км—в Красноленинском районе. Если считать площадь локальных поднятий по замкнутой изогипсе отражающего сейсмического горизонта «А», приуроченного к поверхности фундамента, то суммарная площадь локальных поднятий в пределах Шаимского мегавала составляет 4,6 тыс. кв. км., Верхне-Кондинского мегапрогиба 1,1 тыс. кв. км, Восточно-Туринской моноклинали—0,312 тыс. кв. км, Красноленинского свода—2,2 тыс. кв. км. Суммарная площадь зон отсутствия пород вогулкинской толщи на Шаимском мегавале составляет — 3,9 тыс. кв. км. (85% от суммарной площади замкнутых поднятий), в Красноленинском районе—0,1 тыс. кв. км. (14%), в пределах Верхне-Кондинского мегапрогиба—75 кв. км. (6%) и в пределах Восточно-Туринской моноклинали — 0,1 тыс. кв. км (33%).

На территории Шаимского нефтеносного района за 1959—1969 гг. пробурена 351 поисково-разведочная скважина. Плотность сетки—одна скважина на 99,7 км^2. На один км^2 территории приходится 17,87 м глубоких скважин. Наиболее изученными являются поднятия II порядка. Здесь плотность сетки—одна скважина на 39 км^2, а на один км^2 территории приходится 45,3 м глубоких скважин, т. е. валы и куполовидные поднятия в Шаимском районе изучены почти в 30 раз детальнее, чем впадины Сосредоточение

бурение Ханты Мансийской, Уватской, Леушинской, Кузнецовской, Туринской, Мало-Атлымской опорных скважин. По плану предполагалось бурение Шаимской опорной скважины, однако ввиду трудности переброски оборудования в верховья р. Конды вместо Шаимской была заложена Леушинская опорная скважина. Обработку полученных геологических данных проводил коллектив Западно-Сибирской экспедиции ВСЕГЕИ под руководством Н Н. Ростовцева.

Планом развития геологоразведочных работ на 1955—58 гг. в районах Сибири было предусмотрено бурение колонковых профильных и площадных скважин. Проводятся профили по линии Байкалово—Тавда—Кузнецово, Малый Атлым—Урманное, Болчары—Тюли, Нахрачи—Шугур, Леуши—Черная речка — Еремино и другие, позволившие изучить геологию палеоген-четвертичных отложений и наметить в некоторых районах перегибы маркирующих горизонтов.

В 1958 году осуществляются речные маршрутно-рекогносцировочные сейсморазведочные работы МОВ с целью регионального изучения тектонического строения района р. Конды. Результатом этих работ явился сейсмический профиль от д. Шаим до д. Кама и постановка детальных сейсмических работ в пределах Нахрачинской и Мулымьинской площадей.

Партией региональных обобщений Тюменского геологоуправления в 1959 году составлен отчет по результатам анализа проведенных геолого-геофизических работ в западной части низменности (Г. К. Боярских, Н. Ф. Береснев и др.). В пределах этой части низменности выделяются региональные структуры, структуры I, II, III порядков. Впервые по данным сейсмических, гравии магнито-метрических работ в пределах Мало-Атлымской моноклинали, являющейся частью Восточно-Уральского склона, выделяются Шаимская и Краснолениниская приподнятые зоны.

В 1958 году в верховьях реки Конды сейсморазведочными работами были выявлены Трехозерное и Мулымьинское локальные поднятия. В сводовой части последнего была заложена поисковая скважина 2, в которой в 1959 году были получены признаки нефти из образований коры выветривания. В 1960 году на восточном склоне Трехозерного поднятия в скважине 6 были вскрыты песчаники вогулкинской толщи, из которых был получен мощный фонтан нефти. Эта скважина считается первооткрывательницей первого в Западной Сибири нефтяного месторождения.

Наличие продуктивного горизонта вогулкинской толщи только на склонах локальных поднятий позволили сделать вывод о том, что залежи нефти в Шаимском районе приурочены к кольцевым ловушкам литолого-стратиграфического типа. Соответственно, это определило методику поисково-разведочных работ. Первые поисковые скважины закладывались на склонах локальных поднятий с целью вскрыть продуктивный горизонт. Однако в Шаимском районе при наличии условий формирования пород вогулкинской толщи,

сходных с условиями Березовского района, имеются существенные различия в распространении его.

Во-первых, вдоль оси Шаимского мегавала зоны отсутствия пород вогулкинской толщи развиты не только на вершинах локальных поднятий, но и на участках погружений между локальными структурами. Во-вторых, по склонам вала, вдоль структурных носов, зоны отсутствия вогулкинской толщи не контролируются современным рельефом поверхности фундамента, а распространяются в виде узких полос далеко, в современном плане, погруженные периклинальные окончания этих носов. В силу таких особенностей распространения пород вогулкинской толщи значительное количество скважин не вскрыли продуктивных отложений вогулкинской толщи и попали на участки отсутствия ее. Из общего количества пробуренных скважин в пределах Шаимского мегавала 56% не вскрыли проницаемых пород вогулкинской толщи.

Всего в пределах Шаимского района выявлено 38 локальных поднятий, на которых проведено более 10,8 тыс. км сейсмопрофилей. В Красноленинском районе выявлено 12 локальных поднятий, для картирования которых проведено свыше 3,8 тыс. км. сейсмопрофилей. В среднем на одно локальное поднятие приходится 284 км сейсмопрофилей в Шаимском районе и 316 км—в Красноленинском районе. Основные сведения по геолого-геофизической изученности локальных поднятий приведены в таблице 2. На территории, детально изученной сейсморазведочными работами (площадь ее—32,5 тыс. кв. км), в среднем одно локальное поднятие приходится на площадь 658 кв. км. в Шаимском районе и 625 кв. км—в Красноленинском районе. Если считать площадь локальных поднятий по замкнутой изогипсе отражающего сейсмического горизонта «А», приуроченного к поверхности фундамента, то суммарная площадь локальных поднятий в пределах Шаимского мегавала составляет 4,6 тыс. кв. км., Верхне-Кондинского мегапрогиба 1,1 тыс. кв. км, Восточно-Туринской моноклинали—0,312 тыс. кв. км, Красноленинского свода—2,2 тыс. кв. км. Суммарная площадь зон отсутствия пород вогулкинской толщи на Шаимском мегавале составляет — 3,9 тыс. кв. км. (85% от суммарной площади замкнутых поднятий), в Красноленинском районе—0,1 тыс. кв. км. (14%), в пределах Верхне-Кондинского мегапрогиба—75 кв. км. (6%) и в пределах Восточно-Туринской моноклинали — 0,1 тыс. кв. км (33%).

На территории Шаимского нефтеносного района за 1959—1969 гг. пробурена 351 поисково-разведочная скважина. Плотность сетки—одна скважина на 99,7 км^2. На один км^2 территории приходится 17,87 м глубоких скважин. Наиболее изученными являются поднятия II порядка. Здесь плотность сетки—одна скважина на 39 км^2, а на один км^2 территории приходится 45,3 м глубоких скважин, т. е. валы и куполовидные поднятия в Шаимском районе изучены почти в 30 раз детальнее, чем впадины Сосредоточение

больших объемов поисково-разведочных работ на структурах II порядка обусловлено более высокими их перспективами для поисков нефтяных залежей. Плотность запасов на валах и куполовидных поднятиях почти в 5 раз выше по сравнению с впадинами. За 1959—69 гг. в Красноленинском районе пробурено 33 поисково-разведочных скважины с общей проходкой 81,1 тыс. м. Изученность его намного ниже по сравнению с Шаимским районом. Здесь плотность сетки—одна скважина на 150 кв. км или в 1,5 раза реже по сравнению с Шаимским районом. Плотность запасов в Красноленинском районе меньше по сравнению с Шаимским в 2,5 раза. Таким образом, распределение объемов буровых работ по районам рассматриваемой территории осуществлено строго в соответствии с их перспективами.

С начала работ на рассматриваемой территории пробурено 0,7 млн. м (табл. 3). Всего же в пределах Западно-Сибирской низменности пробурено на поиски нефтяных месторождений 2,4 млн. м. глубоких скважин, в том числе в Тюменской области 1,95 млн. м. Таким образом, на Шаимский и Красноленинский районы приходится 29% общего метража, пробуренного в низменности и 35,8%—в Тюменской области. В пределах этих районов выявлено 33 месторождения нефти, или 20,8% от числа, открытых в Западной Сибири и 28,7% от количества, открытых в Тюменской области. Коэффициент открытий в пересчете на локальные поднятия, равен 0,68 (табл. 5) по сравнению с 0,8 в Средне-Обской нефтегазоносной области. Несмотря на значительное число месторождений, выявленных в Шаимском и Красноленинском районах, прирост запасов промышленных категорий за счет их открытия увеличился в целом по низменности всего лишь на 5%. Это явление обусловлено тем, что в рассматриваемых районах открыты преимущественно небольшие по величине запасов месторождения. В таблице 4 приведены данные по объему поисково-разведочного бурения, количеству глубоких скважин, пробуренных на каждом из открытых месторождений, и по затратам на проведение буровых работ, которые позволяют, зная объем запасов, рассчитать эффективность геолого-разведочных работ. В настоящее время, когда в промышленные категории переведена значительная часть прогнозных запасов, проведение поисково-разведочных работ здесь в значительных объемах уже нецелесообразно. Необходимо также пересмотреть и структуру буровых работ. Например, в 1969 году 65 тыс. м. было направлено на разведку месторождений и ни одного метра на поиск новых.

Основные сведения по геолого-геофизической изученности локальных

№ № пп	Наименование локальных поднятий, групп месторождений	Дата выявления, год	Подготовка к глубокому бурению, год	Начало глубокого бурения, год	Окончание разведки, год	Суммарная протяженность профилей, погонные километры
	2	3	4	5	6	7
1.	Верхне-Лемьинская группа	1963	1964	1966	1969	
2.	Лемьинская группа	1962	1963	1964	в консервации	1349
3.	Даниловская группа	1963	1964	1966	в разведке	
4.	Северо-Иусское	1962	1963	—	—	665
5.	Южно-Иусское	1962	1964	—	—	
6.	Кандырское	1963	1964	1967	1968	
7.	Кетлохское	1964	1966	1967	1968	
8.	Филипповское	1963	1964	1968	1969	696
9.	Каюмовское	1965	1966	—	—	
10.	Семивидовская группа	1964	1966	1967	в разведке	
11.	Северо-Чан-Чарское	1961	1962	—	—	
12.	Южно-Чан-Чанрское	1962	1963	1963	1963	861
13.	Славинское	1962	1963	—	—	—
14.	Убинская группа	1963	1964	1964	1969	
15.	Андреевское	1962	1963	1963	—	1061
16.	Средне-Мулымьинское	1962	1963		1966	
17.	Толумская группа	1963	1964	1966	в разведке	
18.	Северо-Тетеревское	1963	1964	—	—	
19.	Картопьинская группа	1964	1965	1966	в разведке	241
20.	Окуневское	1962	1963	1962	1963	
21.	Потанайская группа	1963	1964	1965	в разведке	649
22.	Корсунская группа	1963	1964	1968	—»—	
23.	Оханская группа	1963	1964	1967	—»—	
24.	Онтохское	1966	1968	—	—	772
25.	Тетеревская группа	1960	1962	1962	1968	
26.	Трехозерное	1958	1959	1959	1965	
27.	Мулымьинское	1958	1959	1959	—	2178
28.	Учиньинское	1961	1962	—	—	
29.	Половинкинское	1958	1962	1962	1963	
30.	Сатыгинское	1962	1966	—	—	
31.	Мортымьинская группа	1959	1960	1961	1967	283
32.	Евринская	1959	1960	1961	1968	

поднятий Шаимского и Красноленинского районов

Количество погонных километров профилей на структуру	Общая стоимость сейсмических работ, тыс. руб.	Стоимость подготовки структуры, тыс. руб.	Стоимость 1 кв. км площади, руб.	Количество пробуренных скважин	Суммарный метраж, м	Средняя глубина скважины, м	Капиталовложения на глубокое бурение		Площадь структуры, кв. км
							Всего, тыс. руб.	Стоимость 1 метра бурения, руб.	
8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
173		187	—	3	5880	1960	434,5	73,9	36
694	146	752,0	—	9	16244	1805	1570,5	96,6	144
482		522,0	—	34	61107	1797	6427,1	105,2	100
355	515	275,0	17166	—	—	—	—	—	16
310		240,0	»	—	—	—	—	—	14
302		227	1773	2	4153	2076	447,8	107,8	128
35		27	»	1	2263	2263	279,3	123,4	15
35	523	26	»	8	16246	2031	1574,6	96,9	15
92		69	»	—	—	—	—	—	39
232		174	»	2	3626	1813	300	82,7	98
566	799	526	10513	—	—	—	—	—	50
295		273	»	1	1761	1761	75,0	42,6	26
170		109,0	2540	—	—	—	—	—	43
95		61,0	»	43	83278	1937	6189,4	74,3	24
127	680	81,0	»	7	12731	1819	632,5	49,7	32
253		162,0	»	—	—	—	—	—	64
356		229	»	19	32313	1701	2831,1	87,6	90
60		38,0	»	—	—	—	—	—	15
241	242	242	4400	8	16637	2111	1852,4	109,7	55
141		186	2210	3	4916	1639	193	39,2	84
265		350	2210	24	52580	2191	6713,1	127,6	158
89	857	117	»	—	—	—	—	—	53
154		204	»	—	—	—	—	—	92
46	760	760	16520	—	—	—	—	—	46
366		246	5600	60	98913	1648	6193,9	62,6	44
399		269		59	89936	1524	6390,7	71,0	48
266	1467	179		—	—	—	—	—	32
416		280		—	—	—	—	—	50
515		347		5	9662	1932	422	43,6	62
216		146		—	—	—	—	—	26
212		126	3000	32	51436	1607	3230,7	62,8	42
71	168	42		6	4207	702	327,3	77,8	14

2	3	4	5	6	7
33. Индринское	1966	1967	—	—	
34. Оурьинское	1966	1967	—	—	353
35. Мало-Тапское	1968	—	—	—	
36. Кашатское	1966	1968	—	—	1621
37. Шугурское	1962	1963	—	—	846
38. Ингатьинское	1962	1963	—	—	
39. Молодежное	1962	1963	1965	1966	645
40. Лорбинское	1962	1963	1965	1966	
41. Каменное	1959	1960	1960	1968	225
42. Елизаровское	1960	1961	1962	1965	430
43. Западно-Елизаровское	1960	1961	—	—	
44. Ай-Торское	1960	1961	1961	1965	
45. Ингинское	1962	1964	—	—	
46. Ем-Еговское	1960	1961	—	—	1458
47. Пальяновское	1960	1961	—	—	
48. Сиговское	1961	1962	—	—	
49. Ендырское	1967	1968	—	—	818

8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
230		196	2200	—	—	—	—	—	89
123	301	105	»	—	—	—	—	—	48
1231		1112	9260	—	—	—	—	—	120
390	1464	352	»	—	—	—	—	—	38
486		378	8220	—	—	—	—	—	46
360	658	280	»	—	—	—	—	—	34
287	616	274	6220	2	5584	2792	801,0	143,4	44
358		342	»	2	4901	2450	751,3	153,3	55
225	173	173	980	19	45207	2379	5642,7	124,8	176
215		121	1830	4	10189	2547	951,3	93,4	66
215	242	121		—	—	—	—	—	66
294		280	6350	5	12676	2535	1461,1	115,2	44
776		736	»	—	—	—	—	—	116
200	1384	190	»	—	—	—	—	—	30
134		127	»	—	—	—	—	—	20
54		51	6350	—	—	—	—	—	8
818	485	485	10310	—	—	—	—	—	47

Объем глубокого поисково-разведочного

Шаимском и

Показатели	Единицы измерения	1959	1960	1961
1	2	3	4	5
				Шаимский
Объем бурения поисково-разведочных скважин	м	1433	13631	29287
Затраты на бурение поисково-разведочных скважин	тыс. руб.	316,5	1323,7	2527,0
В том числе объем бурения разведочных скважин	м	—	7683	24579
Затраты на бурение разведочных скважин	тыс. руб.	—	702,6	2047,0
				Арантурское
Объем бурения поисково-разведочных скважин	м	—	—	—
Затраты на бурение поисково-разведочных скважин	тыс. руб.	—	—	—
В том числе объем бурения разведочных скважин	м	—	—	—
Затраты на бурение разведочных скважин	тыс. руб.	—	—	—
				Впадины Шаим
Объем бурения поисково-разведочных скважин	м	—	2725	2394
Затраты на бурение поисково-разведочных скважин	тыс. руб.	—	399,5	358,0
В том числе объем бурения разведочных скважин	м	—	—	—
Затраты на бурение разведочных скважин	тыс. руб.	—	—	—
				Всего по Шаим
Объем бурения поисково-разведочных скважин	м	1433	16356	31681
Затраты на бурение поисково-разведочных скважин	тыс. руб.	316,5	1723,2	2885,0
В том числе объем бурения разведочных скважин	м	—	7683	24579
Затраты на бурение разведочных скважин	тыс. руб.	—	702,6	2047,0

Таблица 3

бурения, выполненный в Краснолениноком районах

ГОДЫ 1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	Всего
6	7	8	9	10	11	12	13	14
вал								
31815	33005	50257	78441	78901	79479	44323	49109	489681
1655,0	1651,0	2840,0	5018,9	6122,2	7030,5	4698,2	6099,0	39282,0
24580	24029	46465	76330	56879	71099	43051	49109	423804
1317,0	1187,0	2604,0	4763,9	4058,8	5947,2	4435,5	6099,0	33162,0
куполовидное поднятие								
—	—	3520	10873	18484	29306	21048	15910	99141
—	—	435,1	984,9	1360,9	3197,3	2513,4	1646,2	10077,8
—	—	1807	10873	10968	27304	21048	15910	87910
—	—	241,0	924,9	833,9	3014,8	2513,4	1622,9	9150,9
ского района								
1940	9483	—	—	—	4153	16252	—	36947
153,0	369,0	—	—	—	396,2	1626,2	32,2	3334,1
—	—	—	—	—	—	4116	—	4116
—	—	—	—	—	—	380,9	24,4	405,3
скому району								
33755	42488	53777	89314	97385	112938	81623	65019	625769
1808,0	2020,0	3275,1	5943,8	7483,1	10624,0	8837,8	7777,4	52693,9
24580	24029	48272	87203	67847	98403	68215	65019	515830
1317,0	1187,0	2845,0	5688,8	4892,7	8962,0	7329,8	7746,3	42718,2

1	2	3	4	5
				Краснолениис
Объем бурения поисково-разведочных скважин	м	463	4169	7686
Затраты на бурение поисково-разведочных скважин	тыс. руб.	62,5	539,1	977,0
В том числе объем бурения разведочных скважин	м	—	—	—
Затраты на бурение разведочных скважин	тыс. руб.	—	—	—
				Всего по
Объем бурения поисково-разведочных скважин	м	1896	20525	39367
Затраты на бурение поисково-разведочных скважин	тыс. руб.	379,0	2262,3	3862,0
В том числе объем бурения разведочных скважин	м	—	7683	24519
Затраты на бурение разведочных скважин	тыс. руб.	—	702,6	2047,0

Таблица 3

6	7	8	9	10	11	12	13	14
кий район								
13114	15883	11373	14393	12789	1196	—	—	81066
1573,0	1708,0	1388,0	1986,7	1495,3	208,1	53,5	—	9991,2
3438	8752	4943	7218	7586	1196	—	—	33133
562,0	962,0	676,0	930,0	754,3	208,1	53,5	—	4145,9
районам								
46869	58371	65150	103707	110174	114134	81623	65019	706835
3381,0	3728,0	4663,1	7930,5	8978,4	10832,1	8891,3	7777,4	62685,1
28018	32781	53215	94421	75433	99599	68215	65019	548963
1879,0	2149,0	3521,0	6618,8	5647,0	9170,1	7383,3	7746,3	46864,1

№№ пп	Наименование месторождения или групп	Проходка, м			Затраты	
		всего	в том числе		всего	в том
			поисковых скважин	разведочных скважин		поисковое бурение
1. Шаимская группа		89936	7381	82555	6390,7	937,6
2. Мортымьинская группа		51436	3147	48289	3230,7	318,0
3. Тетеревская группа		98913	3160	95753	6193,9	178,0
4. Средне-Мулымьинское		12731	5479	7252	632,5	271,0
5. Убинская группа		83278	3792	79486	6189,4	254,0
6. Потанайская группа		52591	8637	43954	6632,6	1285,4
7. Толумская группа		55909	12608	43301	5275,0	1049,1
8. Семивидовская группа		3626	1786	1840	300,0	135,9
9. Картопьинская группа		25658	4284	21374	3309,6	563,4
Итого по Шаимскому валу		474078	50274	423804	38154,4	4992,4
10. Верхне-Лемьинская группа		5880	5880	—	457,8	457,8
11. Лемьинская группа		16244	1713	14531	1570,0	194,1
12. Даниловская группа		77017	3638	73379	8050,0	275,0
Итого по Арантурскому куполовидному поднятию		99141	11231	87910	10077,8	926,9
13. Филипповское		16252	12136	4116	1607,4	1202,1
14. Кандырское		4153	4153	—	447,8	447,8
Итого по впадинам Шаимского района		20405	16289	4116	2055,2	1649,9
15. Лорбинское		4901	4901	—	751,3	751,3
16. Каменное		45207	12074	33133	5642,7	1496,8
17. Елизаровское		10189	10189	—	951,3	951,3
Итого по Красноленинскому своду		60297	27164	33133	7345,3	3199,4
Всего по Шаимскому и Красноленинскому району		653921	104958	548963	576327	10768,6

Таблица 4.

Шаимского и Краснолениниского районов

тыс. руб. / числе: разведочное бурение	Количество скважин: всего	в том числе: поисковых	в том числе: разведочных	Средняя глубина скважины, м	Средняя стоимость 1 скважины, тыс. руб.	Средняя стоимость 1 метра, руб.
5453,1	59	5	54	1524	108,3	71,06
2912,7	32	2	30	1607	100,9	62,81
6015,9	60	2	58	1648	103,2	62,62
361,5	7	3	4	1819	90,3	49,68
5935,4	43	2	41	1937	143,9	74,32
5347,2	24	4	20	2191	267,8	126,11
4225,9	31	7	24	1811	158,3	94,35
164,1	2	1	1	1813	150,0	82,74
2746,2	12	2	10	2138	235,3	129,0
33162,0	270	28	242	1756	141,3	80,48
—	3	3	—	1960	152,6	77,86
1375,9	9	6	3	1805	174,4	96,65
7775,0	41	2	39	1878	196,3	104,52
9150,9	53	11	42	1870	190,1	**101,65**
405,3	8	6	2	2031	200,9	**98,9**
	2	2	—	**2076**	223,9	**107,82**
405,3	10	8	2	2040	205,5	100,72
—	2	2	—	2450	375,6	153,29
4145,9	19	5	14	2379	297,0	124,82
—	4	4	—	2547	237,8	93,96
4145,9	25	11	14	2412	293,8	12181
46864,1	358	58	300	1826	161,0	88,13

Таблица 5.

Эффективность открытия месторождений в Шаимском и Красноленинском районах

	Количество опробованных площадей	Открыто месторождений нефти	Коэффициент открытия	Количество пробуренных поисковых скважин	В том числе давших нефть	Коэффициент удачи	Всего поисковых и разведочных скважин	В том числе давших нефть	Коэффициент удачи
1. Шаимский вал	12	9	0,75	38	15	0,39	280	116	0,41
2. Арантурское куполовидное поднятие	3	3	1,0	11	3	0,27	53	22	0,42
3. Впадины Шаимского района	5	2	0,40	16	4	0,25	18	5	0,28
Итого по Шаимскому району	20	14	0,7	65	24	0,37	351	143	0,41
4. Красноленинский район	6	3	0,50	19	1	0,05	33	7	0,21
Всего	26	17	0,65	84	25	0,30	384	150	0,39

В. Г. ЕЛИСЕЕВ, И. И. НЕСТЕРОВ

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ФУНДАМЕНТА ШАИМСКОГО И КРАСНОЛЕНИНСКОГО НЕФТЕНОСНЫХ РАЙОНОВ

Породы фундамента в пределах Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов вскрыты почти всеми поисковыми, разведочными и эксплуатационными скважинами, и геологическое строение его изучено здесь сравнительно более детально, чем в других районах Западно-Сибирской плиты.

Образования фундамента в пределах изучаемой территории подразделяются на два тектонических этажа: нижний—собственно складчатый фундамент и верхний—сложенный эффузивно-осадочными породами туринской серии, формировавшейся в условиях параплатформенного режима. Определения абсолютного возраста фундамента приведены в таблице 6.

На основании данных определений абсолютного возраста и сравнения вскрытых образований фундамента с одновозрастными толщами, обнажающимися в пределах Урала, произведено расчленение палеозойских и допалеозойских пород и сделана попытка наметить схему взаимоотношений различных структурно-фациальных комплексов образований фундамента между собой. Большой вклад в познание геологического строения фундамента Шаимского и Красноленинского районов внесен Н. И. Архангельским, В. С. Бочкаревым, Л. М. Кривошеиным, П. К. Куликовым, Б. С. Погореловым, К. В. Суетновой и др.

В составе образований фундамента изучаемой территории вскрыты верхнепротерозойские (рифейские), ордовикские, силурийские, девонские, каменноугольные и триасовые породы.

Верхнепротерозойские образования вскрыты в пределах Красноленинского свода. Они представлены кварц-биотитовыми, кварц-хлоритовыми, кварц-серицитовыми, серицито-хлорито-кварцевыми сланцами. Абсолютный возраст их—685—990 млн. лет (таблица 6).

Нижнепалеозойские образования представлены породами ордовикской системы. Кембрийские отложения в изученных разрезах скважин не определены. Ордовикские образования вскрыты в осевой зоне Шаимского мегавала. Они представлены темно-серы-

Таблица 6

Абсолютный возраст пород фундамента Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов

Наименование площади	№ скважин	Интервал отбора образца, М	Наименование породы	Млн. лет	Индекс	Автор определения
1	2	3	4	5	6	7
Трехозерная	1	1511,93—1514,23	гранитоид	305	C_2	2
»	36		диорит	350±14	C_1—$Д_3$	2
»	47	1605,1 —1607,4	порфирит	328	C_1	2
»	63	1515,90—1519,46	плагиогранит	304	C_2	2
»	88	1429,12—1432,9	диабаз	281	P_1—C_3	2
»	538	1541,1 —1545,5	гранитоид	298	C_2	2
»	544	1499,8 —1503,3	диорит	318	C_1	2
»	544	—»—	плагиоаплит	294	C_2—C_3	2
»	547	1594 —1597,5	гранитоид	294	C_2—C_3	2
»	574	1578,4 —1581,9	диабаз	305	C_2	2
Евринская	20	1416,3 —1418,3	лампрофир	331	C_1	2
Мулымьинская	38	1505,34—1505,24	Биотитовый гранит	320	C_1	2
Южно-Мортымьинская	145		гранит	293—282	C_2—C_3	2
Западно-Мортымьинская	24	1524,06—1525,16	гранит	276	P_1	2
» »	24	1531,54—1534,6	сланец биотитовый	323—500	C_1—O	2
» »	93	1524,9 —1527,4	сланец	498	O	2

1	2	3	4	5	6	7
» »	140	1585 —1589	диорит кварцевосодержащий	307	C_2	2
Северо-Мортымьинская	26	1561,4 —1566,2	сланец	490	O	2
»	26	1561,4 —1566,2	»	505	O	2
»	29	1607,9 —1612,6	гранит	297	C_2	2
»	91	1613,45—1613,8	»	280—295	C_3	2
»	96	1624,64—1628,14	»	319	C_1	2
Мортымьинско-Тетеревская	83	1520 —1522	»	252—304	C_2—P_2	2
Южно-Тетеревская	170	1644 —1647	сланец	448	O	2
Восточно-Тетеревская	351	1645 —1648	сланец биотитовый	453	O	2
Южно-Толумская	4		амфиболит	430—440		3
	25		»	430—440		3
Северо-Корсунская	15	2184,9 —2186	порфиритоид	401±5	$Д_1$	1
Восточно-Лемьинская	43	1827,3 —1828	диабаз порфиритовый	283±9	$\frac{P_2}{C_1}$	2
»	44		базальт	380	$Д_1$	3
	43		основной эффузив	430—440		3
Южно-Даниловская	98	глубина 1719.95 м	порфирит диабазовый	388±25	Д	1
Восточно-Даниловская	89	—»— 1834,4 м	порфирит	366±25	Д	1
Западно-Даниловская	100	—»— 1796,1 м	диабаз	335±35	C_1	1

1	2	3	4	5	6	7
Каменная	11	2457,7—2469,8	гранит	685±5		2
»	12	2439 —2442	катаклазит гранита	910		2
»	16	2485,8 —2496,5	гранит	680—810		2
»	34	глубина 2500 м	гранит биотитовый	745		2
Ай Торская	20	2567,5 —2577,6	сланец биотитовый	960		2
»	20	2585,6 —2590,4	—»—	990		2
Елизаровская	28	2506 —2511	порфирит	308	C_2	2
Половинкинская	100	1932,2 —1935,5	базальт	229		2
»	103	1987,46—1991,31	»	225		2
Мало-Атлымская	1	2799,7 —2801	базальт измененный	231		2
Больше-Каменская	141	2429 —2430	порфирит	420		2
»	144	2558 —2573	—»—	390±10		2

ПРИМЕЧАНИЕ: *) Авторы определений абсолютного возраста: (1) В. С. Бочкарев; (2) Б. С. Поторелов; (3) Г. А. Фомиченко.

ми, зеленовато-серыми и серыми кварц-биотитовыми, кварц-амфиболовыми, эпидот-биотитовыми, амфибол-кордиеритовыми, графитистыми кварц-мусковитовыми, серицитовыми и хлоритовыми сланцами. Среди сланцев встречены порфироиды, конгломераты и песчаники. Возраст сланцев, по определениям Б. С. Погорелова, составляет 430—500 млн. лет, что соответствует ордовикской системе. По мнению П. К. Куликова, часть этих образований имеет раннесилурийский возраст, а по Н. И. Архангельскому, В. С. Бочкареву и Р. А. Жарковой—позднедокембрийский.

Среднепалеозойские образования представлены породами девона и нижнего карбона. Достоверно определенные силурийские отложения в изученных разрезах скважин не вскрыты.

Девонские образования представлены вулканогенными и вулканогенно-осадочными породами. В состав их входят разнообразные порфириты, которые залегают среди песчаников, песчано-глинистых и филлитовых сланцев. Встречаются линзы мраморизованных известняков. Эти породы вскрыты на Эсской, Верхне-Кондинской, Потанайской, Лемьинской, Даниловской, Ереминской, Мулымьинской, Трехозерной площадях. Основанием для отнесения этих отложений к девону послужили данные сравнения с породами смежных районов Горного Урала, а также определения абсолютного возраста (таблица 6). Несколько иной состав имеют одновозрастные отложения, вскрытые в пределах Красноленинского свода. Они представлены песчанистыми и органогено-детритусовыми известняками, аргиллитами, гравелитами и кварц-содержащими эффузивными породами.

Нижнекаменноугольные отложения, вскрытые по склонам Шаимского мегавала, представлены темно-серыми, часто углистыми глинистыми сланцами, которые содержат прослои песчаников и песчано-глинистых сланцев. По своему облику, степени метаморфизма и дислоцированности эти породы напоминают раннекаменноугольные сланцы Урала. Абсолютный возраст их—318—335 млн. лет (таблица 6).

К верхнепалеозойским образованиям, по мнению П. К. Куликова, можно отнести породы фундамента, вскрытые в пределах Мортымьинской и Мулымьинской площадей. Они слагаются метаморфизованными темно-серыми и зеленовато-серыми алевролитами, аргиллитами с прослоями песчаников, гравелитов и конгломератов. Основанием для отнесения их к верхнему палеозою послужило их сходство со среднекаменноугольной песчано-конгломератовой толщей горного Урала.

По верхнепротерозойским и палеозойским образованиям и секущих их интрузивным породам развита кора выветривания, мощностью до 50 м. В разрезе Мало-Атлымской скважины 1-Р образования коры выветривания перекрыты эффузивно-осадочной толщей триаса.

Палеозойские и более древние образования фундамента с резким угловым несогласием перекрываются эффузивно-осадочными породами триаса. Они залегают в виде покровов и распространены во впадинах и по склонам современных выступов фундамента. В изучаемых районах эффузивно-осадочные образования туринской серии вскрыты в пределах Половинкинской и Мало-Атлымской площадей. На Половинкинской площади они представлены красноцветными и зеленоцветными аргиллитами, гравелитами, туфами, сероцветными песчаниками с углистым детритом, залегающими в верхней части разреза, и эффузивными породами типа базальтов в нижней части вскрытого разреза. По определениям Б. С. Погорелова (Бочкарев, Погорелов, 1967) возраст базальтов из скважин Половинкинской площади равен 225—235 млн. лет и соответствует среднему и низам верхнего отделов триасовой системы. В Мало-Атлымской опорной скважине разрез туринской серии представлен диабазовыми порфиритами, часто с амигдалоидными пустотами, выполненными кварцем и карбонатами, и их туфами и туфопесчаниками. Абсолютный возраст диабазовых порфиритов определен равным 231 млн. лет (таблица 6).

Разновозрастные докембрийские и палеозойские эффузивно-осадочные образования в Шаимском и Красноленинском районах прорваны довольно многочисленными интрузиями основного, среднего и кислого составов. Основные и ультраосновные интрузии, по мнению П. К. Куликова, имеют среднепалеозойский возраст. Среди кислых интрузий отмечается два комплекса. На востоке в пределах Красноленинского свода граниты прорывают рифейские кварц-биотитовые и кварц-серицито-хлоритовые сланцы и имеют верхнерифейский возраст. В пределах Шаимского мегавала ордовикские, силурийские, девонские и нижнекаменноугольные сланцы и порфироиды прорваны гранитными интрузиями верхнепалеозойского возраста. На изучаемой территории широко развиты дайки диабазов и аплитов, которые имеют средне- или верхнепалеозойский возраст. Они секут сланцевые и гранитоидные формации.

Относительно тектонического районирования и взаимоотношений различных разновозрастных комплексов фундамента между собой единой точки зрения не имеется.

По схеме Н. Н. Ростовцева и Т. М. Симоненко с участием И. В. Литвиненко (1956) исследуемый нами район входит в Уральскую зону развития герцинских структур. Только в районе Ханты-Мансийска и несколько юго-юго-западнее его показано предполагаемое распространение докембрийских кристаллических пород. В составе покрова этих пород предполагается развитие палеозойских образований.

В. А. Дедеев и др. выделяют (на западе и востоке) область позднегерцинской складчатости с системой антиклинориев и синклинориев, область архейско-байкальской складчатости, переработанной более поздними движениями, и область байкалид,

примыкающую к герцинидам и археидо-байкалидам с юго-востока и востока.

Н. И. Архангельский (1962) выделяет в пределах Зауралья два структурных яруса в складчатом основании: нижний — протерозойско-нижнепалеозойский, слагающий крупные положительные структуры, названные автором «поднятиями», и верхний—средне-, отчасти, верхнепалеозойский (каледоно-герцинский), слагающий крупные отрицательные структуры, названные «погружениями». В изучаемом нами районе Н. И. Архангельский выделяет Ирбитское погружение на западе и Тугулымо-Березовское поднятие на востоке, ограниченное Ханты-Мансийской и Тургайской впадинами. Все структуры, по мнению автора, разделяются глубинными разломами.

Л. М. Кривошеин в пределах Шаимской группы месторождений выделяет два комплекса—западный и восточный, отличающихся друг от друга степенью метаморфизма и составом пород. В схемах фундамента Западно-Сибирской плиты, составленных в 1961 и 1964 гг. коллективом авторов под редакцией Н. Н. Ростовцева, выделяются: структуры герцинской складчатости, уватский массив, сложенный докембрийскими образованиями, и зона байкалид, огибающая с севера уватский массив, а на западе—контактирующая с герцинидами Уральской ветви.

Тектоническая схема В. П. Маркевича (1966) по истолкованию фактического материала резко отличается от построений других исследователей. Автор выделяет в пределах низменности архейский щит, который погружен под мезо-кайнозойский чехол. С запада этот щит окаймлен герцинидами Урала, а на юге—каледонидами Казахстана.

На большинстве схем однозначно допускается распространение герцинид к востоку от Урала, примерно до меридиональных отрезков долин р. Оби и Иртыша. Если же учитывать при тектонических построениях по фундаменту геотермические условия в чехле, то граница герцинид и образований более древней консолидации проходит значительно восточнее вышеуказанной границы.

Наиболее детальная схема строения фундамента Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов дана П. К. Куликовым (1968). Изучение пород фундамента и расшифровка гравимагнитных данных позволили П. К. Куликову составить карту фундамента западной части низменности. Этот исследователь отмечает довольно четкую зональность в распределении крупных отрицательных и положительных структур (синклинориев и антиклинориев), имеющих северо-восточное простирание. Ниже описание строения фундамента дается, в основном, по его данным.

На крайнем северо-западе района наших исследований вырисовывается крупная зона поднятий, образованная Адым-Юганской оконечностью Пунгинского антиклинория и северной частью Верхне-Олтумской мегантиклинали. Последняя представляет

собой, вероятно, продолжение Шадринско-Троицкого антиклинория. Названная зона выделяется преимущественно по геофизическим данным и материалам бурения в смежных районах. Она слагается ордовикско-силурийскими кристаллическими сланцами. Комплекс кристаллических и метаморфических сланцев соответствует каледонскому тектономагматическому циклу. Он образует самостоятельный структурный ярус в современном складчатом фундаменте района.

Восточнее этой зоны выделяется Ярсалинско-Шаимская синклинорная зона (синклинорий), отделенная от западной антиклинорной крупными разломами: Инк-Вой-Юганским и Пунгинским, имеющими субмеридиональное простирание. Ширина этой зоны на севере—100 км, на юге—50 км. В пределах ее находятся (с севера на юг): Тугровская, Верхне-Лемьинская, Лемьинская, Даниловская, Еременская площади. Ярсалинско-Шаимская зона сложена преимущественно вулканическими и вулканогенно-осадочными толщами девонского и раннекаменноугольного возраста. Описываемые толщи залегают на ордовикско-силурийских образованиях, вероятно, с резким несогласием.

В южной части синклинория (в пределах района работ) выделяется триасовый комплекс пород, который является результатом проявления тафрогенного этапа, сопровождающегося образованием траппов. Синклинорий неоднороден по своему строению. Его восточное крыло по формациям и возрасту отложений резко отличается от его остальной части. Не исключена вероятность того, что каменноугольные толщи представляют собой не крыло синклинория, а дислоцированное перекрытие западной части Тетеревско-Оханского антиклинория. Эта структура отделяется от Ярсалинско-Шаимской синклинорной зоны Чан-Чарским разломом. Она имеет северо-восточное простирание. Сложена преимущественно ордовикско-силурийскими сланцами.

Тетеревско-Оханский антиклинорий на юго-западе района объединяется также с довольно крупным Назаровским антиклинорием. В результате образуется единая положительная структура, которая названа Назаровско-Оханским мегантиклинорием. Осевая часть этого антиклинория, по-видимому, проходит в районе Красноленинского свода. Ширина зоны поднятий на севере около 75 км, на юге — 100 км. В этой зоне находится Убинская, Потанайская, Оханская, Толумская, Семивидовская, Тетерево-Мортымьинская, Шаимская, Евринская, Средне-Мулымьинская, Окуневская, Назаровская площади и др.

В пределах Назаровско-Оханского мегантиклинория фиксируется ряд мегантиклиналей и мегасинклиналей. Эти структуры имеют овальное очертание и простирание, согласное общему простиранию складчатости. В центральной части района выделены Тетеревская, Мортымьинская, Трехозерная мегантиклинали, Глухая, Правобережная, Сорансуйская, Южная, Урайская, Вершинная

мегасинклинали. Основная часть названных мегантиклиналей тяготеет к относительно узкой зоне и образует единую область поднятия, сложенную преимущественно ордовикско-силурийскими сланцами. Тетеревско-Оханский антиклинорий рассечен небольшими мегасинклинальными формами. Мегасинклинали сложены исключительно нижнекаменноугольными глинистыми сланцами. Назаровский антиклинорий субмеридионального простирания расположен несколько южнее Тетеревско-Оханского. Он характеризуется сходной геологической историей с последним.

Восточнее Назаровско-Оханского мегантиклинория располагается крупная синклинорная зона—так называемый Леушинский синклинорий, который представляет северную оконечность Кустанайско-Тюменского синклинория. Характерной особенностью Леушинского синклинория является зональность фаций, благодаря которой структура разбивается на несколько обособленных участков—северной, глинисто-сланцевый, центральный, вулканогенно-осадочный, и южный, собственно Леушинский), глинисто-сланцевый, переходящий далее на юг в район развития вулканогенно-осадочных образований. Ширина зоны колеблется в пределах 85—100 км. На крайнем северо-востоке Леушинский синклинорий упирается в северо-восточную часть Назаровско-Оханского мегантиклинория. В пределах этой зоны находятся: Леушинская, Тайгинская, Половинкинская, Нахрачинская, Северо-Таежная и Южно-Таежная, Карабашская и другие площади.

В фундаменте изучаемых районах преимущественно по геофизическим данным фиксируется густая сеть разнообразных разломов, включая и глубинные. Глубинные разломы подчинены двум направлениям: субмеридиональному и субширотному. Первые, вероятно, заложились до силурийского периода и сохранили активность до момента замыкания геосинклинали, то есть до конца верхнего палеозоя. Субширотные разломы являются более поздними. Доказательством этому служит положение разломов в общей структуре района. Широтные разломы пересекают все средне- и позднепалеозойские структуры, а в некоторых случаях—даже верхнепалеозойские массивы.

Триасовые вулканогенные образования, установленные на ряде площадей, составляют трапповый формационный комплекс, который развит и в других районах низменности. Траппы сходны с аналогичными образованиями Сибирской платформы. Вероятно, трапповый комплекс отражает кратковременный тектоно-магматический этап геологической истории. По особенностям проявления он может быть назван тафрогенным (Куликов, 1968). Этот этап привел к усложнению сети глубинных разломов, а также к образованию грабенообразных депрессий.

В. Г. ЕЛИСЕЕВ, И. И. НЕСТЕРОВ, Г. С. ЯСОВИЧ

РАЙОНИРОВАНИЕ МЕЗОЗОЙСКО-КАЙНОЗОЙСКИХ ПЛАТФОРМЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ШАИМСКОГО И КРАСНОЛЕНИНСКОГО НЕФТЕНОСНЫХ РАЙОНОВ ПО ТИПАМ РАЗРЕЗОВ

В пределах Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов разрез юрских и меловых отложений характеризуется сложным литолого-фациальным составом пород. В силу этого перед описанием стратиграфии изучаемой территории целесообразно провести районирование по типам разрезов, что позволит более последовательно провести корреляцию стратиграфических подразделений и выделить участки с одинаковой стратиграфической шкалой.

Первые схемы районирования были составлены сотрудниками ВНИГРИ и ВСЕГЕИ (Алескерова и др., 1958). Коллективом исследователей ВСЕГЕИ было выделено 5 районов, из которых северо-западный включал разрез Березовской, Ханты-Мансийской Уватской и Леушинской опорных скважин.

На Межведомственном совещании по стратиграфии Сибири в 1956 году территория низменности была подразделена также на 5 районов. В основу районирования вошла схема, предложенная ВСЕГЕИ, трестом «ЗапСибнефтегеология» и ЗСГУ. Более дробное районирование было проведено П. Ф. Ли и др. в 1960 году. Оно касалось западной части низменности. В Зауральской части низменности было выделено 5 типов разрезов, из которых Уватско-Тобольский и Березово-Леушинский охватывают район описываемой территории. При составлении корреляционных схем мезозойско-кайнозойских отложений на стратиграфическом совещании 1956 года было выделено 10 структурно-фациальных зон. Исследуемый нами район охватывается Тобольско-Уватской фациальной зоной.

В схеме районирования составленной Н. Н. Ростовцевым и др. отмечается тенденция к более дифференцированному разделению типов разрезов на территории низменности. Здесь уже зоны разделяются на отдельные районы. В пределах изучаемой территории

выделяются 3 зоны: Ляпинская, Березово-Шаимская и Казымо-Фроловская. Ляпинская зона подразделялась на 2 района: Ляпинский и Эсский; Березово-Шаимская—на 4 района; Казымо-Фроловская—на 2 района.

В отчетах партии оперативного анализа ТТГУ за 1964 и 1965 годы также проводится районирование по типам разрезов. В отличие от других работ в этих отчетах дается характеристика каждого типа, приводятся площади и разрезы наиболее типичных скважин.

Ю. В. Брадучан, Г. С. Ясович делают попытку районирования территории низменности по типам разреза отдельно для юрских, неокомских и верхнемеловых отложений. Они приводят обоснование выделения соответствующих районов (зон), дают список площадей, входящих в тот или иной район. Изучаемая нами территория входит отдельными частями в выделенные авторами Тюменско-Шугинский, Шаимско-Леушинский, Шеркалинско-Тобольский и Мало-Атлымский районы. Для неокомских отложений выделяются Шаимско-Березовский и Фроловский районы.

На Межведомственном стратиграфическом совещании 1967 года в г. Тюмени в основу была взята схема, предложенная ЗапСибНИГНИ. Изучаемая территория входит своими отдельными частями в Ляпинский, Шаимско-Леушинский, Тобольско-Танопчинский и Фроловский районы. В схеме районирования нижнемеловых отложений эта часть территории входит в район восточного склона Полярного и Приполярного Урала, Березово — Шаимский и Фроловский районы.

В Шаимском и Красноленинском нефтеносных районах, как и на других участках Западно-Сибирской плиты, пестрота литолого-фациальных обстановок в определенной степени контролируется интенсивностью проявления тектонических движений в тот или иной этап мезозойско-кайнозойской истории формирования осадочного чехла.

Вверх по разрезу интенсивность тектонических движений затухает, и соответственно, разрез становится более однородным. В условиях исследуемой территории условно в разрезе платформенных отложений можно выделить два этапа: юрско-неокомский, частично аптский и апт-палеогеновый. В юрско-неокомское, частично аптское время, литолого-фациальные обстановки были наиболее пестрыми и в отложениях этого времени можно выделить четыре основных типа разреза, отличающихся друг от друга литолого-фациальными условиями накопления пород. Взаимоотношение типов разрезов юрско-неокомских, частично аптских отложений в Шаимском и Красноленинском нефтеносных районах показано на рис. 2. В апт-палеогеновое время по простиранию выделяемых стратиграфических подразделений на всей изучаемой территории каких-либо существенных литолого-фациальных изменений не происходит, и здесь можно выделить лишь один тип

разреза. Ниже дается краткая характеристика выделенных типов разрезов.

Ляпинский тип разреза распространен на территории западной, северо-западной и юго-западной части Шаимского района. В составе юрских неокомских и частично аптских отложений в разрезах распространения этого типа выделяются: тюменская, марьяновская, харосомская, улансынская, леушинская и кошайская свиты (рис. 2). Характерными особенностями разреза юрских отложений являются: преобладание в составе тюменской свиты глинисто-алевролитовых пород, почти полное отсутствие в верхней юре битуминозных пород и значительное опесчанивание на западе отложений верхней юры, берриаса, валанжина и низов готерива.

В тюменской свите Ляпинского типа разреза выделяются четыре пачки (снизу вверх): радомская, тетеревская, даниловская и убинская, которые охватывают разрез от верхов нижней юры до нижнего келловея включительно. В марьяновской свите выделяется две подсвиты: нижняя и верхняя. Нижняя подсвита разделяется на три пачки; верхняя—на пачки не подразделяется. Харосомская и улансынская свиты на подсвиты и пачки не разделены. В леушинской свите выделяются две подсвиты: нижняя и верхняя. Нижняя подсвита расчленяется на две пачки: нижнюю и верхнюю (горизонт «Н»). Верхняя подсвита расчленяется на 3 пачки: нижнюю, среднюю и верхнюю (горизонт «М»). Кошайская свита расчленена на две пачки: нижнюю и верхнюю.

Шаимский тип разреза распространен на территории юго-западной части Шаимского мегавала, восточнее участков развития разрезов Ляпинского типа. В составе юрских, неокомских и частично аптских отложений здесь выделяются: тюменская, шаимская, улансынская, леушинская и кошайская свиты (рис. 2). Характерными особенностями разреза являются следующие: наличие в основании морских верхнеюрских отложений образований вогулкинской толщи, почти полное отсутствие битуминозных пород в разрезе юры и появление их в отложениях берриаса, валанжина и низов готерива, наличие в основании пород волжского яруса конгломератовидных пород с глинистым базальным цементом. В составе тюменской свиты здесь выделяются тетеревская, даниловская и убинская пачки, отложения которых последовательно выклиниваются к приподнятым выступам фундамента.

В корреляционной схеме, утвержденной МСК СССР в 1968 году, шаимская свита разделена на две подсвиты. Граница подсвит проведена по кровле пачки базальных конгломератов, залегающих в основании волжских отложений. Мы считаем, что по особенностям литологического состава правильнее эту границу проводить по подошве пачки с конгломератами, тем более, что в большинстве изученных разрезов ниже этой границы развиты песчаники и ракушняки вогулкинской толщи, которые по своему

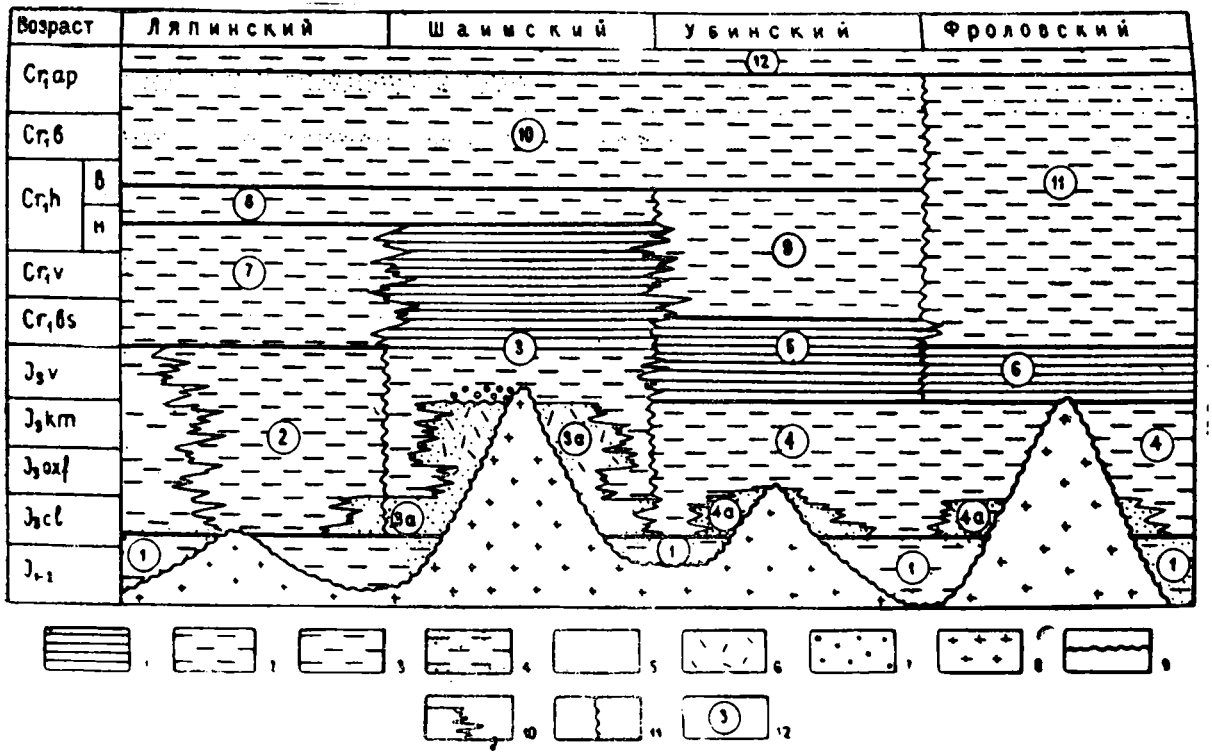


Рис. 2. Взаимоотношение типов разрезов юрских и неокомских отложений в Шаимском и Красноленинском нефтеносных районах.

1—битуминозные аргиллиты; 2—глины, аргиллиты; 3—алевролиты; 4—чередование песчаников, алевролитов и глинистых пород; 5—песчаники; 6—песчаники и ракушняки; 7—конгломераты; 8—породы фундамента; 9—поверхности размыва; 10—литологические замещения; 11—условные границы между свитами; 12—наименование свит: 1—тюменская; 2—марьяновская; 3—шаимская; 3а, 4а—вогулкинская толща; 4—абалакская; 5—тутлеймская; 6—баженовская; 7—харосоимская; 8—уланская; 9—алясовская; 10-леушинская; 11—фроловская; 12—кошайская.

литологическому составу и условиям образования резко отличаются от перекрывающих пород.

В соответствии с принятым новым делением шаимской свиты нижняя ее подсвита в зависимости от структурного положения имеет различную литологическую характеристику. Во впадинах она представлена глинистыми или глинисто-алевритовыми породами, а по направлению к осевой зоне Шаимского мегавала и на склонах крупных локальных поднятий глинистые отложения замещаются песчаниками и ракушняками вогулкинской толщи. В составе последней выделяются три пласта (сверху вниз) — $П_1$; $П_2$; и $П_3$.

Верхняя подсвита шаимской свиты расчленяется на 4 пачки: трехозерную, нижнюю, среднюю и верхнюю (рис. 3). Улансынская, леушинская и кошайская свиты Шаимского типа разреза имеют строение и литологический состав, близкий к разрезам Ляпинского типа, но со значительно меньшим содержанием песчаного и алевритового материала.

Убинский тип разреза распространен на территории средней части Шаимского мегавала, на склонах Восточно-Туринской моноклинали и в ряде участков Верхне-Кондинского мегапрогиба, непосредственно к востоку от Шаимского типа. В составе юрских, неокомских и частично аптских отложений здесь выделяются: тюменская, абалакская, тутлеймская, алясовская, леушинская и кошайская свиты.

Характерными особенностями разреза являются следующие: преобладание глинисто-алевролитовых пород в тюменской свите, наличие битуминозных глинистых пород в волжских, нижнеберриасских отложениях, резкое опесчанивание леушинской свиты на юго-востоке распространения пород рассматриваемого типа разреза.

Тюменская свита в наиболее полных разрезах расчленяется на четыре пачки: радомскую, тетеревскую, даниловскую и убинскую. На участках приподнятого залегания выступов фундамента на юго-востоке распространения Шаимского типа разреза тетеревская и даниловская пачки, по-видимому, выпадают из разреза, батские отложения (убинская пачка) залегают на размытой поверхности верхов нижней юры (радомская пачка).

Абалакская свита расчленяется на три пачки: нижнюю, среднюю и верхнюю. Нижняя и средняя пачки часто замещаются отложениями вогулкинской толщи. Тутлеймская свита разделяется на две подсвиты — нижнюю и верхнюю. Алясовская свита расчленяется на три пачки: деминскую, чуэльскую и устремскую. Леушинская и кошайская свиты имеют строение и литологический состав, близкий к разрезам Ляпинского и Шаимского типов.

Фроловский тип разреза распространен в основном в Красноленинском нефтеносном районе. В составе юрских, неокомских и частично аптских отложений здесь выделяются: тюменская, абалакская, баженовская, фроловская и кошайская свиты. Характер-

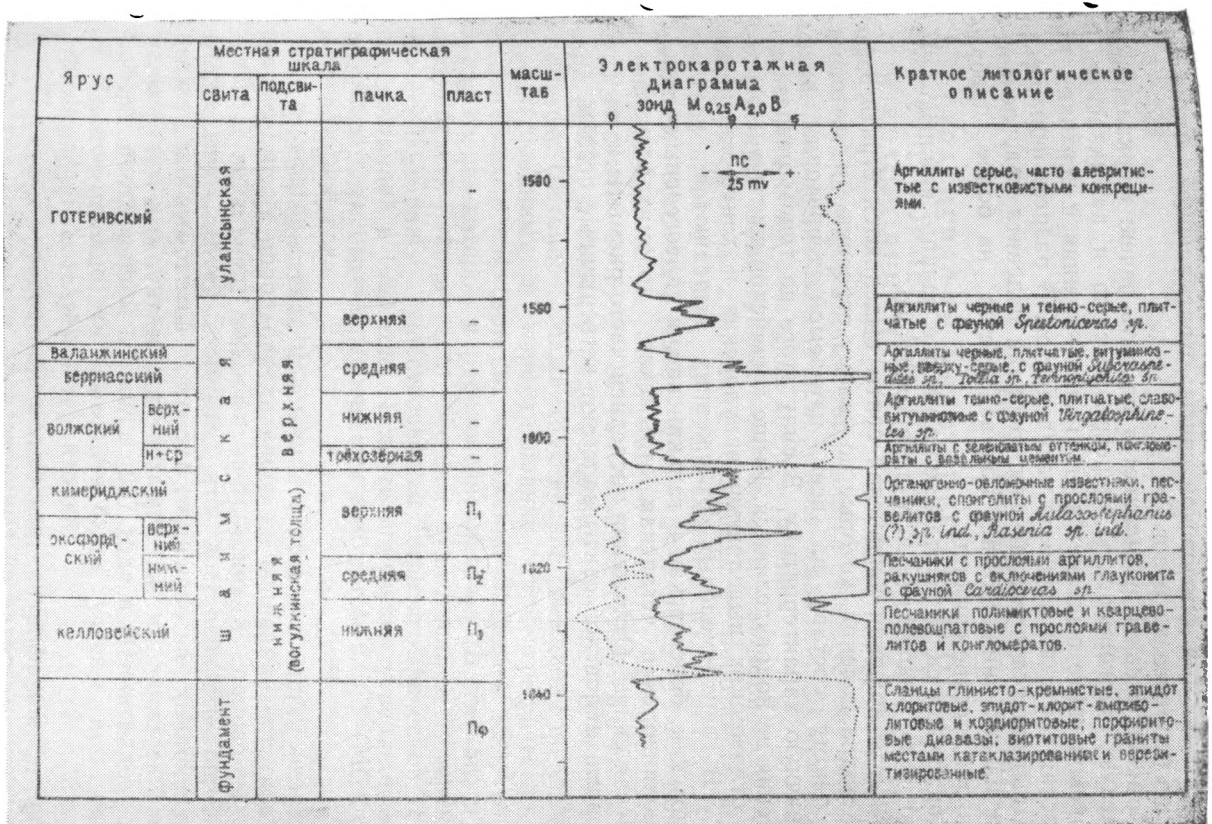


Рис. 3. Расчленение юрских и нижнесокомских отложений западной части Шаимского района (Скв. 288. Тетеревской площади).

ными особенностями разрезов этого типа являются: преимущественно глинистый состав верхнеюрских отложений, наличие битуминозных пород только в волжских отложениях, развитие мощной глинистой фроловской свиты, охватывающей отложения от низов берриаса до низов апта.

Тюменская свита расчленяется на пять пачек: шеркалинскую, радомскую, подгорненскую, перегребненскую и нарыкарскую. В абалакской свите выделяется две пачки—нижняя и верхняя. Баженовская свита на пачки не расчленяется. В разрезе фроловской свиты выделяется две подсвиты. Верхняя подсвита расчленяется на две пачки: нижняя—не подразделяется на более дробные стратиграфические единицы.

Кошайская свита расчленяется на две пачки: нижнюю—глинистую и верхнюю—глинисто-алевролитовую.

Выше отложений кошайской свиты выделяются стратиграфические подразделения, которые по своему строению и литолого-фациальному составу на всей изучаемой территории имеют однозначную характеристику. В силу этого по типам разреза эти отложения не подразделяются. Выше кошайской свиты в нижнемеловых отложениях выделяются викуловская и ханты-мансийская свиты. В верхнемеловых отложениях выделяются: уватская, кузнецовская, березовская и ганькинская, в палеогеновых—талицкая, люлинворская, чеганская, атлымская, новомихайловская и журавская свиты. Отложения последней часто размыты и на породах новомихайловской свиты залегают четвертичные осадки.

В. Г. ЕЛИСЕЕВ, И. И. НЕСТЕРОВ

СТРАТИГРАФИЯ МЕЗОЗОЙСКО-КАЙНОЗОЙСКИХ ПЛАТФОРМЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ШАИМСКОГО И КРАСНОЛЕНИНСКОГО НЕФТЕНОСНЫХ РАЙОНОВ

Разрез платформенных образований исследуемой территории сложен континентальными и морскими осадками. В нем присутствуют отложения от юрских до четвертичных.

Частично стратиграфия мезозойских и кайнозойских отложений территории исследований освещена в работах П. Ф. Ли, О. В. Равдоникас (1960); З. Т. Алескеровой, П. Ф. Ли, Т. И. Осыко, Н. Н. Ростовцева (1958); В. С. Бочкарева, Г. К. Боярских и др. (1965); Х. А. Иштиряковой (1967); В. Г. Елисеева, Г. С. Ясовича (1968); Б. В. Топычканова (1968), Ю. Н. Карогодина (1969), а также в ряде фондовых отчетов. В 1967 году, в г. Тюмени состоялось Межведомственное совещание по уточнению унифицированных и корреляционных стратиграфических схем мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности, на котором в расчленение разреза Шаимского и Красноленинского района были внесены существенные изменения по сравнению с ранее существовавшей стратиграфической схемой, разработанной в 1960 году. Все эти изменения утверждены Межведомственным стратиграфическим комитетом СССР (МСК СССР) в начале 1968 года.

Стратиграфическое положение отдельных частей разреза юрско-неокомских пород определялось на основании остатков аммонитов и пелеципод, микрофаунистических и спорово-пыльцевых комплексов. Следует отметить, что достоверность определений целого ряда аммонитов взято под сомнение на коллоквиуме по мезозойским аммонитам и двухстворчатым моллюскам Западной Сибири, проходившем в январе 1967 года в Ленинграде.

Соответственно эти замечания были учтены при описании стратиграфии исследуемой территории.

Перечень определений моллюсков, микрофауны и спорово-пыльцевых комплексов, произведенных по разрезам скважин, пробуренных на территории Шаимского и Красноленинского районов, приведен в таблицах 12, 13 и 14. В эти таблицы включены все

определения, в том числе и те, которые противоречат друг другу, с той целью, чтобы специалисты могли объективно подойти к тем изменениям в стратиграфическом расчленении разреза, которое произведено на Межведомственном совещании в 1967 году.

В настоящей работе стратиграфическое расчленение мезозойских и кайнозойских платформенных отложений дается в соответствии с утвержденной МСК СССР в 1968 году унифицированной и корреляционными схемами. По палеогеновым, верхнемеловым и частично нижнемеловым отложениям стратиграфическая схема (таблицы 7 и 10) близка к схеме Березовского газоносного района, отличаясь от последней более полным разрезом в верхах кайнозойских отложений.

По нижнемеловым и юрским отложениям в Шаимском районе выделяется два типа разрезов. В западной и северо-западной части района разрез тяготеет к Ляпинской зоне Приуралья. В более восточных разрезах по литологическому составу пород юры и неокома отмечается большое сходство с районом Березово. До 1967 года здесь выделялись те же стратиграфические подразделения (абалакская, тутлеймская, алясовская свиты), что и в Березовском газоносном районе. Однако фаунистические данные указывают на значительное омоложение однотипных по литологии пород. В основном, это относится к битуминозным аргиллитам. В Березовском районе верхняя граница распространения битуминозных пород тутлеймской свиты ограничивается берриасским ярусом.

В западной части Шаимского района в кровле близких по литологическому облику битуминозных аргиллитов определена готеривская фауна (Speetoniceras sp.). При этом по комплексу фораминифер и одиночным находкам аммонитов ниже выделяются валанжинские и юрские отложения. Таким образом, в Березовском районе битуминозные аргиллиты развиты в волжских и берриасских отложениях, а в западной части Шаимского района близкие по литологическому составу породы залегают в отложениях берриаса, валанжина и низов готерива. Расчленение этих отложений по скв. 288 Тетеревской площади приведено на рис. 3.

Следует отметить, что разделение шаимской свиты на подсвиты в утвержденной корреляционной схеме произведено неудачно. Граница верхней и нижней подсвит проведена по кровле пачки, представляемой серыми алевритистыми аргиллитами, местами переходящими в глинистые конгломератовидные породы. Более резкая литологическая граница проходит по подошве этой же пачки, где глины сменяются органогенно-обломочными известняками вогулкинской толщи. На рис. 2 и в таблице 9 разделение верхней и нижней подсвит проведено по более резкой литологической границе.

Кроме этого, отступление от утвержденной МСК СССР корреляционной схемы имеются по чеганской, талицкой, леушинской и тутлеймской свитам.

Чеганская свита подразделена на две подсвиты, отличающиеся друг от друга содержанием алеврито-песчаного материала. Граница подсвит четкая по электрокаротажным диаграммам и прослеживается на большей части распространения свиты.

В талицкой свите дополнительно в верхней ее подсвите выделена пачка темно-серых и серых глин, мощностью 5—15 м, которая отличается от нижележащих более однородным составом, отсутствием включений линз песчаников и алевролитов и появлением кремнистости. Пачка хорошо выделяется на электрокаротажных диаграммах.

В отличие от утвержденной МСК СССР стратиграфической схемы леушинская свита разделена на 2 подсвиты: верхнюю и нижнюю. В нижнюю подсвиту включены две нижние пачки (нижняя и горизонт «Н»), имеющиеся в утвержденной МСК СССР стратиграфической схеме. Верхняя подсвита разделена на 3 пачки. Дополнительно выделена пачка песчаников и глин (средняя пачка) под горизонтом «М». Выделение этой пачки имеет большое корреляционное значение, так как по подошве ее проводится граница баррема и апта. Пачка хорошо следится по каротажным диаграммам.

Тутлеймская свита расчленена на две подсвиты — нижнюю и верхнюю. Граница этих подсвит совпадает с границей юры и мела. На каротажных диаграммах эта граница прослеживается повсеместно в изучаемом районе.

Схемы стратиграфического расчленения палеогеновых, меловых и юрских отложений Шаимского нефтегазоносного района приведены в таблицах 7—9.

В разрезе мезозойско-кайнозойских отложений Красноленинского района (таблицы 10 и 11) изменения внесены в расчленение талицкой, уватской, фроловской и тюменской свит. Обоснование более детального расчленения талицкой свиты дано выше.

Уватская свита расчленена на две пачки: нижнюю—более глинистую и верхнюю—преимущественно алевролитовую с прослоями песчаников. Такое расчленение позволяет более однозначно сопоставлять разрезы уватской свиты по всей территории Приуральской части низменности.

Необходимость расчленения мощной фроловской свиты на две подсвиты вызвана наличием в более северных разрезах хорошо прослеживающихся двух пачек, краткое литологическое описание которых дано в таблице 11. В пределах Красноленинского района литологический состав этих пачек приближается к составу нижележащих отложений, но сохраняется на электрокаротажных диаграммах ряд реперов, позволяющих довольно уверенно проследить аналоги верхней и нижней пачек верхнефроловской подсвиты и в этих участках. Разделение фроловской свиты на подсвиты и пачки позволяет также более обоснованно коррелировать

разрезы неокомских и аптских отложений Среднеобской и Приуральской нефтегазоносных областей.

Более дробное расчленение тюменской свиты на пачки по сравнению с утвержденной корреляционной схемой обусловлено необходимостью прослеживания отдельных пластов с нефтепроявлениями, которые зафиксированы на ряде площадей. Выделенные пачки хорошо прослеживаются по всей территории района и протягиваются на юг вплоть до Увата. Обоснование выделения этих пачек дано И. И. Нестеровым (Аргентовский, Бочкарев, Брадучан и др., 1968).

Примечание: Списки фауны и флоры, помещенные в таблицах 12, 13 и 14, в основном опубликованы в работах В. Г. Елисеева, Г. С. Ясовича (1968); В. Г. Елисеева, Ю. Н. Карагодина и др. (1969); П. Ф. Ли и О. В. Ровдоникас (1960); Б. В. Топычканова, Н. К. Глушко и др. (1965) и др.

Схема стратиграфического расчленения палеогеновых, нижнемеловых отложений Шаимского

Местная стратиграфическая шкала			Мощность, м	Фации
свита	подсвита	пачка		
Четвертичные отложения			20—50	Континентальные
Перерыв, местами до верхов чеганской свиты				
Журавская	—	—	10—15	Континентальные
Новомихайловская	—	—	0—50	Континентальные
Атлымская	—	—	0—40	Континентальные
Чеганская	(Верхняя)	—	30—50	Морские
	(Нижняя)	—	40—60	Морские
Люлинворская	Верхняя	—	70—100	Морские
	Средняя	—	50—60	Морские
	Нижняя	—	40—60	Морские
Талицкая	Верхняя	(Верхняя)	5—15	Морские
		(Нижняя)	40—70	Морские
	Нижняя	—	40—70	Морские
Перерыв на большей части, а возможно и по всему району				
Ганькинская	—	—	40—60	Морские
Березовская	Верхняя	—	80—100	Морские
	Нижняя	—	50—70	Морские
Кузнецовская	—	—	35—45	Морские
Уватская	—	Верхняя	50—70	Прибрежно-морские
	—	Нижняя	180—200	Прибрежно-морские
Ханты-Мансийская	Верхняя	Верхняя	50—60	Прибрежно-морские
		Нижняя	40—50	Прибрежно-морские
	Нижняя	—	80—110	Морские
Викуловская	Верхняя	—	70—90	Прибрежно-морские
	Нижняя	—	70—90	Прибрежно-морские

верхнемеловых и частично
нефтеносного района

Краткое литологическое описание	Возраст по биостратиграфической шкале
Аллювиальные, озерные, болотные отложения	
Алевриты с прослоями песков и глин с включениями глаукочита	Низы (1/2) верхнего олигоцена
Глины бурые и серые, пески, алевриты	Средний олигоцен
Пески сахаровидные с линзами глин	Верхи (2/5) нижнего олигоцена
Глины зеленые, с прослоями алевролитов	Середина (2/5) нижнего олигоцена
Глины зеленые, листоватые	Верхи (1/3) верхнего эоцена, низы (1/5) нижнего олигоцена
Глины диатомовые зеленые	Середина (1/3) верхнего эоцена
Глины серые диатомовые с прослоями диатомитов	Низы (1/3) верхнего эоцена
Опоки светло-серые, опоковидные глины	Нижний, средний эоцен
Темно-серые глины	Верхи (1/4) верхнего палеоцена
Серые глины с линзами алевролитов	Низы (3/4) верхнего палеоцена
Темно-серые алевритистые глины	Нижний палеоцен
Зеленовато-серые, известковистые глины	Верхи (1/4) кампана, маастрихт
Глины серые, участками опоковидные	Нижний, низы (3/4) верхнего кампана
Глины опоковидные с прослоями опок	Верхи (1/3) верхнего турона, коньяк, сантон,
Глины темно-серые	Нижний, низы (2/3) верхнего турона
Алевролиты с прослоями песчаников и глин	Верхи (1/2) верхнего сеномана
Алевролиты с прослоями глин	Нижний, низы (1/2) верхнего сеномана.
Глины, алевролиты, песчаники	Верхи (1/2) верхнего альба
Чередование песчаников и глин с прослоями алевролитов	Низы (1/2) верхнего альба
Темно-серые глины	Средний альб
Песчаники, глины, с прослоями алевролитов	Нижний альб
Чередование песчаников, алевролитов, глин	Верхи (4/5) верхнего апта

Схема стратиграфического расчленения восточной части Шаимского

Местная стратиграфическая шкала			Мощность, м	Фации
свита	подсвита	пачка		
Кошайская	—	Верхняя	25—30	Прибрежно-морские
		Нижняя	15—20	Прибрежно-морские
Леушинская	(Верхняя)	Горизонт «М»	30—45	Прибрежно-морские
		(Средняя)	40—50	Прибрежно-морские
		(Нижняя)	100—110	Морские
	(Нижняя)	Горизонт «Н»	40—45	Морские, прибрежно-морские
		(Нижняя)	70—100	Морские
Алясовская	—	(Верхняя)	50—80	Морские
		(Нижняя)	60—80	Морские
Тутлеймская	(Верхняя)	—	15—20	Морские
	(Нижняя)	—	30—60	Морские
Абалакская	—	(Верхняя)	5—20	Морские
		(Нижняя)	5—10	Морские
	Вогулкинская толща (замещает полностью или частично породы абалакской свиты)	Верхняя	0—5	Морские
		Средняя	0—3	Морские
		Нижняя	0—10	Прибрежно-морские

Таблица 8.

апт-неокомских и юрских отложений нефтеносного района

Краткое литологическое описание	Возраст по биостратиграфической шкале
Глины с прослоями алевролитов	Верхи (1/7) нижнего и низы (1/5) верхнего апта
Темно-серые глины	Верхи (2/7) нижнего апта
Песчаники с прослоями глин	Середина (2/7) нижнего апта
Глины с пластами алевролитов внизу	Низы (2/7) нижнего апта
Глины с линзами алевролитов	Верхи (2/3) верхнего баррема
Алевролиты с прослоями глин и линзами песчаников	Верхи (1/2) нижнего и низы (1/2) верхнего баррема
Глиыы серые и темно-серые	Большая часть (6/7) верхнего готерива, низы (1/2) нижнего баррема
Глины темно-серые	Верхи (1/3) нижнего, низы (1/7) верхнего готерива
Глины темно-серые с включениями сидерита	Низы (2/3) нижнего готерива, верхи (1/3) берриаса, валанжин
Черные, плитчатые, битуминозные аргиллиты	Низы (2/3) берриаса
Черные, землистые, битуминозные , аргиллиты	Волжский ярус
Аргиллиты с включениями глауконита с конкрециями известняков	Верхи (2/3) верхнего оксфорда, кимеридж.
Аргиллиты темно-серые с оолитами сидерита	Средний, верхний келловей, нижний и низы (1/3) верхнего оксфорда
Органогенно-обломочные известняки, песчаники, спонголиты	Верхний оксфорд, кимеридж
Песчаники с прослоями аргиллитов и ракушняков	Нижний оксфорд
Песчаники с прослоями гравелитов и конгломератов	Средний, верхний келловей.

1	2	3	4	5
Тюменская	Верхняя	Верхняя	0—30	Континентальные
		Средняя	0—15	Континентальные
		Нижняя	0—30	Континентальные
	Средняя	—	0—20	Континентальные
Параплатформенный комплекс	—	—	0—50	Континентальные

Фундамент, с размывом перекрыт породами

6	7
Алевролиты и песчаники с прослоями аргиллитов и линз бурых углей	Бат, нижний келловей.
Аргиллиты с прослоями песчаников и алевролитов	Байосский ярус (?)
Чередование песчаников, алевролитов и аргиллитов с прослоями гравелитов	Ааленский ярус (?)
Аргиллиты темно-серые с линзами алевролитов и песчаников	Тоарский ярус (?)
Темно-серые аргиллиты, песчаники, местами туфогенные	Верхи карнийского (3/4), норийский ярусы верхнего триаса.
от тюменской до абалакской свит	

Схема стратиграфического расчленения апт-
западной части Шаимского

Местная стратиграфическая шкала			Мощность, м	Фации
свита	подсвита	пачка		
1	2	3	4	5
Кошайская	—	Верхняя	15—20	Прибрежно-морские
		Нижняя	10—15	Прибрежно-морские
Леушинская	(Верхняя)	Горизонт «М»	25—40	Прибрежно-морские
		(Средняя)	40—60	Прибрежно-морские
		(Нижняя)	70—100	Прибрежно-морские
	(Нижняя)	Горизонт «Н»	40—50	Прибрежно-морские, морские
		Нижняя	80—100	Прибрежно-морские, морские
Улансынская	—	—	80—100	Морские, прибрежно-морские
Харосоимская (северо-запад района)	—	—	80—120	Прибрежно-морские и морские
Марьяновская (северо-запад района)	—	—	50—70	Морские
Шаимская	Верхняя	Верхняя	0—10	Морские
		(Средняя)	0—15	Морские
		(Нижняя)	0—25	Морские
		(Трехозерная)	0—50	Морские
	(Нижняя)	— Верхняя	0—60	Морские

Таблица 9.

неокомских и юрских отложений нефтеносного района

Краткое литологическое описание	Возраст по биостратиграфической шкале
6	7
Глины с прослоями песчаников и алевролитов	Верхи (1/7) нижнего и низы (1/5) верхнего апта
Серые и темно-серые глины	Верхи (2/7) нижнего апта
Песчаники с прослоями глин	Середина (2/7) нижнего апта
Песчаники, алевролиты, глины	Низы (2/7) нижнего апта
Глины с прослоями алевролитов. Вверху песчаники, количество которых увеличивается на юго-восток	Верхи 2/3) верхнего баррема
Алевриты с прослоями глин и песчаников. На юго-востоке—преобладают песчаники	Верхи (1/2) нижнего и низы (1/3) верхнего баррема
Глины с прослоями алевролитов	Большая часть (6/7) верхнего готерива и низы (1/2) нижнего баррема
Серые глины, иногда алевритистые	Верхи (1/3) нижнего, низы (1/7) верхнего готерива
Глины, песчаники. Количество последних увеличивается на северо-запад	Низы (2/3) нижнего готерива, валанжин, берриас
Аргиллиты серые с включениями глауконита и известковистыми конкрециями	Верхняя юра (без нижнего келловея)
Аргиллиты черные, плитчатые, битуминозные	Низы (2/3) нижнего готерива
Аргиллиты черные, плитчатые, битуминозные, вверху—темно-серые аргиллиты	Берриас, валанжин
Аргиллиты темно-серые и серые, плитчатые, слабобитуминозные	Верхневолжский подъярус
Аргиллиты, алевролиты с зеленоватым оттенком, конгломераты с базальным цементом	Нижний, средний волжские подъярусы
Органогенно-обломочные известняки, песчаники, спонголиты	Верхний кимеридж, верхи (1/2) нижнего комериджа

1	2	3	4	5
	вогулкинская толща	— Средняя	0—20	Морские
		Нижняя	0—20	Прибрежно-морские
Тюменская	Верхняя	Верхняя	0—20	Континентальные
		Средняя	0—10	Континентальные
		Нижняя	0—20	Континентальные

Фундамент с размывом перекрыт

Таблица 9

6	7
Песчаники с прослоями аргиллитов, ракушняков, гравелитов	Оксфорд, низы (1/2) нижнего кимериджа, местами—верхний келловей
Песчаники с прослоями конгломератов и гравелитов	Средний, местами верхний келловей
Алевролиты и песчаники с прослоями бурых углей	Батский ярус, нижний келловей
Аргиллиты с прослоями песчаников и алевролитов	Байос, возможно низы бата
Песчаники, алевролиты, аргиллиты с прослоями гравелитов	Ааленский ярус

породами от тюменской до улансынской свит.

Схема стратиграфического расчленения палеогеновых, верхнемеловых

Местная стратиграфическая шкала			Мощность, м	Фации
свита	подсвита	пачка		
Четвертичные отложения			20—350	Континентальные
Перерыв, местами до низов чеганской свиты.				
Журавская	—	—	0—40	Континентальные
Новомихайловская	—	—	0—120	Континентальные
Атлымская	—	—	0—80	Континентальные
Чеганская	Верхняя	—	0—80	Морские
	Нижняя	—	80—200	Морские
Люлинворская	Верхняя	—	90—100	Морские
	Средняя	—	40—50	Морские
	Нижняя	—	60—70	Морские
Талицкая	Верхняя	Верхняя	10—20	Морские
		(Нижняя)	40—50	Морские
	Нижняя	—	60—80	Морские
Перерыв на большей части, а возможно и по всей территории.				
Ганькинская	—	—	60—70	Морские
Березовская	Верхняя	—	80—90	Морские
	Нижняя	—	90—100	Морские
Кузнецовская	—	—	35—45	Морские
Уватская	—	(Верхняя)	50—60	Прибрежно-морские
		(Нижняя)	100—120	Прибрежно-морские
Ханты-Мансийская	Верхняя	Верхняя	30—40	Прибрежно-морские
		Нижняя	40—50	Прибрежно-морские
	Нижняя	—	120—140	Морские
Викуловская	Верхняя	—	100—110	Прибрежно-морские
	Нижняя	—	60—80	Прибрежно-морские

Таблица 10.

и частично нижнемеловых отложений Красноленинского нефтеносного района

Краткое литологическое описание	Возраст по биостратиграфической шкале
Ледниковые и межледниковые отложения	
Алевриты с прослоями песков и глин с глауконитом	Низы (1/2) верхнего олигоцена
Глины бурые и серые, пески, алевриты, прослои до 1—2 м бурых углей.	Средний олигоцен
Пески светло-серые, сахаровидные	Верхи (4/5) нижнего олигоцена
Глины зеленые с присыпками алевритов	Середина (2/5) нижнего олигоцена
Глины зеленые, листоватые	Верхи (1/3) верхнего эоцена, низы (1/5) нижнего олигоцена
Глины диатомовые, зеленые	Середина (1/3) верхнего эоцена
Белые диатомиты, на юге—серые диатомовые глины с прослоями диатомитов	Низы (1/3) верхнего эоцена
Опоки светло-серые, на юге—опоковидные глины с прослоями опок	Нижний, средний эоцен
Темно серые опоковидные глины	Верхи (1/4) верхнего палеоцена
Глины серые с линзами алевритов	Низы (3/4) верхнего палеоцена
Темно-серые, алевритистые глины	Нижний палеоцен
Глины зеленовато-серые, на юге участками известковистые	Верхи (1/4) кампана, маастрихт
Глины зеленовато-серые, участками опоковидные	Нижний, низы (3/4) верхнего кампана
Опоки, на юге опоковидные глины	Верхи (1/3) верхнего турона, коньяк, сантон
Темно-серые и черные глины	Нижний, низы (2/3) верхнего турона
Алевриты с прослоями песчаников	Верхи (1/2) верхнего сеномана
Алевриты с прослоями глин	Нижний, низы (1/2) верхнего сеномана
Чередование глин,, алевритов, песчаников	Верхи (1/2) верхнего альба
Чередование песчаников и глин	Низы (1/2) верхнего альба
Темно-серые глины	Средний альб
Песчаники, глины с прослоями алевролитов	Нижний альб
Глины, алевролиты с прослоями песчаников	Верхи (4/5) верхнего апта

Схема стратиграфического расчленения апт-неокомских и юрских отложений

Местная стратиграфическая шкала			Мощность, м	Фации
свита	подсвита	пачка		
Кошайская	—	(Верхняя)	25—35	Прибрежно-морские
		Нижняя	20—25	Морские
Фроловская	Верхняя	Верхняя	40—60	Прибрежно-морские
		(Нижняя)	40—80	Морские
	(Нижняя)	(Верхняя)	500—560	Морские
		Ачимовская толща	0—70	Морские
		(Подачимовская)	15—20	Морские
Баженовская	—	—	15—30	Морские
Абалакская	—	Верхняя	5—15	Морские
		Нижняя	0—30	Морские
	Вогулкинская толща		0—5	Прибрежно-морские
Тюменская	Верхняя	(Нарыкарская)	0—50	Континентальные
		(Перегребненская)	0—150	Континентальные
		(Подгорненская)	0—70	Континентальные
	Средняя (радомская)	—	0—60	Континентальные
	Нижняя (шеркалинская)	Верхняя	0—60	Континентальные
		Средняя	0—10	Континентальные
Параплатформенный комплекс	—	—	более 30	—

Фундамент, с размывом перекрыт породами параплатформенного

Таблица 11.

Красноленинского нефтеносного района

Краткое литологическое описание	Возраст по биостратиграфической шкале
Глины темно-серые с прослоями алевролитов	Верхи (1/7) нижнего и низы (1/5) верхнего апта
Глины аргиллитоподобные темно-серые	Верхи (2/7) нижнего апта
Алевролиты с прослоями глин	Середина (2/7) нижнего апта
Глины аргиллитоподобные с линзами алевролитов внизу	Низы (2/7) нижнего апта
Глины аргиллитоподобные с линзами сидеритов и известняков	Верхи нижнего (3/4), верхний валанжин, готерив, баррем
Линзовидное чередование песчаников и аргиллитов с прослоями алевролитов	Верхи берриаса (1/3), низы (1/4) нижнего валанжина
Темно-серые, однородные аргиллиты	Низы (2/3) берриаса
Аргиллиты черные, битуминозные	Волжский ярус
Аргиллиты темно-серые с включениями глауконита и известковистыми конкрециями	Верхи (2/3) верхнего оксфорда, кимеридж
Аргиллиты серые, внизу часто опесчаненные	Средний, верхний келловей, нижний и низы (1/3) верхнего оксфорда
Песчаники полимиктовые, с углистым детритом, с прослоями гравелитов	Средний верхний келловей
Чередование алевролитов, аргиллитов с прослоями песчаников с линзовидно-гнездовидной текстурой	Верхи (2/3) бата, нижний келловей
Чередование песчаников и аргиллитов	Низы (1/3) бата, возможно байос
Полосчатое чередование аргиллитов и алевролитов с прослоями песчаников	Аален, байос, возможно верхи тоара
Аргиллиты черные, битуминозные с прослоями алевролитов	Тоарский ярус
Песчаники с прослоями конгломератов, гравелитов и линз аргиллитов.	Верхний и верхи (2/3) нижнего плинсбаха
Аргиллиты темно-серые и бурые с линзами алевролитов	Верхи (1/2) нижнего, верхний синемюр и низы (1/3) нижнего плинсбаха
Базальты и диабазовые порфириты, часто миндалекаменные	Анизийский, ладинский и низы (1/4) карнийского ярусов
комплекса тюменской и абалакской свит	

Список определений моллюсков в разрезах скважин Шаимского

Наименование площади	№ скв.	Интервалы, м	
		свит, подсвит, пачек	отбора образцов
1	2	3	4
		Шаимская свита, нижняя подсвита,	
Мулымьинская	13	1621—1625	1618—1622
Трехозерная	68	1499—1503	1499,5—1500,5
			Средняя пачка ($П_2$)
Мулымьинская	10	1530—1540	1531—1533
Трехозерная	33	1531—1535	1532—1536
			Верхняя пачка ($П_1$)
Мулымьинская	4	1512—1529	1512—1516
	15	1476—1490	1478,14—1481,09
Трехозерная	12	1529—1541	1538—1541
			1538—1541
	139	1486—1496	1486—1489
Северо-Тетеревская	357	1638—1657	1638,5—1642
			»
Восточно-Тетеревская	171	1668—1676	1672,7—1676,7
			Верхняя подсвита,
Мулымьинская	10	1503—1520	1506—1510
	13	1618—1625	1531—1527

Таблица 12

и Красноленинского нефтеносных районов[1]

Фауна	Заключение о возрасте	Автор определения
5	6	7
нижняя пачка ($П_1$) вогулкинской толщи		
Entolium demissum (?) Phil.	берриас-средний келловей	Т. Ф. Зайцева
Aucella aff. fischeriana (Orb.)	волжский-берриас	М. Д. Поплавская
вогулкинской толщи		
Pecten (Entolium)? nummularis Orb.	оксфорд-валанжин	Т. Ф. Зайцева
Pecten (Entolium) nummularis (Orb).	волжский-валанжин	Т. Ф. Зайцева
вогулкинской толщи		
Pecten sp. P? (Entolium) nummularis (Orb.) „	оксфорд-валанжин	Т. Ф. Зайцева
Entolium nummularis (Fisch.) Entolium demissum (Phil.)	верхняя юра	М. Д. Поплавская
Pecten (Entolium demissum Phil.)	берриас-средний келловей	Т. Ф. Зайцева
Rasenia ex. gr. uralensis (Orb.) ,	кимеридж.	И. Г. Климова
Pecten cf. nummularis (Orb.)	волжский (?)	Т. Ф. Зайцева
Entolim cf. erraticum Ziel.	кимеридж-волжский	М. Д. Поплавская
Camptonectes lens Sow.	кимеридж-	»
Camptonectes cf. grenieri (Cont.)	оксфорд	
Pecten sp. (cf. nummularis Orb.)	валанжин-кимеридж	Т. Ф. Зайцева
трехозерная пачка		
Pictonia sp. indet		
Ammonites (? Paracraspedites sp. indet.)	нижний валанжин	Т. Ф. Зайцева

[1] Примечание: В таблице приведены все в открытой печати опубликованные определения молюсков, в том числе и те, которые изучались в разное время и часто противоречат друг другу.

1	2	3	4
	13	1545—1613	1546—1549
Мулымьинская			
			»
			1549—1553
			1556—1558
	15	1462—1476	1471,14—1474,64
	35	1457—1460	1457—1460
	37	1479—1493	1492—1495
Тетерево-Мортымьинская	115	1581—1599	1580,7—1584,2
	369	1660—1666	1663,5—1664,75
Восточно-Тетеревская	99	1639—1641	1639,9
			Нижняя
Мулымьинская	15	1457—1462	1454,64—1461,4
		»	1458,14—1461,64
	34	1754—1464	1458—1466
	37	1468—1479	1472—1475
Трехозерная	6	1478—1483	1477—1481
	21	1505—1525	1515—1519
	46	1507—1518	1509—1512
	48	1477—1493	1490—1493
	66	1498—1504	1503—1507
	67	1523—1530	1522,4—1525, 9
		»	1528,2—1531,7
Трехозерная	70	1516—1522	1517,3—1520,8
	71	1506—1511	1506—1513
	73	1512—1522	1511—1514
	81	1506—1511	1508—1515

5	6	7
Laugeites (?) sp. indet.	нижне-средневолжский	И. Г. Климова
Epivirgatites (?) sp. ind.	нижне-волжский	И. Г. Климова
Laugeites sp. indet	нижне-средневолжский	»
Epivirgatites (?) sp. iidet	нижне-волжский	Т. Ф. Зайцева
Cylyndroteuthis sp. indet	верхняя юра	М. Д. Поплавская
Lingula sp. indet (aff. demissum Ger.)	волжский-нижний валанжин	М. Д. Поплавская
Dorsoplanites sp. indet	нижне-волжский	И. Г. Климова
Dorsoplanites sp.	средневолжский	М. Д. Поплавская
Pectinatites Dorsoplanites sp.	нижне-средневолжский	»
Craspedites sp.	нижневолжский	»
пачка		
Paracraspedites sp. indet	нижний валанжин	М. Д. Поплавская
Pachyteuthis sp. indet	верхняя юра-валанжин	Т. Ф. Зайцева
Ammonites (? Tollia) sp. indet	нижний валанжин (?)	»
Am. (? Tollia) sp. indet	»	»
Tollia (?)sp. indet	»	И. Г. Климова
Am. (? Tollia) sp. indet	»	Т. Ф. Зайцева
Temnoptychitesi	ср. валанжин	М. Д. Поплавская
Am. (? Tollia) sp. indet	»	»
Tollia sp. indet	»	»
Am. (? Tollia) sp. indet		
Ammonites (? Paracraspedites) sp. indet	»	»
Tollia sp. indet	нижний валанжин	Т. Ф. Зайцева
Aucella sp. indet (? ex. gr. volgensis Lah)	»	»
Tollia sp. indet	»	»
Tollia? sp. indet	нижний валанжин (?)	И. Г. Климова
Tollia? sp. indet	»	Т. Ф. Зайцева

1	2	3	4
Трехозерная	139	1481—1486	1479—1486
	144	1500—1506	1499—1510
Южно-Мортымьинская	89	1518—1522	1519—1522,5
			»
	145	1527—1532	1529—1536
			1529—1536
Тетерево-Мортымьинская	262	1550—1554	1550—1554
	361	1566—1569	1566,3—1570
Северо-Тетеревская	368	1674—1683	1674,9—1678
Восточно-Тетеревская	148	1622—1638	1636,5—1640
	352	1702—1707	1703,1—1706,1
Восточно-Тетеревская	352	1702—1707	1706,6—1710,1
Южно-Толумская	6	1752—1762	1753,4—1756,9
			1756,9—1758,4
			1758,4—1756,9
Восточно-Толумская	24	1757—1779	1775,8—1779,5
			Средняя
Мулымьинская	7	1420—1426	1422—1425
	11	1446—1454	1445—1448
	13	1516—1532	1531—1527
Трехозерная	31	1469—1479	1474—1477
	46	1498—1509	1502—1505

Таблица 12

5	6	7
Tollia sp. indet	нижний валанжин	»
Tollia sp. indet	валанжин	»
Tollia ?sp. indet	нижний валанжин (?)	М. Д. Поплавская
Paracraspedites ?sp. indet		
Tollia sp. indet	»	Т. Ф. Зайцева
Virgatosphinetes Sp.	средне-волжский	
?Tollia sp. indet, Surites sp. indet,	нижний валанжин	М. Д. Поплавская
Surites cf. spasskensis Nik, Surites sp.	берриас	»
Surites sp. indet	берриас	»
Tollia? sp. indet	валанжин (?)	Т. Ф. Зайцева
Ammonites ex. sp. indet (Surites)	берриас (?)	М. Д. Поплавская
Surites (?Subcraspedites) sp. indet	берриас (?)	М. Д. Поплавская
Am. sp. indet (Virgatosphinctes?) sp. indet	верхневолжский (?)	»
Craspedites? sp. или Subcraspedites? sp. indet	волжский-берриас	»
Ammonites sp. ind. (Sub-Craspedites sp. indet?)	волжский-берриас	»
Aucella aff. volgensis Lah, Ammonites (Subcraspedites sp. indet) gen. et sp. indet Tollia (?) sp. indet	нижние горизонты нижнего мела	»
пачка		
Tollia (?) sp. indet	нижний валанжин (0)	И. Г. Климова
Tollia (?) sp. indet	»	Т. Ф. Зайцева
Ammonites (? Paracraspedites) sp. indet	нижний валанжин	»
Ammonites (? Tollia) sp. indet	нижний валанжин	Т. Ф. Зайцева
»	»	»

1	2	3	4
Трехозерная	46	1498—1509	1505—1509
Трехозерная	68	1482—1492	1490,5—1494
			1490,5—1500,5
	69	1484—1500	1598,5—1501,1
	137	1452—1461	1456—1460
	141	1498—1507	
Северо-Мортымьинская	91	1552—1566	1554,35—1550,85
Тетерево-Мортымьинская	27	1530—1543	1539—1546
Восточно-Тетеревская	353	1649—1657	1653,7—1659,4
			Верхняя
Северо-Тетеревская	371	1672—1686	1668,95—1672,75
Восточно-Тетеревская	366	1671—1677	1673,5—1676,5
	99	1622—1626	1619,8—1622
			Абалакская Нижняя
Западно-Убинская	328	1857—1862	1856,45—1860
Каменная	13	2407—2415	2390—2394
Каменная	21	2403—2409	2497,5—2414
»	33	2480—2488	2484,6—2488,0
	33		2481,6—2484,6
Елизаровская	26	2460—2465	2463,3—2466,8
			Средняя
Западно-Убинская	304	1870—1884	1871,0—1874,5

Таблица 12

5	6	7
Tollia sp. indet	нижний валанжин	Т. Ф. Зайцева
Tollia sp. indet	»	»
Tollia sp. indet	»	»
Tollia sp. indet	»	»
Ammonites (?Temnoptyhites) sp. indet	средний валанжин	»
Tollia?? sp. indet	нижний валанжин	М. Д. Поплавская
Tollia sp. indet (aff. stenomphala)	нижний валанжин	»
Tollia sp. indet	»	Т. Ф. Зайцева
Ammonites (? Subcraspedites sp.	берриас (?)	М. Д. Поплавская
пачка		
Speetoniceras sp.	готерив	»
Speetoniceras sp.	готерив	М. Д. Поплавская
Speetoniceras sp.	»	»
свита		
пачка		
Ammonites (?Longaeviceras) sp. indet	келловей	М. Д. Поплавская
Quenstedticeras (?Q. praelamberty Douv.) sp. indet	нижний оксфорд верхний келловей	Т. Ф. Зайцева, Н. Г. Климова
Cardioceras ex. gr. cordatum (Sow.).	нижний оксфорд	М. Д. Поплавская
Pecten sp. (?Camptonectes lens Sow.).	келловей-волжский	Т .Ф. Зайцева
Cardioceras cf. cordatum (Sow.).	нижний оксфорд	»
Quenstedticeras sp.	верхний келловей	М. Д. Поплавская
пачка		
Oxytoma inaequivalvis (Sow.). juv	оксфорд-келловей	М. Д. Поплавская

1	2	3	4
Западно-Убинская	304	1870—1884	1878—1881,5
Западно-Убинская	324	1879—1896	1880—1886
Кандырская	1	2058—2063	2056,3—2059-8
Каменная	21	2400—2403	2404,75—2407,5
Лорбинская	15	2409—2417	2407,5—2413,6
Ай-Торская	7	2410—1418	2410—2414
Елизаровская	27	2463—2473	2450,6—2458,5
			Верхняя
Каменная	21	2395—2400	2398,75—2404,75
»	40	2436—2441	2438—2441,55
			Баженовская
»	5	2306—2328	2317—2321
Ай-Торская	7	2373—2400	2390—2394
			Тутлеймская
Средне-Мулымьинская	151	1678—1732	1685—1689
Северо-Убинская	303	1794—1851	1793,9—1797,4
Северо-Убинская	303	1794—1851	1812,7—1815,8
Кандырская	1	1980—2053	2036—2040,1
Южно-Потанайская	1	2084—2117	2094,8—2098,3

5	6	7
Cadoceras sp. indet	келловей	М. Д. Поплавская
Ammonites (Cardioceras sp. w)	нижний ?оксфорд-верхний келловей	»
Amoeboceras cf. alternoides (Nik.).	верхний оксфорд	Т. Ф. Зайцева
Cardioceras sp. indet	оксфорд	М. Д. Поплавская
Ammonites (?Quenstedticeras) sp. ind. juv.	келловей (?)	Т. Ф. Зайцева
Cardioceras aff. zenaidae Jlov.	верхний оксфорд	»
Cardioceras ex. gr. zenaidae Jlov.	»	И. Г. Климова М. Д. Поплавская
пачка		
Camptonectes lens Sow.	оксфорд+? кимеридж	»
Cardioceras sp. (?C. cordatum Sow.).	нижний оксфорд	Т. Ф. Зайцева
свита		
Dorsoplanites sp. indet	нижне-волжский	Т. Ф. Зайцева
Dorsoplanites sp. indet	нижне-волжский	Т. Ф. Зайцева И. Г. Климова
свита		
Ammonites gen, et sp. indet (Ilovajskya),	нижне-волжский (?)	М. Д. Поплавская
Am. gen. et sp. indet (?Epivirgatites)	нижне-волжский (?)	»
Ammonites (?Temnoptyhites) sp. indet	средний валанжин	Т. Ф. Зайцева
Tollia? sp. indet	нижний валанжин	Т. Ф. Зайцева
Aucella (?A. mosquensis Buch) sp. indet	волжский (?)	»
Surites ? sp.	берриас (?)	М. Д. Поплавская

1	2	3	4
Южно-Потанайская	1	2084—2117	2094,8—2098,3
		2112,7—2116,2	2112,7—2116,2
Северо-Потанайская	10	2128—2173	2138—2174,7
			2168,8—2174,7
Северо-Потанайская	11	2156—2200	2196—2200,4
Западно-Картопьинская	8	2033—2076	2038,0—2044,6
			Марьяновская свита, Нижняя пачка,
Восточно-Даниловская	80	1783—1788	1786—1790
Западно-Даниловская	97	1742—1750	1746,7—1749,7
			Средняя пачка,
Восточно-Лемьинская	40	1717—1722	1718,9—1726,9
Восточно-Лемьинская	41	1802—1806	1805—1817
			Верхняя пачка,
Восточно-Лемьинская	41	1788—1796	1788—1793
			Верхняя
Верхне-Лемьинская	1	1807—1869	1842,9—1846,7

5	6	7
Aucella sp. (A. volgensis? Lah).	берриас (?)	М. Д. Поплавская
Aucella aff. volg. Lah.	нижний валанжин	»
Ammonites (?Dorsoplanites) sp.	средний валанжин	»
Aucella cf. mosquensis Buch.	средневолжский	»
Aucella rugosa (Eisch).	»	»
Dorsoplanites sp. ind.	средний валанжин	»
Zaraiskites sp. indet	»	»
?Pectinatites sp. ind. Juv.	нижние волжский	»
Rhynchonella fischeri Rouill.	средневолжский	»
R. cf. vorobievensis Nik.	»	»
Ammonites (Subcraspedites) sp. ind.	берриас	Т. Ф. Зайцева
нижняя подсвита		
пласт $П_3$		
Oxytoma inaequialve Sow.	средневолжский	М. Д. Поплавская
Lingula sp. ind. (L. demissa qer.)		
Lonqaeviceras (?Cadoceras') sp. indet	келловей	Т. Ф. Зайцева
пласт $П_2$		
Amoeboceras sp. indet	оксфорд	Т. Ф. Зайцева
Pecten ex. qr. demissum.	келловей-волжский	Т. Ф. Зайцева
пласт $П_1$		
Pecten ex. qr. lens Sow.	оксфорд-келловей	Т. Ф. Зайцева
подсвита		
?Dorsoplanites sp. ind.	средневолжский	М. Д. Поплавская

Таблица 13

СПИСОК

определений микрофауны в разрезах скважин Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов

Наименование площади	№№ скв.	Интервалы свит, подсвит, пачек	Интервалы отбора образцов	Заключение о возрасте	Автор заключения
1	2	3	4	5	6
Шаимская свита, нижняя подсвита, средняя пачка, пласт П					
Северо-Мортымьинская	97	1613—1617	1613,1—1616,6	кимеридж (?)	М. И. Таначева
Мортымьинско-Тетеревская	369	1683—1697	1689,7—1693,9	оксфорд-кимеридж (?)	Н. Н. Выробец
Верхняя пачка, пласт $П_1$					
Мулымьинская	15	1476—1490	1478,14—1481	нижне-волжский	М. И. Таначева
Трехозерная	74	1471—1476	1471,39—1476,67	верхняя юра	В. И. Левина
Северо-Мортымьинская	86	1594—1606	1600,2—1603,7	кимеридж (?)	Н. Н. Выробец
»	91	1579—1594	1561,65—1593,3	оксфорд-кимеридж	М. И. Таначева
Мортымьинско-Тетеревская	95	1572—1593	1573,95—1577,45	верхняя юра	О. Т. Киселева
»	117	1610—1620	1609,1—1612,6	кимеридж (?)	Н. Н. Выробец
Мортымьинско-Тетеревская	272	1545—1556	1545—1548,5	оксфорд-кимеридж	Н. Н. Выробец
Мулымьинская	10	1503—1520	1513,9—1510,45	верхневолжский (?)	В. И. Левина
»	13	1545—1613	1546,19—1601,49	нижневолжский (?)	—»—
»	15	1462—1476	1461,64—1471,14	верхневолжский	М. И. Таначева
Трехозерная	81	1511—1515	1511,6—1515	*верхняя юра (?)*	*О. Т. Киселева*

Таблица 13

1	2	3	4	5	6
Трехозерная	139	1481—1486	1482,7—1486,2	нижне-верхневолжский (?)	М. И. Таначева
Южно-Мортымьинская	145	1535—1538	1532,2—1538,8	верхняя юра	О. Т. Киселева
Западно-Мортымьинская	135	1595—1613	1592—1613,5	нижневолжский	Н. Н. Выробец
»	104	1555—1558	1552,6—1556,1	—»—	—»—
Северо-Мортымьинская	25	1563—1574	1564—1578	—»—	М. И. Таначева
»	86	1587—1594	1589,6—1592,85		Н. Н. Выробец
»	90	1576—1598	1575,6—1599	нижне-средневолжский	—»—
			1575,6—1579	средневолжский	М. И. Таначева
			1575,6—1597,4	нижневолжский	—»—
»	92	1614—1649	1608,6—1650,9		—»—
			1647,4—1616	нижне-средневолжский	В. К. Комиссаренко
Северо-Мортымьинская	97	1590—1609	1593,5—1609,6	средневолжский	Н. Н. Выробец
		»	1606,1—1609,6	кимеридж-нижневолжский (?)	—»—
		»	1590—1613,1	нижневолжский	М. И. Таначева
Северо-Мортымьинская	110	1574—1602	1595,3—1588,3	средневолжский	—»—
Мортымьинско-Тетеревская	28	1573—1589	1582,7—1579,2	верхняя юра	О. Т. Киселева
»	56	1545—1546	1544,5—1548	верхняя юра (?)	—»—
Мортымьинско-Тетеревская	113	1561—1565	1561,2—1563,2	кимеридж-волжский	Н. Н. Выробец

Таблица 13

1	2	3	4	5	6
Мортымьинско-Тетеревская	117	1601—1610	1602,2—1605,6	нижневолжский	Н. Н. Выробец
»	117	»	1598,7—1595,2	верхневолжский-валанжин	Н. А. Белоусова
»	261	1591—1593	1591,7—1595,2	верхневолжский (?)	Н. Н. Выробец
»	272	1660—1666	1569—1663,25	волжский (?)	Н. Н. Выробец
			Вторая пачка		
Мулымьинская	13	1532—1545	1542,39—1546,19	верхневолжский	В. И. Левина
»	15	1457—1462	1458,14—1465,14	валанжин	О. Т. Киселева
»	35	1443—1457	1448—1467,9	валанжин-готерив	О. Т. Киселева
Трехозерная	6	1478—1483	1477,6—1481,16	нижний валанжин (?)	Н. Ф. Дубровская
»	9	1469—1475	1470,6—1486,65	валанжин-готерив (?)	
»	33	1516—1529	1514,6—1521,6	нижний валанжин	—»—
»	47	1507—1519	1507,85—1526,85	верхняя юра (?)	—»—
Трехозерная	125	1470,5—1471	1470.5—1471	валанжин (?)-волжский	М. И. Таначева
»	[illegible]	»	»	нижневолжский	—»—
»	**144**	1500—1506	1499,8—1506,5	валанжин	О. Т. Киселева
Южно-Мортымьинская	89	1518—1522	1519,0—1522,5	нижний валанжин	—»—
	145	1527—1535	1525—1532,6	валанжин	—»—
		»	1532,6—1536	верхневолжский	—»—
Западно-Мортымьинская	135	1586—1595	1585—1588,5	*валанжин (?)*	—»—

Таблица 13

1	2	3	4	5	6
Северо-Мортымьинская	25	1554—1563	1560,5—1564	верхневолжский	М. И. Таначева
	86	1579—1587	1576,2—1581,65	верхневолжский	—»—
Северо-Мортымьинская	86		1576,2—1580	волжский.— валанжин (?)	Н. Н. Выробец
			1580,6—1582,15	верхневолжский	—»—
Мортымьинско-Тетеревская	95	1554—1568	1559,95—1570,45	валанжин (?)	О. Т. Киселева
	113	1551—1561	1554,5—1557,5	валанжин (?)	—»—
		»	1554,5—1557,5	верхневолжский	Н. Н. Выробец
	117	1594—1601	1595,2—1598,7	валанжин (?)	Н. А. Белоусова
			1598,7—1602,2	верхневолжский (?)	Н. Н. Выробец
	119	1591—1600	1595,85—1602,35	верхневолжский	Н. Н. Выробец
	133	1609—1618	1614,45—1621,95	волжский	О. Т. Киселева
	261	1583—1591	1584,2—1591,7	верхневолжский-валанжин	Н. Н. Выробец
	361	1566—1569	1566,3—1573,4	нижний валанжин	О. Т. Киселева
	362	1618—1621	1620,67—1624,17	верхневолжский	Н. Н. Выробец
	367	1644—1652	1644,2—1654,7	верхневолжский-валанжин	—»—
Северо-Тетеревская	367	1644—1652	1544,2—1654,7	неоком	О. Т. Киселева
Северо-Толумская	7	1725—1729	1725—1732	неоком	О. Т. Киселева

Таблица 13

1	2	3	4	5	6
			Средняя пачка		
Мулымьинская	10	1481—1493	1475—1503	нижний валанжин	В. И. Левина
	11	1446—1454	1451—1448,79	валанжин (?)	Н. Ф. Дубровская
	37	1455—1459	1451,8—1459,5	валанжин-готерив	О. Т. Киселева
	40	1433—1443	1435,75—1442,7	валанжин	—»—
	41	1421—1429	1421,47—1434,62	валанжин (?)	Н. Ф. Дубровская
Трехозерная	12	1509—1517	1508,4—1521,64	нижний валанжин (?)	Н. Ф. Дубровская
	31	1469—1479	1474,2—1480,5	нижний валанжин	О. Т. Киселева
	68	1482—1492	1487 —1497,5	валанжин	—»—
	70	1506—1516	1510,4—1520,8	валанжин (?)	—»—
	81	1496—1506	1494,1—1511,6	валанжин	—»—
	125	1457—1469	1463,75—1470,75	валанжин (?)	О. Т. Киселева
	127	1468—1478	1472,7 —1482,4	неоком	О. Т. Киселева
	141	1498—1507	1500 —1508,8	готерив	—»—
Южно-Мортымьинская	23	1525—1535	1521 —1532	валанжин (?)	—»—
	89	1506—1518	1508,9—1515,5	валанжин	О. Т. Киселева
Северо-Мортымьинская	91	1552—1566	1550,85—1558,15	верхневолжский-валанжин (?)	М. И. Таначева
			1558,15—1561,65	верхневолжский	—»—
			—»—	*средневолжский*	—»—

Таблица 13

1	2	3	4	5	6
Северо-Мортымьинская	92	1596—1608	1588 —1608,6	валанжин (?)	Н. Н. Выробец
			1605,1 —1608,6	верхневолжский-валанжин	—»—
Мортымьинско-Тетеревская	27	1530—1543	1546,4 —1539,7	нижний валанжин	О. Т. Киселева
	28	1560—1569	1561 —1571	валанжин (?)	—»—
	56	1529—1539	1523,5 —1548	валанжин (?)	—»—
	113	1541—1551	1554,5 —1547,5	валанжин	—»—
	119	1582—1591	1595,85—1585,35	—»—	—»—
	133	1601—1609	1602,85—1614,45	валанжин (?)	О. Т. Киселева
	369	1640—1649	1652 —1645	нижний валанжин	—»—
			1645 —1663	верхневолжский	Н. Н. Выробец
Северо-Тетеревская	368	1674—1666	1668,9 —1684,4	верхняя юра	О. Т. Киселева
Восточно-Тетеревская	418	1626—1634	1629,41—1633	валанжин (?)	—»—
	260	1564—1570	1562,3—1570,3	—»—	—»—
			1566,8—1570,3	валанжин	—»—
			—»—	верхневолжский?	—»—
	352	1692—1702	1691,7—1694,6	нижний валанжин	—»—
Южно-Толумская	4	1724—1734	1729,25—1732,25	неоком?	—»—
	6	1738—1752	1735 —1765	валанжин?	—»—
		—»—	1739,4—1765	нижний валанжин	—»—
	18	1710—1718	1708 —1721,7	валанжин?	—»—

Таблица 13

1	2	3	4	5	6
Восточно-Толумская	24	1762—1775	1768,9—1779,5	валанжин	—»—
			Верхняя пачка		
Мулымьинская	2	1405—1410	1407 —1413	нижний валанжин (?)	Н. Ф. Дубровская
	3	1420—1426	1404 —1441,5	валанжин-готерив (?)	—»—
	13	1510—1516	1500,75—1538	валанжин-готерив	—»—
	14	1475—1486	1484,4—1480,9	нижний валанжин	О. Т. Киселева
Трехозерная	32	1472—1478	1474,3—1481,35	валанжин (?)	О. Т. Киселева
	33	1504—1508	1501 —1514,6	валанжин (?)	О. Т. Киселева
	47	1496—1501	1494,65—1500,85	валанжин-готерив (?)	О. Т. Киселева
Западно-Мортымьинская	93	1500—1506	1500,4—1503,9	валанжин-готерив (?)	—»—
Северо-Мортыминская	91	1548—1552	1550,85—1554	валанжин	
Мортымьинско-Тетеревская	27	1520—1530	1518,9—1522,4	валанжин (?)	О. Т. Киселева
	361	1554—1566	1555,8—1559,3	валанжин	—»—
Северо-Тетеревская	368	1660—1666	1661,8—1665,4	валанжин-готерив	—»—
Южно-Тетеревская	54	1551—1553	1540 —1557	неоком (?)	—»—
	287	1522—1528	1520 1523,5	неоком (?)	—»—
Восточно-Тетеревская	99	1622—1626	1626,25—1633,75	валанжин	—»—
	281	1622—1628	1629,1[illegible]— 1637	валанжин-готерив	—»—
	366	1671 1677	1673 1676,5		—»—

Таблица 13

1	2	3	4	5	6
	Абалакская свита.		**Нижняя пачка, пласт $П_3$**		
Средне-Мулымьинская	151	1743—1749	1746 —1753,2	кимеридж (?)	М. И. Таначева
	154	1818—1840	1819,5—1823	нижневолжский	—»—
Кандырская	1	2063—2068	2059,8—2063,8	келловей	
Ай-Торская	7	2418—2426	2414,15—2424,3	келловей-нижний оксфорд	Н. Н. Выробец
Каменная	13	2407—2415	2390,2—2398,6	келловей-нижний оксфорд	Н. Н. Выробец
	21	2403—2409	2407,5—2414,0	келловей-нижний оксфорд	—»—
			2404 —2414	нижний оксфорд	—»—
	33	2480,0—2488,0	2481,6—2484,6	нижний оксфорд	В. К. Комиссаренко
			2484,6—2488	келловей (?)	—»—
Лорбинская	38	2371—2373	2369,2—2375,0	келловей (?)-нижний оксфорд	Н. Н. Выробец О. Т. Киселева
			Средняя пачка, пласт $П_2$		
Средне-Мулымьинская	155	1822—1825	1822,3—1825,8	оксфорд	М. И. Таначева
			1822 —1825,8	верхний оксфорд	К. Е. Тылкина
	156	1758—1761	1759,7—1761,7	оксфорд	М. И. Таначева
Западно-Убинская	304	1870—1884	1871 —1878	келловей	Н. Н. Выробец
			1867 —1874,5	келловей	К. Е. Тылкина
			1878 —1881	—»—	—»—

Таблица 13

1	2	3	4	5	6
Западно-Убинская	313	1821—1827	1821 —1824,5	оксфорд	Н. Н. Выробец
	328	1845—1857	1847,35—1856,15	кимеридж (?)	—»—
	329	1882—1893	1888 —1892,1	оксфорд-келловей	В. К. Комиссаренко
			1888 —1891,2	оксфорд-келловей	К. Е. Тылкина
Северо-Убинская	306	1913—1916	1910,65—1912	оксфорд	В. К. Комиссаренко
	314	1896—1897	1895,35—1898,85	верхняя юра	О. Т. Киселева
	318	1868—1874	1875 —1864,75	верхняя юра	В. К. Комиссаренко
	343	1860—1870	1861,5—1865	келловей	Н. Н. Выробец
			1365 —1868	келловей	К. Е. Тылкина
			1865 —1868	оксфорд (?)	—»—
Восточно-Убинская	321	1872—1880	1874,95—1881,6	оксфорд (?)	Н. Н. Выробец
	322	1913—1918	1913 —1916	оксфорд	—»—
	345	1867—1872	1865 —1872	кимеридж-волжский	В. К. Комиссаренко
Южно-Потанайская	1	2121—2127	2127 —2123,5	нижний оксфорд	В. К. Комиссаренко
			2123,5—2127	нижний оксфорд	К. Е. Тылкина
	2	2084—2088	2082,35—2085,85	нижний оксфорд	Н. Н. Выробец
Южно-Потанайская	1-р		2082,35—2085,85	нижний оксфорд-келловей	Н. Н. Выробец
Кандырская	1-р	2058—2063	2056,3—2059,8	верхний оксфорд	В. К. Комиссаренко
			2056,3—2059,3	оксфорд	Н. Н. Выробец
Ай-Торская	7-р	2410—2418	2410,5—2414,5	оксфорд	Н. Н. Выробец

Таблица 13

1	2	3	4	5	6
Ай-Торская	20	2428—2435	2431,65—2435	верхний оксфорд	В. И. Левина
Каменная	3-р	2393—2398	2391,7—2396	оксфорд	В. И. Левина
	6	2385—2387	2393 —2395,25	нижний оксфорд	—»—
	12	2400—2402	2406,25—2400,75	нижний оксфорд	Н. Н. Выробец
	40	2441—2443	2438 —2441,55	оксфорд (?)	Н. Н. Выробец
Лорбинская	15	2409—2417	2407 —2413,6	нижний оксфорд	Н. Н. Выробец
			2413,6--2407,5	нижний оксфорд	—»—
	38	2364—2371	2362,2—2369	нижневолжский	Н. Н. Выробец О. Т. Киселева
			Верхняя пачка, пласт $П_1$		
Средне-Мулымьинская	151	1732—1738	1735,6—1739,1	нижневолжский	М. И. Таначева
	155	1813—1822	1810,3—1818,3	нижневолжский	—»—
			1818 —1822,3	оксфорд (?)	М. И. Таначева
Южно-Убинская	323	1819—1827	1823,5—1827	кимеридж (?)	В. К. Комиссаренко
			1827 —1940	оксфорд-келловей	—»—
	331	1865—1874	1873,9—1874,4	келловей	Н. Н. Выробец
Западно-Убинская	304	1861—1870	1864 —1867,5	оксфорд	—»—
			1867,5—1871	оксфорд-келловей	—»—
Западно-Убинская			1867,5—1871	оксфорд-келловей	Н. Н. Выробец
			1867,5—1871	оксфорд	К. Е. Тылкина
			1860 —1864	волжский	—»—

Таблица 13

1	2	3	4	5	6
Западно-Убинская	304	1861—1870	1860,5—1864	кимеридж (?)	—»—
			1864 —1867	—»—	—»—
Северо-Убинская	302	1845—1854	1847,6—1851,1	нижневолжский-кимеридж	Н. Н. Выробец
	303	1862—1868	1860,6—1864,1	нижне-средневолжский	О. Т. Киселева
	318	1860—1868	1865,7—1858,6	нижне-средневолжский	В. К. Комиссаренко
Восточно-Убинская	321	1866—1872	1868,75—1871,95	средневолжский	В. К. Комиссаренко
Южно-Потанайская	1	2115—2121	2123,5—2119,8	оксфорд-кимеридж	
			2116,2—2119,3	волжский (?)	—»—
	2	2079—2084	2078,85—2082,35	оксфорд—верхний оксфорд	Н. Н. Выробец
Кандырская	1	2053—2058	2056,3—2053	кимеридж (?)	В. К. Комиссаренко
			—»—	кимеридж-волжский	Н. Н. Выробец
Ай-Торская	7	2400—2410	2406,5—2410,5	оксфорд	Н. Н. Выробец
	8	2370—2378	2371,9—2381,5	келловей-нижний оксфорд	В. И. Левина
Каменная	21	2395—2400	2393,2—2398,75	келловей-нижний оксфорд	Н. Н. Выробец
Лорбинская	38	2358—2364	2359,6—2362,2	средневолжский	Н. Н. Выробец О. Т. Киселева

Таблица 13

1	2	3	4	5	6
			Тутлеймская свита		
Средне-Мулымьинская	151	1678—1732	1685,8—1696,3	верхневолжский (?)	М. И. Таначева
			1696,3—1704,8	верхневолжский	—»—
Средне-Мулымьинская	151		1704,8—1732,8	нижне-верхневолжский	М. И. Таначева
»	154	1736—1804	1794,6—1798,2	верхневолжский	—»—
»	155	1740—1813	1800,2—1808,7	верхневолжский	—»—
Западно-Убинская	304	1789—1861	1860,5—1864	верхне-нижневолжский	Н. Н. Выробец
			1860,5—1864	нижне-средневолжский	—»—
Северо-Убинская	302	1781—1845	1844,1—1847,6	верхневолжский (?)	Н. Н. Выробец
»	303	1794—1862	1797,4—1819,3	нижний валанжин	О. Т. Кисслева
			1832,95—1836,45	верхневолжский	—»—
			1852 —1855,5	верхняя юра	—»—
»	306	1824—1906	1898,3—1901,7	средневолжский (?)	В. К. Комиссаренко
Потанайская	2-р	2042—2078	2075,3—2078,85	волжский (?)	Н. Н. Выробец
			Марьяновская свита, нижняя подсвита нижняя пачка, пласт $П_3$		
Даниловская	80	1783—1788	1782 —1786	верхний келловей	В. К. Комиссаренко
			1782 —1790	келловей	Н. Н. Выробец

Таблица 13

1	2	3	4	5	6
Лемьинская	39	1755—1760	1759,3—1755,8	келловей	Н. Н. Выробец
	40	1722—1726	1722,9—1726,9	нижний оксфорд	В. И. Левина
Лемьинская	40	1722—1726	1722,9—1726,9	келловей	В. И. Левина
	41	1802—1806	1805 —1817 (1,5 м от н. к.)	верхний оксфорд	Н. Н. Выробец
			1805 —1817 (2,5 м от н. к.)	нижний оксфорд	—»—
			1805 —1817 (3,1 м от н. к.)	келловей	—»—
Верхне-Лемьинская	1	1882—1889	1881,1—1889,3	оксфорд-келловей	Н. Н. Выробец
			Средняя пачка, пласт $П_2$		
Даниловская	85	1746—1755	1744,6—1752,2	верхний оксфорд	В. К. Комиссаренко
Лемьинская	36	1751—1757	1750,05—1754,6	оксфорд	Н. Н. Выробец
	38	1694—1698	1698,1—1694,6	келловей	—»—
	39	1748—1755	1748,8—1755,8	верхний оксфорд	—»—
	40	1717—1722	1718,9—1722,9	оксфорд	В. И. Левина
	41	1796—1802	1793 —1805	нижне-средневолжский	Н. Н. Выробец
	43	1765—1774	1771,2—1779,2	нижний оксфорд—келловей (?)	Н. Н. Выробец
	44	1735—1746	1741,35—1734,85	верхний оксфорд (?)	—»—
Верхне-Лемьинская	1	**1876—1882**	1877 —1885,55	*нижний оксфорд—келловей*	—»—

Таблица 12

1	2	3	4	5	6
	2	1915—1919	1914,8—1918,15	келловей	—»—
	3	1863—1868	1864 —1865	келловей-нижний оксфорд	В. К. Комиссаренко
			Верхняя пачка, пласт $П_1$		
Даниловская	80	1768—1778	1769,4—1773,5	нижне-средневолжский	В. К. Комиссаренко
			1773,5—1777,6	кимеридж-волжский	—»—
			1773,5—1777,6	волжский-кимеридж	Н. Н. Выробец
	83	1726—1735	1733,3—1735,1	кимеридж-оксфорд	В. К. Комиссаренко
	88	1798—1807	1797 —1803	кимеридж	—»—
			1803 —1809,4	оксфорд (?)	—»—
			1809,4—1814,8	келловей	—»—
	96	1838—1846	1838,2—1841,75	кимеридж	—»—
			1838,2—1841,75	верхний оксфорд-кимеридж	—»—
Лемьинская	36	1745—1751	1744,05—1746,6	кимеридж-волжский (?)	Н. Н. Выробец
	38	1688—1694	1692,1—1694,6	оксфорд	—»—
	39	1742—1748	1745,3—1748,8	кимеридж	—»—
	40	1708—1717	1714,9—1718,9	верхний кимеридж—нижневолжский	В. И. Левина
			1714,9—1718,9	верхний кимеридж	—«—
			1714,9—1718,9	нижний кимеридж	—«—

Таблица 13

1	2	3	4	5	6
Лемьинская	41	1788—1796	1788 —1793	волжский	Н. Н. Выробец
	44	1729—1735	1729 —1732 (2,30 м от н. к.)	средневолжский	—«—
			1729 —1732 (2,7 м от н. к.)	средне-нижневолжский	—«—
Лемьинская	44	1729—1735	1732 —1734,95 (0,1 м от н. к.)	кимеридж-нижневолжский	Н. Н. Выробец
			1732 —1734,85 (1,3 от н. к.)	кимеридж	—«—
Верхне-Лемьинская	1	1869—1876	1873,3—1877,3	оксфорд	—«—
	2	1912—1915	1912,7—1914,8	оксфорд (?)	—«—
	3	1855—1863	1864,9—1868,6	верхняя юра	В. К. Комиссаренко
			1864,9—1861,2	нижний оксфорд (?)	—«—
			Верхняя подсвита		
Даниловская	80	1700—1768	1709,6—1717,5	верхневолжский-валанжин	В. К. Комиссаренко
			1703,6—1710,5	нижний валанжин	О. Т. Киселева
			1710,5—1717,5	верхневолжский-нижний валанжин	—«—
			1717,5—1720,4	верхневолжский (?)	Н. Н. Выробец
Даниловская	80		1744,7—1748,9	верхневолжский (?)	Н. Н. Выробец
	96	1780—1838	1834,75—1838,2	нижне-средневолжский	В. К. Комиссаренко

Таблица 13

1	2	3	4	5	6
Лемьинская	35	1620—1691	1629,3—1643,1	верхневолжский (?)	В. И. Левина
			1673,7—1683,7	нижневолжский	—«—
	36	1660—1745	1729,5—1744,05	нижне-средневолжский	Н. Н. Выробец
			1714,5—1744,05	нижне-средневолжский	—«—
	38	1615—1688	1691,1—1686.7	средневолжский	—«—
Лемьинская	39	1656—1742	1731 —1734	валанжин	Н. А. Белоусова
			1734,3—1745,3	средневолжский	Н. Н. Выробец
	40	1625—1708	1685,9—1699,4	волжский (?)	В. И. Левина
				волжский	—«—
Верхне-Лемьинская	2	1840—1912	1905,1—1909	волжский (?)	Н. Н. Выробец
			1909 —1912,7	волжский-кимеридж (?)	—«—
			Харосоимская свита		
Лемьинская	35	1524—1620	1594,85—1599,35	валанжин (?)	О. Т. Киселева
			Улансынская свита		
Мулымьинская	2	1333—1405	1377,56—1401,9	валанжин-готерив (?)	Н. Ф. Дубровская
»	39	1381—1462	1456,7—1460,22	—«—	О. Т. Киселева
Трехозерная	9	1353—1449	1422 —1460	готерив	О. Т. Киселева
	72	1384—1478	1468,5—1472	готерив (?)	—»—

Таблица 13

1	2	3	4	5	6
Трехозерная	81	1388—1490	1469 —1483	готерив (?)	О. Т. Киселева
»	88	1331—1419	1410,67—1414,17	исоком (?)	—»—
Северо-Тетеревская	368	1571—1660	1650 —1661,8	готерив	—»—
Восточно-Тетеревская	99	1528—1622	1616,3—1622,1	готерив	О. Т. Киселева
»	281	1542—1622	1610,25—1616,65	готерив	—»—
»	352	1590—1686	1664 —1684,75	готерив (?)	—»—
»	366	1583—1671	1653,1—1661	валанжин (?)	—»—
		Ханты-Мансийская свита, нижняя подсвита			
Южно-Толумская	5	1064—1148	1135,3—1150	альб	О. Т. Киселева
Даниловская	81	1010—1104	1060,25—1072,25	средний альб (верхи)	—»—
			1072,85—1105,2	средний альб	—»—
		Викуловская свита, верхняя подсвита			
Даниловская	81	1104—1193	1107,2—1112,2	нижний альб	—»—

Таблица 14

СПИСОК

определений спорово-пыльцевых комплексов в разрезах скважин Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов

Наименование площадей	скв. №№	Интервалы, м: свит, подсвит. пачек	Интервалы, м: отбора образцов	Заключение о возрасте	Автор заключения
1	2	3	4	5	6
		Тюменская свита,			
		Первая пачка			
Кандырская	1	2180—2165	2142,5—2178,45	нижняя юра	С. Г. Затонская
		Вторая пачка			
Восточно-Тетеревская	52	1746—1778	1753,2—1756,6	средняя юра (бат)	С. Г. Затонская
		—»—	1763 —1766,3	средняя юра (байос)	С. Г. Затонская
	53	1667—1679	1672,55—1676,05	валанжин-готерив	М. С. Зинькова
	171	1716—1738	1729—1732	средняя юра	В. Г. Стрепетилова
			1729 —1732	бат-байос	С. Г. Затонская
Средне-Мулымьинская	154	1857—1866	1863,1—1845,6	средняя юра келловей	Н. К. Глушко
Западно-Убинская	324	1948—1960	1935,5—1958	верхний лейас-аален	Л. Н. Шейко
Северо-Потанайская	11	2242—2258	2252 —2256	аален (?)	Н. К. Глушко

Таблица 14

1	2	3	4	5	6
			Третья пачка		
Трехозерная	47	1505—1520	1507,3—1505,3	средняя юра + келловей	Я. С. Сорока
Трехозерная	32	1537—1552	1543,12—1537,87	средняя юра + келловей	Я. С. Сорока
Западно-Мортымьинская	135	1623—1634	1626 —1629,5	средняя юра	С. Г. Затонская
Мортымьинско-Тетеревская	119	1635—1650	1636,05—1639,25	средняя юра	С. Г. Затонская
Восточно-Тетеревская	99	1641—1650	1645,55—1649,3	средняя юра	С. Г. Затонская
	171	1702—1716	1707,8—1710,4	средняя юра	С. Г. Затонская
Средне-Мулымьинская	155	1855—1878	1870,2—1859,7	средняя юра + келловей	Н. К. Глушко
Южно-Убинская	331	1912—1941	1907 —1938,8	(байос) средняя юра	Л. Н. Шейко
Западно-Убинская	304	1908—1915	1903,4—1911,5	средняя юра	С. Г. Затонская
	324	1916—1948	18999,6—1932	байос	Л. Н. Шейко
		—»—	1916 —1921,4	байос-бат	С. Г. Затонская
		—»—	1945 —1948,5	аален	С. Г. Затонская
	329	1914—1943	1924—1925	байос	Л. Н. Шейко
Северо-Потанайская	11	2232—2242	2234,7—2237,5	байос (?)	Н. К. Глушко
Даниловская	80	1818—1824	1828,7—1832,2	средняя юра (байос)	Н. К. Глушко
Лемьинская	44	1760—1772	1760,45—1770,95	средняя юра	В. Г. Стрепетилова

Таблица 14

1	2	3	4	5	6
			Четвертая пачка		
Мулымьинская	13	1625—1640	1634,09—1625,79	средняя юра+ келловей	Я. С. Сорока
Средне-Мулымьинская	157	1776—1786	1765,7—1772,7	средняя юра	С. Г. Затонская
Южно-Убинская	310	1897—1925	1904 —1963	средняя юра (байос-бат)	С. Г. Затонская
	311	1944—1913	1937,5—1944,3	средняя юра (байос-бат)	—»—
	311	1890—1913	1901,3—1914	бат-келловей	—»—
	323	1844—1862	1827—1863	(байос-бат) средняя юра	—»—
Южно-Убинская	331	1964—1993	1984 —1995	верхний лейас-аален	Л. Н. Шейко
Западно-Убинская	312	1834—1846	1841,7—1829,0	средняя юра+ келловей	Л. Н. Шейко
	313	1834—1847	1831—1834,5	средняя юра (бат?)	С. Г. Затонская
	315	1882—1906	1875—1891,7	средняя юра (байос-бат)	С. Г. Затонская
	328	1862—1875	1860 —1883,5	бат-келловей	С. Г. Затонская
	329	1901—1914	1899,1—1925	бат-келловей	Л. Н. Шейко
Восточно-Убинская	321	1886—1900	1897,75—1912,7	бат	С. Г. Затонская
Северо-Убинская	303	1880—1891	1886,9—1887,7	средняя юра	С. Г. Затонская
	307	1920—1945	1928,25—1931,75	средняя юра	В. Г. Стрепетилова

Таблица 14

1	2	3	4	5	6
Северо-Убинская	314	1900—1914	1902,35—1911,15	средняя юра	С. Г. Затонская
	314	—»—	1909,7—1917,4	средняя юра	С. Г. Затонская
	317	1860—1870	1869,2—1872,6	средняя юра	С. Г. Затонская
Кандырская	1—Р	2068—2092	2063,3—2128,8	средняя юра (байос-бат)	С. Г. Затонская
Потанайская	11	2213—2232	2221,2—2234,7	бат	Н. К. Глушко
Картопьинская	8	2089—2110	2091,2—2119	средняя юра (байос-бат)	С. Г. Затонская
Даниловская	80	1788—1818	1793 —1797	средняя юра (бат?)	Н. К. Глушко
		—»—	1790 —1792	келловей	—»—
	88	1824—1832	1830,5—1830,8	средняя юра (байос?)	Н. К. Глушко
			1826,3—1830,8	средняя юра (бат?)	Н. К. Глушко
Даниловская	89	1798—1808	1797,35—1807,6	средняя юра (бат?)	Н. К. Глушко
Лемьинская	36	1761—1777	1756,95—1771,05	средняя юра (бат?)	В. Г. Стрепетилова
	42	1783—1795	1796 —1785	средняя юра	В. Г. Стрепетилова
			Шаимская свита		
			нижняя подсвита, нижняя пачка, пласт $П_3$		
Мулымьинская	10	1540—1544	1517,4—1546,25	верхняя юра	Я. С. Сорока
Мортымьинско-Тетеревская	28	1589—1594	1588,2—1591,7	верхняя юра	Я. С. Сорока
			Средняя пачка, пласт $П_2$		
Трехозерная	6	1483—1497	1496 —1499	верхняя юра	Я. С. Сорока

Таблица 14

1	2	3	4	5	6
Мортымьинско-Тетеревская	119	1617—1628	1618,55—1622,05	верхняя юра	С. Г. Затонская
Восточно-Тетеревская	52	1701—1718	1713,5—1715,5	(келловей)	С. Г. Затонская
Восточно-Тетеревская	171	1676—1690	1672,7—1707,8	верхняя юра	С. Г. Затонская
			Верхняя пачка, пласт П¹		
Трехозерная	12	1529—1541	1541,0—1531	верхняя юра	Я. С. Сорока
Трехозерная	47	1521—1528	1526,47—1522,97	верхняя юра	—»—
Южно-Мортымьинская	23	1543—1550	1542 —1546	верхняя юра валанжин	—»—
	135	1613—1618	1599,5—1617	верхняя юра	С. Г. Затонская
Северо-Мортымьинская	92	1649—1655	1650,9—1661,8	верхняя юра	—»—
	140	1558—1565	1556,1—1571,8	верхняя юра	—»—
Мортымьинско-Тетеревская	95	1572—1593	1573,95—1595,45	верхняя юра	В. Г. Стрепетилова
	272	1545—1556	1554,9—1558,8	верхняя юра	С. Г. Затонская
			1545 —1548,5	валанжин-готерив	С. Г. Затонская
Мортымьинско-Тетеревская	288	1604—1614	1601,2—1635,5	верхняя юра	С. Г. Затонская
	362	1625—1642	1626 —1648	верхняя юра	С. Г. Затонская
	365	1612—1624	1613,35—1635,95	верхняя юра	—»—
Южно-Толумская	15	1784—1797	1777,6—1809,2	верхняя юра	—»—
	16	1770—1778	1775 —1789,4	верхняя юра	—»—

Таблица 14

1	2	3	4	5	6
			Верхняя подсвита		
			Трехозерная пачка		
Мулымьинская	13	1545—1613	1625,79—1546,19	верхняя юра	Я. С. Сорока
			1546,19—1542,3	верхняя юра—валанжин	—»—
	35	1457—1460	1464,4—1467,9	—»—	—»—
Южно-Мортымьинская	145	1535—1538	1535,3—1542,3	верхняя юра	С. Г. Затонская
Северо-Мортымьинская	90	1576—1598	1593 —1597,4	верхняя юра	С. Г. Затонская
	97	1590—1619	1590 —1616,6	верхняя юра	—»—
	110	1574—1602	1588,3—1602,3	верхняя юра	—»—
Мортымьинско-Тетеревская	120	1535—1540	1535,1—1537,8	валанжин-готерив	С. Г. Затонская
	268	1628—1636	1625,4—1653,5	верхняя юра	—»—
	365	1608—1612	1607 —1613,65	валанжин-готерив	С. Г. Затонская
			Нижняя пачка		
Трехозерная	6	1478—1483	1474,60—1484,56	валанжин	Я. С. Сорока
	12	1517—1528	1518,14—1527,7	валанжин	—»—
	139	1481—1486	1486,2—1489,7	верхняя юра	Н. К. Глушко
	144	1500—1506	1499,8—1506,5	валанжин-готерив	Н. К. Глушко
Южно-Мортымьинская	145	1527—1535	1523 —1535,3	валанжин	С. Г. Затонская
Западно-Мортымьинская	135	1586—1595	1585 —1598,5	валанжин-готерив	С. Г. Затонская
	140	1545—1555	1551 —1556,1	валанжин-готерив	С. Г. Затонская

Таблица 14

1	2	3	4	5	6
Северо-Мортымьинская	86	1579—1587	1576 —1588,65	валанжин-готерив	С. Г. Затонская
Мортымьинско-Тетеревская	28	1569—1573	1568,2—1588,2	верхняя юра—валанжин	Я. С. Сорока
	95	1568—1570	1566,95—1570,85	валанжин-готерив	В. Г. Стрепетилова
	115	1571—1581	1570,2—1577,2	валанжин-готерив	С. Г. Затонская
	119	1591—1600	1585,35—1602,85	валанжин-готерив	С. Г. Затонская
	262	1550—1554	1552,6—1566,2	валанжин-готерив	С. Г. Затонская
	267	1618—1626	1618 —1631	валанжин-готерив	—»—
	268	1613—1626	1615,4—1625,4	валанжин-готерив	—»—
Восточно-Тетеревская	354	1643—1646	1641,1—1645	валанжин-готерив	—»—
	355	1622—1630	1620 —1634	валанжин-готерив	—»—
Южно-Толумская	3	1727—1731	1729,3—1732,8	валанжин-готерив	—»—
			Средняя пачка		
Мулымьинская	3	1426—1434	1423,95—1444,1	валанжин-готерив	Н. К. Глушко
	7	1420—1426	1422,37—1428,37	валанжин	Я. С. Сорока
	8	1443—1449	1438,5—1465,11	валанжин	Я. С. Сорока
	10	1481—1493	1482,1—1503,3	валанжин-готерив	—»—
	11	1446—1454	1449,5—1466,81	валанжин	—»—
	39	1468—1480	1460,22—1474,27	валанжин-готерив	—»—
Трехозерная	46	1498—1507	1502 —1505	валанжин	—»—
	70	1506—1516	1506,9—1520,8	валанжин-готерив	Н. К. Глушко

Таблица 14

1	2	3	4	5	6
Трехозерная	125	1457—1469	1467,25—1470,25	валанжин-готерив	Н. К. Глушко
	127	1418—1478	1472,7—1484,4	валанжин-готерив	С. Г. Затонская
	141	1498—1507	1500 —1525	валанжин-готерив	С. Г. Затонская
Южно-Мортымынская	89	1506—1518	1508,9—1512	валанжин-готерив	Н. К. Глушко
Мортымынско-Тетеревская	261	1577—1582	1576,45—1627,7	валанжин-готерив	С. Г. Затонская
	288	1585—1595	1586 —1600	валанжин-готерив	—»—
1	362	1610—1618	1613,67—1624,17	валанжин-готерив	—»—
Восточно-Тетеревская	52	1682—1690,0	1688,8—1692,3	валанжин-готерив	—»—
	280	1603—1610	1607,1—1613,1	валанжин-готерив	—»—
Южно-Толумская	1	1752—1761	1752,6—1769,1	валанжин-готерив	—»—
	6	1738—1752	1739,4—1765	валанжин-готерив	—»—
Южно-Толумская	15	1772—1783	1770,6—1777,6	валанжин-готерив	С. Г. Затонская
	16	1749—1761	1749,2—1765,9	валанжин-готерив	—»—
Северо-Толумская	11	1737—1751	1742 —1745,5	валанжин-готерив	—»—
			Верхняя пачка		
Трехозерная	5	1436—1444	1440,66—1443,56	валанжин-готерив	Н. К. Глушко
	47	1496—1501	1484,15—1511,3	валанжин-готерив	Я. С. Сорока
	66	1482—1488	1467,35—1511,1	валанжин-готерив	Н. К. Глушко
	74	1455—1461	1457,35—1460,85	валанжин-готерив	Я. С. Сорока
	81	1490—1496	1469,0—1515,1	валанжин-готерив	Н. К. Глушко
	137	4446—1452	1446,2—1463,7	валанжин-готерив	—»—

Таблица 14

1	2	3	4	5	6
Южно-Мортымьинская	23	1517—1525	1507,25—1535,5	валанжин-готерив	—»—
Северо-Мортымьинская	92	1585—1596	1588 —1650,9	валанжин	С. Г. Затонская
	121	1537—1547	1525 —1577,6	валанжин-готерив	С. Г. Затонская
Мортымьинско-Тетеревская	28	1551—1560	1554,2—1564,2	валанжин-готерив	Я. С. Сорока
Восточно-Тетеревская	65	1638—1642	1630 —1641,5	валанжин-готерив	С. Г. Затонская
	99	1622—1625	1615,6—1649,3	валанжин-готерив	—»—
	148	1622—1626	1629,41—1640,1	валанжин-готерив	—»—
	281	1622—1628	1600,5—1645,15	валанжин-готерив	—»—
	352	1686—1692	1667,5—1706,6	валанжин-готерив	С. Г. Затонская
Южно-Тетеревская	165	1567—1570	1549,7—1570	валанжин-готерив	С. Г. Затонская
Южно-Толумская	4	1719—1724	1715,3—1732,25	валанжин-готерив	С. Г. Затонская
			Абалакская свита		
			Нижняя пачка, пласт $П^3$		
Северо-Потанайская	11	2212—2213	**2212,2—2217,7**	келловей (?)	Н. К. Глушко
Южно-Потанайская	1	2127—2142	2137,5—2140,6	средняя—	
				верхняя юра	В. Г. Стрепетилова
Южно-Убинская	310	1888—1897	1892 —1901,3	келловей	С. Г. Затонская
			Средняя пачка, пласт $П_2$		
Средне-Мулымьинская	151	1738—1743	1739,1—1746,3	верхняя юра	Н. К. Глушко
Южно-Убинская	311	1873—1881	1870 —1890,1	верхняя юра	С. Г. Затонская
	323	1827—1833	1827 —1843,5	верхняя юра	

Таблица 14

1	2	3	4	5	6
Западно-Убинская	312	1819—1828	1820—1824	верхняя юра	С. Г. Затонская
			Верхняя пачка, пласт $П_1$		
Средне-Мулымьинская	152	1733—1738	1732,4—1746,5	верхняя юра	Н. К. Глушко
	155	1813—1822	1805,2—1829,3	верхняя юра	—»—
	157	1757—1765	1737,1—1764,8	верхняя юра	С. Г. Затонская
Южно-Убинская	310	1873—1881	1850 —1882	волжский-оксфорд	—»—
Южно-Убинская	324	1870—1879	1849,3—1886	верхняя юра	С. Г. Затонская
Западно-Убинская	304	1861—1870	1856,95—1867,5	верхняя юра	С. Г. Затонская
Северо-Убинская	302	1845—1854	1844,1—1851,1	верхняя юра	—»—
	302	—»—	1844,1—1847,6	готерив-валанжин	С. Г. Затонская
	317	1844—1850	1846,8—1851,1	верхняя юра	С. Г. Затонская
	318	1860—1868	1841,85—1875,25	верхняя юра	С. Г. Затонская
Кандырская	1	2053—2058	2048,8—2059,8	волжский-оксфорд	—»—
Северо-Потанайская	2	2078—2084	2082,35—2085,85	верхняя юра (келловей)	В. Г. Стрепетилова[1]
	11	2200—2205	2196,5—2208,8	оксфорд (?)	Н. К. Глушко
			Тутлеймская свита		
Средне-Мулымьинская	154	1736—1804	1772,25—1811,1	верхняя юра	Н. К. Глушко
Южно-Убинская	324	1786—1870	1849,3—1886	волжский-оксфорд	С. Г. Затонская
Западно-Убинская	312	1735—1812	1790 —1796,5	валанжин-готерив	—»—
Восточно-Убинская	321	1805—1866	1848,5—1853,5	валанжин-готерив	—»—

Таблица 14

1	2	3	4	5	6
Северо-Убинская	302	1781—1845	1844,1—1847,6	валанжин-готерив	—»—
—»—	303	1794—1862	1784,4—1857,1	валанжин-готерив	—»—
—»—	319	1784—1841	1833,5—1840,65	валанжин-готерив	—»—
—»—	318	1792—1860	1829,5—1841,85	валанжин-готерив	—»—
Кандырская	1	1980—2053	2030,25—2032,8	валанжин-готерив	—»—
			Марьяновская свита		
		Нижняя подсвита,		Нижняя пачка, пласт $П_3$.	
Даниловская	88	1817—1824	1820,8—1826,8	верхняя юра—келловей	Н. К. Глушко
			Верхняя пачка, пласт $П_1$		
Даниловская	80	1768—1778	1744 —1786	оксфорд-кимеридж	Н. К. Глушко
	96	1838—1846	1834 —1841,75	оксфорд-кимеридж	—»—
Лемьинская	38	1688—1694	1686,7—1698,1	верхняя юра	В. Г. Стрепетилова
	44	1729—1735	1725,5—1734,85	верхняя юра	—»—
			Верхняя подсвита		
Даниловская	80	1703—1768	1703,6—1720,4	верхняя юра—валанжин	Н. К. Глушко
Лемьинская	35	1620—1691	1683,7—1690,8	верхняя юра	Н. К. Глушко
			Харосоимская свита		
Лемьинская	35	1524—1620	1605 —1621	валанжин-готерив	—»—

Таблица 14

1	2	3	4	5	6
			Фроловская свита		
Лорбинская	15	1792—2318	1903,4—1814,9	апт-альб	—»—
Каменная	3	1764—2367	1790,1—1838	валанжин-готерив	Я. С. Сорока
			Алясовская свита		
Северо-Потанайская	2	1900—2042	2017 —2024	валанжин	В. Г. Стрепетилова
			Улансынская свита		
Мулымьинская	13	1424—1510	1500,75—1511,25	валанжин-готерив	Я. С. Сорока
—»—	2	1333—1405	1377,56—1401,26	валанжин-готерив	—»—
—»—	8	1362—1443	1396,18—1413,6	валанжин-готерив	—»—
—»—	7	1339—1416	1374,86—1407,25	валанжин-готерив	—»—
—»—	3	1340—1420	1400,5—1414,5	валанжин-готерив	Н. К. Глушко
Трехозерная	5	1370—1463	1426 —1467,01	валанжин-готерив	—»—
—»—	9	1353—1449	1422—1486,65	валанжин-готерив	Я. С. Сорока
—»—	66	1390—1482	1460,65—1467,35	готерив-баррем	Н. К. Глушко
—»—	81	1388—1490	1469,0—1515,1	валанжин-готерив	—»—
Мортымьинско-Тетеревская	259	1481—1560	1547 —1550,3	валанжин-готерив	С. Г. Затонская
Восточно-Тетеревская	281	1542—1622	1590 —1600,5	готерив-баррем	С. Г. Затонская
Восточно-Тетеревская	352	1590—1686	1653,4—1660,5	готерив-баррем	С. Г. Затонская
Восточно-Толумская	24	1684—1757	1726 —1733	готерив-баррем	С. Г. Затонская
Мулымьинская	2	1102—1333	1220 —1371	готерив-баррем (?)	Я. С. Сорока

Таблица 14

1	2	3	4	5	6
Северо-Мортымьинская	86	1201—1459	1325 —1337,5	апт-готерив	С. Г. Затонская
			Викуловская свита		
Южно-Толумская	17	1170—1327	1168,7—1328,6	апт-альб	С. Г. Затонская
—»—	5	1148—1314	1135,8—1191	апт-альб	С. Г. Затонская
Даниловская	81	1104—1261	1060,25—1134,35	апт-альб	Н. К. Глушко
Каменная	11	1479—1731	1539,9—1494,1	апт-альб	Я. С. Сорока
	31	1475—1634	1464,3—1634,4	апт-альб	В. Г. Стрепетилова
			Ханты-Мансийская свита		
			Нижняя подсвита		
Каменная	11	1349—1479	1476,4—1453,9	альб	Я. С. Сорока

МЕЗОЗОЙСКАЯ ГРУППА

I. ЮРСКАЯ СИСТЕМА

В составе юрских отложений выделяются: тюменская, абалакская, баженовская свиты, нижняя подсвита тутлеймской свиты, нижняя подсвита, трехозерная и нижняя пачки верхней подсвиты шаимской свиты. Ниже приводится описание этих стратиграфических подразделений.

Тюменская свита (нижняя, средняя, частично верхняя юра) залегает в основании мезозойско-кайнозойского платформенного чехла и перекрывается верхнеюрскими морскими осадками. Свита выделена в 1954 г. Н. Н. Ростовцевым (1955) со стратотипом в разрезе Тюменской опорной скважины.

По корреляционной стратиграфической схеме, принятой в Ленинграде Межведомственным стратиграфическим совещанием в 1956 г., под разрезом этой свиты понимались породы ранней и средней юры. В 1960 г. на Межведомственном стратиграфическом совещании в Новосибирске кровля тюменской свиты была совмещена с серединой нижнего келловея. Учитывая новые данные по спорово-пыльцевым комплексам, определениям аммонитов в перекрывающих отложениях, а также корреляцию разрезов вновь пробуренных скважин, на стратиграфическом совещании 1967 года в г. Тюмени кровля тюменской свиты была совмещена с границей нижнего и среднего келловея. В Шаимском и Красноленинском районах на ряде площадей в кровле тюменской свиты определены спорово-пыльцевые комплексы бат-келловейского и келловейского возраста (таблица 14), хотя в ряде скважин породы кровли свиты содержат только батский спорово-пыльцевой комплекс. Возможно, это связано с размывом кровли свиты, но не исключена возможность неточной датировки возраста «батского» комплекса спор и пыльцы.

Перерыв в осадконакоплении доказывается многочисленными примерами наличия гравийного и грубозернистого материала в основании пород верхнеюрской морской трансгрессии.

Породы свиты распространены на значительной части исследуемых районов и отсутствуют только в наиболее приподнятых участках структур различных порядков. Осадки тюменской свиты накапливались в условиях аллювиальных, озерных, озерно-болотных равнин и представлены сероцветными аргиллитами, алевролитами и песчаниками с многочисленными обугленными растительными остатками и редкими маломощными пластами угля. Растительный детрит встречается в виде линз, прослойков и намывов. Мощность свиты колеблется в широких пределах от 0 до 280 м.

Возрастное расчленение разреза тюменской свиты осуществлялось по спорово-пыльцевым спектрам и литологическим особенностям. Исследования палинологов Главтюменьгеологии позволили Л. В. Ровниной (1967) выделить в составе свиты семь типов спорово-пыльцевых комплексов, на основании которых проводится

более дробное деление континентальных нижне-среднеюрских, частично келловейских отложений. Ниже приводится характеристика этих комплексов. Следует заметить, что возрастное положение выделяемых типов спорово-пыльцевых комплексов носит несколько условный характер, так как они очень слабо подтверждены флористическими определениями.

«Нижне-лейасовый» тип характеризуется преобладанием пыльцы голосемянных растений с повышенным количеством Bennettitales, отсутствием или малым содержанием спор Leíotriletes, Coníopteris. Возраст комплекса рэт-лайасовый (?) или реннелейасовый (?).

«Средне-лейасовый» тип характеризуется преобладанием пыльцы хвойных, гинкговых и цикадофитов. Содержание спор Leiotríletes (типа Coníopteris, Hausmannia) незначительное. Характерно небольшое, но разнообразное участие пыльцы Protoconíferus funarius (Naum.) Bolch., Protoconiferus pseudostriata Fad., P. kazymíca Rovn. и др. Возраст комплекса — средне-, возможно, поздне-лейасовый (?).

«Верхнелейасовый» тип характеризуется повышенным процентным содержанием спор Leíotriletes (типа Coníopterís и Hausmannía), появлением спор Selaginella rotundíformís K.—M., klukisporites. Существенную роль играют споры древних папоротников (Anemites, Dípteridaceae, Cheíropleuría, Matoniaceae) и пыльца древних хвойных. Возраст—позднелейасовый (?).

«Ааленский» тип. Особенностью этого комплекса является преобладание пыльцы, среди которой характерна Gínkgoaceae, Coníferales с дифференцированными мешками, Podocarpaceae, Pínaceae. Характерно присутствие пыльцы Sciadopítys sp. и незначительное участие пыльцы древних растений Paleoconíferus, Protoconíferus, спор древних папоротников. Значительный процент принадлежит спорам Leíotriletes типа Coniopteris, Hausmannía. Много — Lycopodíaceae, Osmundaceae. Возраст — начало средней юры (условно-аален?).

«Байосский» тип характеризуется преобладанием и разнообразием спор Lycopodíaceae, Selaginellaceae, Leíotríletes (типа Coniopterís, Hausmannía), Osmundaceae. Древние папоротники представлены немногочисленными представителями спор, но они разнообразны по составу. Пыльцевая часть комплекса состоит из Coníferales, Pínaceae, Podocarpaceae. Содержание пыльцы Gínkgoaceae снижается. Возраст комплекса — условно байосский (?).

«Батский» тип характеризуется преобладанием спор над пыльцой, снижением до минимума содержания спор и пыльцы древних растений, появлением более молодых спор Schízaeaceae (Lygodíum), Gleicheniaceae и пыльцы Classopollís, Sciadopítys. Возраст комплекса — условно батский (?).

«Бат-келловейский» тип. В комплексе так же, как и в «батском» типе, преобладают споры над пыльцой. Пыльцевая часть спектра содержит Gínkgo sp., пыльцу с воздушными мешками,

представленную Pinaceae, Picea, Pinus sp. Значителен процент пыльцы (Classopollis sp.). Встречаются водорослеподобные остатки. Возраст комплекса условно — бат-келловейский (?).

Для низов верхней юры (келловей) Л. В. Ровнина выделяет самостоятельный комплекс, который подтвержден келловейской фауной аммонитов, микрофаунистическими комплексами форминифер келловея и оксфорда. Этот комплекс характеризуется обедненным смешанным составом средне- и позднеюрских спор и пыльцы.

Выделенные типы спорово-пыльцевых комплексов довольно определенно приурочены к разрезам пачек тюменской свиты.

Отложения тюменской свиты подразделяются на три подсвиты: нижнюю (шеркалинскую), среднюю (радомскую) и верхнюю.

Нижняя (шеркалинская) подсвита распространена по склонам Красноленинского свода. В Шаимском районе она прослеживается только в наиболее погруженных участках, примыкающих к Надымской и Ханты-Мансийской впадинам. Подсвита расчленяется на 3 пачки.

Нижняя пачка представлена песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов, в которых определены спорово-пыльцевые комплексы «нижнелейасового» типа. Учитывая положение в разрезе и данные спорово-пыльцевых определений, возраст пачки принимается геттанг-синемюрским. Мощность пачки — до 60 м.

Средняя пачка представлена темно-серыми, серыми и бурыми аргиллитами с прослоями и линзами сидеритов, песчаников и алевролитов, в которых определены спорово-пыльцевые комплексы «среднелейасового» типа.

По положению в разрезе и данным спорово-пыльцевых определений возраст пачки принимается нижне-плинсбахским (карнийский подъярус). Мощность ее — до 20 м.

Верхняя пачка представлена песчаниками с прослоями конгломератов, линзами алевролитов и аргиллитов. В породах этой пачки определены спорово-пыльцевые спектры «среднелайасового» типа.

По положению в разрезе и данным спорово-пыльцевых определений возраст верхней пачки шеркалинской подсвиты тюменской свиты принимается верхнеплинсбахским (домерский подъярус). Мощность пачки — до 60 м.

Средняя (радомская) подсвита тюменской свиты распространена почти на всей территории исследуемых районов, отсутствуя лишь в осевой зоне Шаимского мегавала, и на участках наиболее приподнятых выступов фундамента.

На востоке (Фроловский тип разреза) она представлена темно-серыми и черными битуминозными аргиллитами с прослоями алевролитов и линзами песчаников. В западном направлении битуминозные аргиллиты постепенно сменяются серыми аргиллитами, среди которых значительный процент составляют прослои алевролитов и песчаников. И. И. Нестеров (Аргентовский, Бочкарев и др.,

1968) эти образования выделяет в самостоятельную адым-юганскую пачку. В разрезах Ляпинского типа радомская подсвита представлена чередованием аргиллитов и алевролитов с прослоями песчаников. Аргиллиты темно-серые до черных, массивные с неровным, редко полураковистым изломом, углистые, слабобитуминозные. Алевролиты глинистые, участками песчанистые, переходящие в темно-серые песчаники с многочисленными светло-серыми линзами и прослойками алевролитового материала. Песчаники серые и темно-серые, глинистые, полимиктовые с налетами углистого детрита и обугленными измененными остатками листьев и корневидных включений. Мощность подсвиты здесь достигает до 20 м.

В районах распространения Шаимского типа разреза отложения радомской подсвиты отсутствуют. В районах распространения Убинского типа разреза радомская подсвита сложена темно-серыми и черными аргиллитами с редкими прослоями светлых каолинизированных средне- и крупнозернистых песчаников. Наблюдаются многочисленные прослои углей и углистых аргиллитов. Мощность — 0—15 м. Подсвита развита неповсеместно. Породы ее выполняют наиболее прогнутые участки рельефа фундамента, соединяющиеся с Надымской впадиной.

В юго-восточной части описываемого типа разреза в основании отложений тюменской свиты залегает пачка темно-серых аргиллитов массивной текстуры с прослоями углистых и битуминозных разностей. Прослои и линзы песчано-гравийного материала распределены по разрезу неравномерно. Мощность пачки — 20 м. Кровля родомской подсвиты здесь возможно размыта, так как перекрыта породами, содержащими байос-батские спорово-пыльцевые комплексы. Породы радомской подсвиты во всех описанных разрезах охарактеризованы спорово-пыльцевыми спектрами «верхнелейасового» типа. В соответствии с этим, с учетом положения в разрезе, возраст радомской подсвиты принимается тоарским.

Верхняя подсвита тюменской свиты в Шаимском и Красноленинском районах развита почти повсеместно, за исключением наиболее приподнятых участков локальных поднятий, вдоль гребня Шаимского мегавала и в приподнятой зоне Красноленинского свода. В западной части описываемой территории верхняя подсвита расчленяется на три пачки — тетеревскую, даниловскую и убинскую. В восточной части также в ее составе выделяются три пачки, но их стратиграфический объем несколько иной. На погружениях Красноленинского свода выделяются подгорненская, перегребненская и нарыкарская пачки. Подгорненская пачка сопоставляется с тетеревской и даниловской вместе взятыми более западных разрезов, а перегребненская и нарыкарская — с убинской пачкой.

Тетеревская пачка на участках распространения Ляпинского типа разреза представлена светло-серыми и серыми песчаниками

с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. Песчаники массивные, редко с линзовидной слоистостью, с глинистым и глинисто-карбонатным цементом, с конкрециями сидерита. Аргиллиты и алевролиты темно-серые с линзами песчано-гравийного материала. По положению в разрезе между палинологически охарактеризованными породами позднего лейаса и байос-бата возраст пачки принимается условно ааленским. Мощность пачки до 25 м. На участках распространения Шаимского типа разреза отложения тетеревской пачки залегают на размытой поверхности фундамента в пределах днищ депрессионных зон. Пачка сложена песчаниками и гравелитами с прослоями аргиллитов. В описываемых осадках определены спорово-пыльцевые комплексы условно ааленского типа. Мощность пачки 0—35 м. В пределах распространения убинского типа разреза тетеревская пачка представлена преимущественно серыми средне- и крупнозернистыми песчаниками с подчиненными прослоями темно-серых алевролитов и аргиллитов, участками углистых. В верхней части разреза этой пачки встречены спорово-пыльцевые комплексы «ааленского» типа. Мощность пачки — до 30 м. Породы ее распространены примерно в тех же границах, что и подстилающая пачка. На юге, в пределах Леушинского участка, отложения тетеревской пачки, по-видимому, размыты. Возраст тетеревской пачки по положению в разрезе и многочисленным определениям спорово-пыльцевых комплексов (таблица 14) условно принимается ааленским (?).

Даниловская пачка на участке распространения Ляпинского типа разреза представлена аргиллитами и алевролитами с редкими маломощными прослоями песчаников и гравелитов. Породы имеют обычно темно-серую и черную окраску, редко зеленовато-серую, содержат прослои углей до 0,5 м мощности. Для них характерна массивная текстура и обилие обугленной органики. Мощность пачки — 15—45 м. На участках распространения Шаимского типа разреза даниловская пачка представлена аргиллитами с прослоями алевролитов, реже песчаников. Аргиллиты имеют темно-серую окраску, массивную текстуру. Алевролиты содержат гелефицированное органическое вещество, располагающееся в породе вдоль оси керна. Мощность пачки — до 20 м. На участках распространения убинского типа разреза даниловская пачка сложена темно-серыми и черными аргиллитами с подчиненными прослоями серых и темно-серых алевролитов и песчаников. Породы имеют преимущественно массивную текстуру. Мощность пачки 20—40 м. В юго-восточной части Шаимского района в пределах Леушинского участка породы даниловской пачки, по-видимому, размыты. В сложениях даниловской пачки встречены спорово-пыльцевые комплексы «батского» типа, в соответствии с чем и с учетом положения в разрезе возраст ее принимается батским (?).

На западных склонах Надымской и Ханты-Мансийской впадины в пределах распространения Фроловского типа разреза отложения тетеревской пачки замещаются алевролито-глинисто-песча-

ными породами, вследствие чего граница между этой и данилов-ской пачкой становится неопределенной. Ввиду этого здесь выделена подгорненская пачка, которая по возрасту соответствует тетеревской и данилов ской вместе взятым. Подгорненская пачка представлена полосчатыми аргиллитами и алевролитами с линзовидными прослоями песчаников. Мощность ее — 40—70 м, возраст принимается аален-байосским (?).

В кровле тюменской свиты выделяется на большей части Шаимского нефтеносного района убинская пачка. В пределах распространения Ляпинского типа разреза она представлена алевролитами и глинистыми песчаниками. Аргиллиты и алевролиты серые и светло-серые горизонтально-линзовидно-слоистые с многочисленным обугленным растительным детритом. В породах убинской пачки вплоть до ее кровли здесь определены спорово-пыльцевые спектры «батского» типа. Мощность пачки — 20—30 м. В пределах распространения Шаимского типа разреза убинская пачка сложена алевролитами и песчаниками с редкими прослоями аргиллитов и пропластками угля Характерна более светлая окраска пород. В отложениях пачки встречены комплексы спор и пыльцы «батского, и бат-колловейского» типов. Мощность верхней пачки — до 30 м. В пределах распространения убинского типа разреза пачка представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов с многочисленными углистыми остатками и корневидными включениями. В отложениях пачки определены спорово-пыльцевые комплексы «батского» типа. Мощность пачки — 40—80 м. Убинская пачка в пределах Шаимского нефтеносного района охарактеризована спорово-пыльцевыми спектрами «батского», а в ряде участков «бат-келловейского» типов. Возможно, кровля ее местами размыта. Возраст убинской пачки по данным определений спорово-пыльцевых спектров и положению в разрезе условно принимается бат-келловейским (?)

В пределах Фроловского типа разреза отложения верхов тюменской свиты, охарактеризованные спорово-пыльцевыми комплексами «батского» и «бат-келловейского» типов, подразделены на две пачки. Внизу залегает перегребненская пачка, представленная чередованием аргиллитов, алевролитов песчаников с обильным углистым детритом на плоскостях напластования пород. Мощность пачки — 60 — 120 м. Возраст ее по положению в разрезе и спорово-пыльцевым комплексам принимается в объеме низов батского яруса. Выше залегает нарыкарская пачка, представленная чередованием алевролитов и аргиллитов с прослоями песчаников. Для всех типов пород этой пачки характерно, наличие характерной линзовидно-гнездовидной или слоисто-полосчатой текстур, обусловленных мелкими линзами и гнездами или полосами, мощностью до 2 — 3 см, светло-серых песчаников и алевролитов в глинистых породах и такими же линзами, гнездами и полосами глинистых пород в песчаниках и алевролитах. В кровле свиты, как правило, залегает пласт мелкозернистого полимиктового песчаника, мощ-

ностью от 2 до 10 м. Мощность пачки — 20 — 40 м. Породы пачки охарактеризованы спорово-пыльцевыми спектрами «батского» типа. В соответствии с этим возраст нарыкарской пачки принимается батским (?). Учитывая отсутствие видимого размыва кровли пород в кровле пачки, и наличие в перекрывающих морских отложениях фауны моллюсков среднекелловейского возраста, возможно в состав нарыкарской пачки входят отложения нижнего келловея.

Абалакская свита (средний, верхний келловей, оксфорд, кимеридж) развита в восточной части Шаимского района и на всей территории Красноленинского района (рис. 2). Абалакская свита впервые выделена П. Ф. Ли в 1959 году (1960) со стратотипом в разрезе скважин Абалакской площади в объеме от келловея до кимериджа включительно.

На Межведомственном стратиграфическом совещании в г. Тюмени в 1967 году высказывались мнения о скользящем возрасте кровли свиты, от кимериджа до середины средневолжского подъяруса. На исследованной территории положение кровли свиты, совмещается с границей кимериджского и волжского ярусов. Свита, возможно, с небольшим перерывом залегает на породах тюменской свиты, а в пределах отдельных выступов фундамента — на породах фундамента или коре выветривания. На отложениях абалакской свиты залегают битуминозные породы тутлеймской или баженовской свит. Свита развита на огромной территории. Осадки ее встречены в крыльевых частях Шаимского мегавала, в северо-восточной части Восточно-Туринской моноклинали, в разрезах Ханты-Мансийской и Надымской впадин. Ближе к западному обрамлению низменности разрез свиты замещается образованиями нижней подсвиты марьяновской свиты. В центральной части Шаимского мегавала она замещается породами нижней части шаимской свиты. Абалакская свита характеризуется существенно глинистым составом. Исключение составляют разрезы, фиксируемые на наиболее приподнятых участках, где часть абалакской свиты переходит в песчано-алевролитовую вогулкинскую толщу. Характеристика этой толщи дана ниже. Свита разделяется нами на три пачки. Следует оговориться, что трехчленное деление ее разреза на отдельных участках изучаемой территории не всегда уверенное, хотя некоторые характерные литологические особенности пачек сохраняются.

Нижняя пачка представлена черными и темно-серыми аргиллитами с редкими мелкими линзами алевролитов и песчаников. Породы слабо-слюдистые, в нижней части углистые, иногда с включениями глауконита. Они имеют массивную и линзовидно-волнистую текстуру. В основании пачки наблюдаются глинисто-карбонатные породы с оолитами сидерита. Встречаются обломки раковин пелеципод, ростры белемнитов, отпечатки аммонитов. Породы нижней пачки охарактеризованы аммонитами: (?). Quensted — ticeras sp. indet, Cadoceras sp. indet, Cardioceras ex. gr. cordatum (Sow) и комплексами фораминифер Dorothia insperata

Trochammina rostovzevi (нижняя часть пачки), Ammobaculites tobolskensis и Eomarssonella paraconica (ее верхняя часть). Обнаруженная фауна позволяет отнести вмещающие отложения к среднему, верхнему келловею и низам нижнего оксфорда. Мощность нижней пачки — до 15 м.

Средняя пачка сложена темно-серыми и буровато-серыми, сильнослюдистыми аргиллитами. Встречаются прослои сидеритовых пород, включения глауконита. В породах отмечены обломки раковин пелеципод, аммонитов и белемнитов, сажистые и пиритизированные растительные остатки. Отложения средней пачки отличаются от подстилающих более тонкой отмученностью глинистого материала, отсутствием линз алевролитов, обилием слюды. В западных разрезах Шаимского района литологическая граница между пачками проводится условно. В породах средней пачки определена фауна аммонитов: Cardioceras ex gr. cordatum (Sow), Cardioceras sp. (? C. cordatum Sow.) (табл. 12). В ряде скважин встречены комплексы форминифер зоны Amobaculites tobolskensis и Eomarssonella paraconica (табл. 13). Определения фауны позволяют отнести разрез этой пачки к нижнему оксфорду и частично к низам верхнего оксфорда. Мощность пачки — 3—10 м.

Верхняя пачка отличается от подстилающих отложений. Она характеризуется темно-серыми с черными аргиллитами, тонкоотмученными, с многочисленными конкрециями железисто-марганцево-кальцитового состава (Ясович, 1969), с включениями глауконита. В основании аргиллитов с конкрециями часто обособляются маломощные прослои глауконитов и глауконитизированных алевролитов. Отложния содержат обломки раковин пелеципод, остатки аммонитов и белемнитов. Пачка содержит фауну аммонитов: Amoeboceras aff. alternoides (Nik), Amoeboceras cf. alternans Buch., Zoonovia ex gr. uralensis (Orb); комплексы фораминифер Recurvoides disputabilis и Spiroplectammina tobolskensis; Trochammina omskensis и Saracenaria subsuta; Reinholdella lopsiensis, Reinholdella ljapinensis. Приведенный список фауны позволяет считать, что верхняя пачка абалакской свиты имеет возраст от верхнего оксфорда до кимериджа включительно. В ряде разрезов скважин в верхах пачки определены смешанные комплексы форами нифер кимеридж-волжского возраста. Мощность пачки — 5—25 м.

В пределах приподнятых зон породы абалакской свиты замещаются песчаниками вогулкинской толщи, которые подразделяются на три пласта — $П_3$; $П_2$; $П_1$, которые развиты неповсеместно. В пределах распространения убинского типа разреза в основании вогулкинской толщи залегает пласт $П_3$. Он сложен серыми, темно-серыми и зеленовато-серыми песчаниками и алевролитами с прослоями темно-серых слюдистых аргиллитов. Породы характеризуются наличием линзовидно-волнистой слоистости, реже — массивные, с обилием обугленного растительного детрита и обломков раковин пелеципод. Встречаются примеси гравийного материала, прослои гравелитов и линзы сидеритов. Описанные отложения

пласта $П_3$ содержит ассоциации фораминифер довольно плохой сохранности и редкие обломки аммонитов, по которым условно устанавливается келловейский-раннеоксфордский (?) возраст осадков. Мощность пласта $П_3$ — до 15 м.

Пласт $П_2$ представлен темно-серыми и бурыми слюдистыми аргиллитами с включениями глауконита, с подчиненными прослоями мелкозернистых песчаников алевролитов. Встречаются прослои гравелитов, количество которых увеличивается к зонам выклинивания. В породах наблюдаются скопления спикул губок, обломков раковин пелеципод, фюзенизированный детрит. Глинистые образования изобилуют обломками пород фундамента слабой окатанности и отсортированности. Пласт содержит комплексы фораминифер и редкие остатки аммонитов, позволяющие отнести вмещающие породы к раннему оксфорду. Мощность пласта — 0—12 м.

Пласт $П_1$ состоит из зеленовато-серых, серых и темно-серых песчаников и алевролитов, с включениями глауконита, с прослоями аргиллитов, содержащих сидерит-мангано-кальцитовые конкреции. Глинистые породы исчезают в присводовых участках поднятий, замещаясь песчаниками и гравелитами. Породы содержат скопления спикул губок в нижней части пласта. Обломки пелеципод и белемнитов встречаются по всему разрезу. Определения фауны фораминифер, аммонитов и пелеципод указывают на верхний оксфорд-кимериджский возраст вмещающих пород. Мощность пласта — 0—10 м.

В пределах развития фроловского типа разреза и на локальных поднятиях, расположенных в наиболее прогнутых участках исследуемой территории, вогулкинская толща имеет ограниченное распространение и представлена только пластом $П_3$. Пласты $П_2$ и $П_1$ замещены глинистыми породами. Породы пласта $П_3$ распределяются узкими линзами в крыльевых частях структур. Поиски таких линз сопряжены с значительными трудностями. Пласт $П_3$ сложен песчаниками и гравелитами серого и зеленовато-серого цветов, встречаются прослои аргиллитов и алевролитов, обломки раковин пелеципод, ростры белемнитов, многочисленный обугленный детрит. Как правило пласт $П_3$ здесь не содержит остатков фауны, позволяющей достоверно судить о его возрасте. В породах встречаются лишь единичные фораминиферы и спорово-пыльцевые комплексы келловея. Пласт $П_3$ залегает между породами тюменской свиты и образованиями, содержащими фауну келловея и оксфорда. По положению в разрезе возраст вогулкинской толщи здесь принимается келловейским. Мощность ее — 0—12 м.

Баженовская свита (волжский ярус) выделена на Тюменском совещании по предварительному рассмотрению стратиграфических схем мезозоя Западно-Сибирской низменности в 1966 году по предложению Г. К. Боярских и И. И. Нестерова. Ранее она выделялась Ф. Г. Гурари под названием баженовской пачки в марьяновской свите. Стратотип свиты принят по разрезам скважин Саргатской площади (Гурари, 1959).

Свита имеет широкое распространение в центральной части низменности. На исследуемой территории отложения баженовской свиты распространены в пределах Красноленинского нефтеносного района. На западе баженовская свита переходит в породы низов тутлеймской или средней части шаимской свит. Свита согласно перекрывается отложениями фроловской и залегает на породах абалакской свиты, реже — на образованиях доюрского фундамента. Баженовская свита представлена битуминозными темно-серыми и черными с буроватым оттенком аргиллитами, плитчатыми, массивными с остатками скелетов рыб, отпечатками аммонитов, пелеципод и пиритизированных водорослей. В породах много конкреций пирита. Образования свиты охарактеризованы фауной недостаточно. В них встречены Dorsoplanites sp. и Aucella ex gr. mosquensis Buch. По этим данным, с учетом положения в разрезе, возраст баженовской свиты определен в объеме волжского яруса верхней юры. Мощность свиты — 14—35 м.

Марьяновская свита (верхняя юра) выделена в западной части Шаимского района на Межведомственном стратиграфическом совещании в г. Тюмени в 1967 году. На этом совещании было рекомендовано повсеместно по окраинам Западно-Сибирской низменности существенно глинистые отложения верхней юры, не содержащие битуминозных пород, залегающие на породах заводоуковской серии и перекрываемые отложениями нижнего мела, отличающиеся по литологическому составу от верхнеюрских пород, выделять под названием марьяновской свиты.

Марьяновская свита в пределах изучаемой территории распространена в западной части в пределах Ляпинского типа разреза (рис. 3). В северо-западной части Шаимского нефтеносного района (Даниловская, Лемьинская, Верхне-Лемьинская площади) свита разделяется на две подсвиты.

Нижняя подсвита состоит из трех пачек по возрасту, примерно синхронных пачкам абалакской свиты. Нижняя пачка слагается темно-серыми и черными аргиллитами, содержащими прослои оолитовых сидеритов, горизонты песчаников и алевролитов. На приподнятых участках структур эти породы обогащаются песчано-гравийным материалом. В породах пачки встречаются обломки пелеципод, аммонитов, белемнитов, включения растительного детрита. В отложениях пачки определен аммонит Quenstedticeras? sp. indet (скв. 1-Р Верхне-Кондинской площади, инт. 1907—1911 м) и комплексы фораминифер с Dorothia insperata и Trochammina rostovzevi. Пачка залегает на породах тюменской свиты или образованиях складчатого фундамента. В сводовых частях локальных поднятий она отсутствует. По имеющейся фауне нижняя пачка имеет келловей-раннеоксфордский возраст. Мощность ее — до 10 м.

Средняя пачка представлена темно-серыми иногда бурыми аргиллитами, с включениями глауконита с ходами илоедов. Среди аргиллитов встречаются прослои сидеритов, линзы алевролитов. В породах встречаются обломки раковин пелеципод, аммонитов и белемнитов. Пачка охарактеризована комплексом фораминифер

зоны Ammobaculites tobolskensis и Eomarssonella paraconica, указывающих на нижнеоксфордский возраст вмещающих отложений. Состав комплексов фораминифер не противоречит также отнесению верхов пачки к низам верхнего оксфорда. Мощность средней пачки —5—10 м.

Верхняя пачка нижней подсвиты марьяновской свиты представлена аргиллитами и алевролитами с конкрециями сидеритомангано-кальцитового состава В нижней части пачки часто встречаются глауконiты и глауконитовые алевролиты. Аргиллиты имеют темно-серую, почти черную окраску и массивную текстуру. Породы содержат обломки раковин пелеципод, белемнитов и аммонитов. В них определены аммониты Amoeboceras alternans Buch, Rasenia sp. indet, Rasenia kitchini и комплексы фораминифер, указывающие на оксфорд-кимериджский возраст. В верхней части пачки встречаются фораминиферы кимеридж-волжского облика. Мощность пачки — 7—30 м.

В западном направлении литологический состав нижней подсвиты несколько меняется. Здесь подсвита представлена зеленовато-серыми и серыми аргиллитами и алевролитами, с прослоями тонкоотмученных буровато-красных, кирпично-красных разностей и зеленоцветных песчанистых известняков. Породы содержат глауконит. В нижней части подсвиты наблюдается большое количество обугленного детрита. Эта часть разреза фаунистически слабо охарактеризована, несмотря на обилие обломков пелеципод, мшанок. В породах обнаружены остатки фораминифер, позволяющие с некоторой долей условности отнести их к кимеридж-келловейскому возрасту. Мощность подсвиты здесь равна 20—25 м.

Верхняя подсвита марьяновской свиты в полных разрезах согласно залегает на отложениях нижней. В отдельных случаях она несогласно перекрывает образования фундамента. Подсвита сложена аргиллитами темно-серого и черного цвета, слабоалевритистыми, с массивной текстурой. Породы участками карбонатные, с редкими линзами битуминозных разностей, в верхней части разреза — с линзочками алевролита. В аргиллитах наблюдаются многочисленные остатки раковин пелеципод, ростры белемнитов, остатки рыб. Подсвита охарактеризована аммонитами Dorsoplanites sp. indet, комплексами фораминифер с Dorothia tortuosa и Spiroplectammina vicinalis; Spiroplectammina vicinalis и Saracenaria pravoslavlevi. Указанная фауна позволяет отнести вмещающие породы к волжскому возрасту. Мощность подсвиты — 60—80 м. В западных разрезах в составе верхней подсвиты преобладают серые и зеленовато-серые глины и алевролиты, обогащенные глауконитом, с прослоями глинистых известняков, с обломками толстостенных пелеципод. Встречаются одиночные прослои гравелитов.

Тутлеймская свита (верхняя юра —берриас) впервые выделена на Межведомственном стратиграфическом совещании в г. Новосибирске в 1960 г. по предложению И. И. Нестерова со

стратотипом в разрезах скважин Тутлеймской площади Березовского газоносного района. Свита распространена на территории развития убинского типа разреза, согласно залегает на породах абалакской свиты и перекрывается отложениями алясовской свиты. Свита подразделяется на две подсвиты — нижнюю и верхнюю. В состав юрских отложений входят породы только нижней подсвиты, описание которой приводится ниже. Описание верхней подсвиты дается при характеристике меловых отложений.

Нижняя подсвита тутлеймской свиты представлена темно-серыми и черными с буроватым оттенком аргиллитами, тонкоплитчатыми и массивными с листовой поверхностью излома по плоскостям напластования, с отпечатками остатков рыб, обломками пелеципод, аммонитов, реже — белемнитов, с прослоями битуминозных темно-серых и серых глинистых пород. Количество последних увеличивается в западном направлении. В составе подсвиты определены аммониты Dorsoplanites sp. и комплексы фораминифер с Ammodiscus veteranus, на основе чего возраст нижней подсвиты тутлеймской свиты принимается в объеме волжского яруса верхней юры.

Шаимская свита (верхняя юра — нижний готерив) впервые выделена на Межведомственном стратиграфическом совещании в г. Тюмени в 1967 году, Елисеев, Карагодин и др. (1969). Ранее эти отложения объединялись в абалакскую и тутлеймскую свиты и принимались в объеме верхней юры, частично берриаса. Определение в битуминозных аргиллитах Шаимского района (бывшая тутлеймская свита) готеривского аммонита заставило пересмотреть корреляцию разрезов и выделить новую шаимскую свиту.

Шаимская свита нами подразделяется на две подсвиты — нижнюю и верхнюю. В составе нижней подсвиты выделяется две пачки — нижняя и верхняя. В составе верхней подсвиты — четыре пачки: трехозерная, нижняя, средняя и верхняя. Ниже дается описание нижней подсвиты трехозерной и нижней пачек верхней подсвиты, которые входят в состав юрских отложений. Описание остального разреза шаимской свиты приводится при характеристике меловых пород.

Нижняя пачка нижней подсвиты шаимской свиты представлена чередованием серых и светло-серых разнозернистых песчаников, алевролитов и аргиллитов с линзовидными прослоями гравелитов. Породы содержат многочисленные обломки раковин пелеципод, обугленный детрит. В них определены спорово-пыльцевые комплексы келловейского возраста. Перекрывающие породы охарактеризованы фауной оксфорда. По положению в разрез возраст пачки

принимается средне-верхнекелловейским, возможно, и раннеоксфордским. Мощность пачки до 7 м.

Верхняя пачка характеризуется преимущественно глинистым составом. В ней присутствуют темно-серые аргиллиты, грязно-зеленые алевролиты и глауконититы, реже песчаники. В аргиллитах много сидерит-марганцево-кальцитовых конкреций обломков пелеципод. Пачка содержит ассоциации фораминифер: средняя часть — комплексы с Ammodiscus pseudoinfimus и Tomarssonella conica, Recurvoides disputabilis disputabilis, Trochammina, omskensis и Trochammina minutissima; верхняя часть — комплекс с Lenticulina mikhailovi. Указанные комплексы позволяют датировать отложения пачки в объеме большей части оксфорда и кимериджем. Мощность верхней пачки — до 15 м. В приподнятых участках мегавала и отдельных локальных поднятий верхняя пачка так же, как и нижняя, переходит в преимущественно песчаные породы вогулкинской толщ. При этом возрастные аналоги верхней пачки приобретают двучленное строение. Описание вогулкинской толщи приводится ниже.

Породы вогулкинской толщи развиты по склонам локальных поднятий. Впервые толща была выделена П. Ф. Ли в 1955 году (Алескерова и др., 1958) под названием вогулкинской свиты в основании разреза мезозоя Березовской опорной скважины. На стратиграфическом совещании в г. Новосибирске в 1960 году эти отложения были переведены в ранг толщи в основании абалакской свиты. Вогулкинская толща является фациальным аналогом абалакской, нижних подсвит марьяновской и шаимской свит. Она залегает трансгрессивно на породах тюменской свиты или фундамента. В пределах изучаемой территории выделяется несколько типов разрезов вогулкинской толщи. Эти разрезы отличаются по возрасту и литологическим составом пород.

Шаимский тип разреза распространен на территории развития одноименной свиты. Вогулкинская толща здесь разделяется на три пласта. Нижний пласт ($П_3$) сложен кварцевыми и кварцево-полевошпатовыми, реже полимиктовыми песчаниками и алевролитами темно-серого и серого цветов. Породы имеют массивную и линзовидную текстуру, глинистый, реже глинисто-карбонатный цемент. Встречаются прослои и линзы гравийного материала. В отложениях пласта $П_3$ наблюдаются многочисленные обломки раковин пелеципод, обугленный детрит. Вниз по падению вала в пласте появляются прослои аргиллитов, алевролитов и отмечается тенденция к постепенной глинизации его. К сводам локальных поднятий пласт выклинивается. В отдельных разрезах отмечено несогласное залегание волжских гравелитов на породы пласта $П_3$. Несмотря на многочисленные обломки пелеципод, фаунистически пласт не охарактеризован.

По положению в разрезе между отложениями тюменской свиты и песчаниками пласта $П_2$ возраст рассматриваемых отложений

условно принимается средне-позднекелловейским, возможно, и раннеоксфордским. Мощность пласта — до 10 м.

Пласт $П_2$ представлен глинистыми зеленовато-серыми, полимиктовыми песчаниками с примесью более грубообломочного материала, ракушняками, спонголитами, алевролитами. Породы содержат большое количество глауконита. Отличительной особенностью является линзовидная, волнистая слоистость, образованная тонкими линзочками и гнездами глинистого материала и фюзенизированного растительного детрита. Количество глинистого материала увеличивается вниз по падению от сводовых участков Шаимского мегавала и отдельных локальных поднятий. В пласте часто встречаются обломки раковин пелеципод и ростры белемнитов. К осевой части Шаимского мегавала породы пласта $П_2$ обогащаются гравелитами и конгломератами с карбонатным цементом. Количество глинистого материала в песчаниках таких разрезов уменьшается, и пласт объединяется с вышележащими породами пласта $П_1$. К присводовым участкам отдельных локальных поднятий и к осевой зоне Шаимского мегавала пласт $П_2$ выклинивается. Фаунистически пласт $П_2$ охарактеризован слабо. В его разрезе определены Cardioceras sp. indet, Pecten (? Entolium) nummularis Orb., и ассоциации фораминифер оксфорд-кимериджского облика. Мощность пласта — до 25 м. Возраст принят — нижнеоксфордским.

Пласт $П_1$ сложен серыми полимиктовыми мелко- и среднезернистыми песчаниками, иногда глауконитовыми включениями спонголитов и прослоями детритусовых известняков, гравелитов, конгломератов. По направлению к гребневой части Шаимского мегавала отмечается постепенное уменьшение количества мелкозернистого материала. Песчаники становятся грубозернистыми с прослоями гравелитов; в зонах выклинивания пласт $П_1$ часто почти полностью состоит из гравелитов. Вниз по падению наблюдается постепенное замещение песчаников алевролитами, а затем аргиллитами верхней пачки нижнешаимской подсвиты. Отложения пласта содержат обломки аммонитов Rasenia uralensis Orb. (?), Rasenia sp. indet, кимериджского возраста. Здесь же встречены ассоциации фораминифер оксфорд-кимериджского возраста. Отмеченная выше фауна позволяет условно отнести породы пласта $П_1$ вогулкинской толщи к верхней части оксфорда и кимериджу. Мощность его — до 8 м.

Из отложений верхней подсвиты шаимской свиты в состав юрских отложений входят только две нижние пачки — трехозерная и «нижняя».

Трехозерная пачка залегает в основании верхней подсвиты. Отложения ее согласно, а в ряде разрезов с небольшим перерывом залегают на породах нижней подсвиты шаимской свиты. Она представлена темно-серыми, серыми и зеленовато-серыми аргиллитами и алевролитами. Породы имеют массивную и линзовидную текстуру, содержат обломки раковин пелеципод, ходы илоедов, ростры белемнитов. В восточной приподнятой части Шаимского мегавала

глинистые породы замещаются маломощной пачкой (0 — 3 м) глинистых гравелитов и конгломератов. На гребнях поднятий и их присводовых частях пачка отсутствует. В отложениях ее встречены аммониты Dorsoplanites sp. Laugeites stschurovskii (Nik), комплексы фораминифер Spiroplectammina vicinalis и Saracenaria pravoslavlevi, указывающие на волжский возраст вмещающих пород. По этим данным с учетом положения в разрезе возраст трехозерной пачки принят в объем нижнего и среднего подъярусов волжского яруса верхней юры. Общая мощность трехозерной пачки изменяется в широком диапазоне от 0 — 3 м до 70 м.

«Нижняя» пачка верхней подсвиты шаимской свиты представлена серыми, реже темно-серыми аргиллитами с прослоями темно-серых, битуминозных разностей. В породах пачки определены аммониты Virgatosphinctes sp. indet и комплекс фораминифер с Ammodiscus veteranus, указывающие на волжский возраст вмещающих пород. По этим данным с учетом положения в разрезе возраст пачки принят в объеме верхнего подъяруса волжского яруса верхней юры.

Определенный интерес в разрезе юрских отложений Шаимского района представляет несогласное налегание волжских слоев на подстилающие отложения. Детальная корреляция разрезов тюменской свиты позволяет заключить, что верхние горизонты этой свиты подвергались неоднократному размыву в пределах осевой и частично бортовых частях Шаимского мегавала в волжское время. Об этом свидетельствует залегание битуминозных аргиллитов средней и верхней пачек верхнешаимской подсвиты на различных пачках тюменской свиты. В скважине 31 Трехозерной площади; скважинах 99, 281, 366 Тетеревской площади; скважинах 6 и 24 Толумской площади под битуминозными аргиллитами берриас-готерива залегают аргиллиты, алевролиты и песчаники тюменской свиты. Причем на гипсометрически более приподнятых участках битуминозные породы залегают на даниловской (байос ?), а возможно, и тетеревской (аален ?) пачках тюменской свиты.

Наиболее полный разрез тюменской свиты на юго-западе Шаимского мегавала, состоящей из трех верхних пачек, вскрыт в скважине 52 Тетеревской площади. Вверх по восстанию пород фиксируется постепенное выпадение верхних пачек от скв. 52 до скв. 99. Скважиной 99, пробуренной в присводовой части поднятия, вскрыты темно-серые и зеленовато-серые алевролиты с прослоями песчаников и аргиллитов тетеревской пачки. На Трехозерной площади почти повсеместно вскрыты тетеревская и даниловская пачки. Верхняя (убинская) пачка обычно отсутствует. В наиболее приподнятых участках размывается и даниловская пачка (скв. 31).

Вогулкинская толща состоит из трех пластов. Она перекрывается существенно глинистыми волжско-валанжинскими породами.

На ряде участков Шаимского мегавала наблюдается выпадение из разреза отдельных пластов вогулкинской толщи. В пределах Трехозерного месторождения нефти, в северо-западной части его фиксируется поле развития кварцевых песчаников и гравелитов пласта $П_3$, который перекрыт зеленовато-серыми с глауконитом, гравелитами, содержащими нижне-средневолжскую макро- и микрофауну. В южной части залежи вогулкинская толща представлена всеми тремя пластами. Соответственно на севере фиксируется размыв пластов $П_1$ и $П_2$. Анологичная картина наблюдается в районе скв. 28, на восточном крыле Мортымьинского поднятия. В разрезе этой скважины под нижне-средневолжскими песчаниками и алевролитами, охарактеризованными макро- и микрофауной, залегают кварцевые песчаники пласта $П_3$. Вниз по падению выше последовательно появляются породы пласта $П_2$, (скважина 115), а затем и $П_1$. Все три пласта перекрыты волжскими слоями.

Примерно такая же закономерность отмечается в восточной части Тетеревского поднятия, где в приподнятой части структуры в зоне выклинивания вогулкинской толщи залегают кварцево-полевошпатовые породы пласта $П_3$, а в более погруженных участках появляются отложения пластов $П_2$ и $П_1$.

Из вышеизложенного следует заключить, что в предволжское время отдельные части Шаимского мегавала испытывали подъем, который обусловил размыв некоторых пластов вогулкинской толщи шаимской свиты, пород тюменской свиты и фундамента. Этот подем был незначительным как по площади, так и по времени.

2. МЕЛОВАЯ СИСТЕМА

В составе меловых отложений изучаемых нефтеносных районов выделяются харосоимская, алясовская, улансынская, леушинская, фроловская, кошайская, викуловская, ханты-мансийская, уватская, кузнецовская, березовская, ганькинская свиты, а также верхние подсвиты тутлеймской и шаимской свит.

Тутлеймская свита (волжский ярус верхней юры—низы берриаса). В состав меловых отложений входит только верхняя подсвита тутлеймской свиты. Нижняя подсвита описана выше в разрезе юрской системы. Верхняя подсвита тутлеймской свиты представлена темно-серыми и черными битуминозными, тонкоплитчатыми аргиллитами с многочисленными отпечатками пиритизированных водорослей. Встречаются обломки аммонитов и пелеципод. В основании подсвиты залегает пласт слабо битуминозных глинистых пород. В восточном направлении верхи тутлеймские свиты переходят в низы фроловской свиты, а на западе — замещаются породами низов средней пачки верхней подсвиты шаимской свиты. В породах определены аммониты Tollia sp. indet., Surites sp. indet (табл. 12) и фораминиферы комплекса с Haplophragmoides volossatovi, на основании которых с учетом положения в разрезе возраст верхней подсвиты тутлеймской свиты

принят в объеме низов берриасского яруса нижнего мела. Мощность подсвиты — 10 — 15 м.

Шаимская свита (верхняя юра — низы готерива). В состав меловых отложений входят только отложения средней и верхней пачек верхнешаимской подсвиты. Нижележащие стратиграфические подразделения ее описаны в разрезе юрской системы.

Средняя пачка верхнешаимской подсвиты представлена темно-серыми и черными битуминозными аргиллитами, в которых определены аммониты — Surites sp. indet., Tollia sp. indet. и Temnoptychites sp., на основании которых возраст средней пачки верхнешаимской подсвиты принят в объеме берриасского и валанжинского ярусов нижнего мела. Мощность пачки — 10 — 15 м.

Верхняя пачка верхнешаимской подсвиты представлена темно-серыми, иногда битуминозными, плитчатыми аргиллитами, с отпечатками пиритизированных водорослей, обломками пелеципод и аммонитов. В породах пачки определен аммонит Speetoniceras sp. indet и фораминиферы валанжин — готеривского облика. На основании этих данных возраст верхней пачки условно принят в объеме низов нижнеготеривского подъяруса нижнего мела. Мощность ее — 10 — 15 м.

Харосоимская свита (берриас, валанжин, середина и низы нижнего готерива) свита впервые выделена В. А. Лидером (1957) на Межведомственном совещании по стратиграфии Сибири в 1956 году в объеме среднего валанжина. На стратиграфическом совещании в г. Тюмени в 1967 году возрастной объем свиты был расширен до низов готерива. Образования, выделенные в эту свиту, обособляются в пределах Верхне-Кондинского мегапрогиба и на Восточно-Туринской моноклинали, в зоне распространения марьяновской свиты. На востоке отложения ее переходят в существенно битуминозные и слабобитуминозные глинистые породы верхних частей шаимской и тутлеймской свит, частично-нижней части аясовской свиты. По литологическому составу отложения харосоимской свиты несколько видоизменяются с севера на юг.

Образования свиты представлены песчаниками, гравелитами-ракушняками, алевролитами и аргиллитами различной окраски от зеленовато-серой до темно-серой. В породах наблюдаются обломки раковин пелеципод, аммонитов, остатки скелетов рыб, обугленный детрит. В западных разрезах характерно преобладание песчаников и алевролитов. Прослои аргиллитов занимают подчиненное положение. Количество последних увеличивается в восточном направлении. Песчаники часто известковистые, переходящие в известняк, содержат многочисленные обломки раковин толстостенных пелеципод, мшанок, аммонитов. На северо-западе в разрезе свиты преобладают аргиллиты сильно алевритистые. Лишь в кровле свиты наблюдаются алевролиты и глинистые песчаники. В зоне перехода харосоимской свиты в шаимскую, разрез ее становится более глинистым (Даниловская и Лемьинская площади). Здесь она сложена аргиллитами с многочисленными линзами алевролитов.

Свита слабо охарактеризована фауной. В породах ее встречаются обедненные комплексы фораминифер валажинского и готеривского возраста. В Еремпнской скв. 6 М. Д Поплавской определен Temnoptychites cf. simplex Bog. (1015,0 — 1021,2 м), указывающий на средневаланжинский возраст. В сходных разрезах Ляпинской впадины в породах харосоимской свиты содержится фауна аммонитов Polyptychites polyptychus Keys., Pachyteuthis anabarensis Pavl., P. sosvensis Krimh и другие. Комплексы фораминифер валанжинского возраста обнаружены в скв. 1 и 2 Верхнеуральской площади, 3-Р Карабашской, 1-Р Эсской. Условно готеривский комплекс фораминифер определен в разрезе скв. 5 Верхне-Кондинской площади. Мощность свиты — 50 — 120 м.

Алясовская свита (берриас, валанжин, нижний и низы верхнего готерива) впервые выделена П. Ф. Ли (1960) со стратотипом в разрезе Березовской опорной скважины. Возраст отложений свиты принимался им средневаланжинским. На стратиграфическом совещании 1960 года в Новосибирске возраст свиты был изменен на валанжин-готеривский.

В пределах изучаемой территории свита выделяется в зоне развития отложений тутлеймской свиты. На западе породы свиты замещаются образованиями харосоимской и частично улансынской свит, на востоке — нижней частью фроловской. Без следов перерыва она перекрывается отложениями леушинской свиты.

По сопоставлению с одновозрастными отложениями Березово-Игримского района разрез алясовской свиты условно разделяется на три пачки: деминскую (нижнюю), чуэльскую (среднюю) и устремскую (верхнюю). Деминская пачка представлена темно-серыми глинами, с включениями пирита и редкими одиночными мелкими линзочками сидерита. На плоскостях напластования отмечается рыбный детрит, пиритизированные водоросли и отпечатки макрофауны. Мощность пачки — 30 — 45 м. Чуэльская пачка представлена темно-серыми аргиллитами с многочисленными линзами и прослойками сидерита, с обрывками пиритизированных водорослей, обломками обугленной органики, включениями рыбного детрита и отпечатками макрофауны. Мощность пачки — до 40 м. Верхняя (устремская) пачка сложена серыми аргиллитами с редкими прослоями алевролитов и глинистых известняков. Мощность ее — 30 — 40 м.

В исследуемом районе породы алясовской свиты слабо охарактеризованы фауной ввиду отсутствия керна, поэтому возрастная характеристика ее дается по определениям фауны из скважин Березово-Игримского района. Там определены аммониты Polyptychites ex gr. stubendorfii Schw., Hectoroceras aff. kochi Spath., Speetoniceras ex gr. versicolor Trautsch., комплексы фораминифер с Trochammina polymera Dubr., T. rosaceaformis Rom с мелкими Ammodiscus sp. и с крупными Haplophragmoides nonioninoides Reuss, комплексы с Trochammina gyroidiniformis Miatl и с Hyperammina sp.

Сопоставление разрезов и фауна дают основание принимать возраст алясовской свиты берриас-валанжинско-готеривским. Возраст деминской пачки — верхи берриаса-валанжин; чуэльской — середина и низы нижнего готерива; устремской — верхи нижнего и низы верхнего готерива. Общая мощность свиты — до 120 м.

Улансынская свита (верхи нижнего и низы верхнего готерива) впервые выделена на стратиграфическом совещании в г. Новосибирске в 1956 году (Лидер, 1957) со стратотипом в разрезах по р. Толье Северо-Сосьвинского буроугольного бассейна. В стратиграфической схеме 1967 года принята в объеме готеривского яруса. Свита распространена в зоне развития харосоимской и шаимской свит, породы которых она согласно перекрывает. Улансынская свита подстилает отложения леушинской свиты. На востоке района она переходит в глинистые образования верхней части алясовской свиты. Свита слагается морскими темно-серыми глинами с подчиненными прослоями известняков и алевролитов. В зоне распространения пород шаимской свиты в низах улансынской свиты встречаются слабобитуминозные прослои аргиллитов, линзы глинистого сидерита. Свита выделяется довольно условно по сопоставлению с западными приуральскими разрезами (Ляпинская впадина). Отсутствие кернового материала на большей части изучаемой территории, слабая охарактеризованность фауной не позволяет однозначно проводить границу кровли свиты. Породы свиты содержат комплексы фораминифер готеривского возраста как в нижней, так и в верхней частях разреза (скв. 3 Карабашской площади, 1-КС профиля Салехард—Яр-Сале, 141, 9 и 21 Трехозерной площади). Мощность свиты — 40 — 75 м.

Леушинская свита (готерив, баррем, низы апта) впервые выделены П. Ф. Ли (Алескерова и др., 1957) со стратотипом по разрезу Леушинской опорной скважины. В унифицированной стратиграфической схеме 1967 года была выделена в объеме готерив-баррема и низов апта. На юго-западе свита переходит в зеленоцветные и пестроцветные отложения черкашинской свиты и сероцветные породы нижней части алымской свиты; на западе замещается породами нижней части северо-сосьвинской свиты. На востоке ее породы переходят в существенно глинистые образования верхней части фроловской свиты. Породы леушинской согласно залегают на улансынской и алясовской свитах и представлены прибрежно-морскими и морскими серыми, иногда зеленовато-серыми глинами и алевролитами с прослоями мелкозернистых песчаников. В западном и северо-западном направлениях в составе свиты увеличивается роль песчаного материала. На востоке наблюдается постепенное замещение алевролитов и песчаников глинистыми породами.

Леушинская свита расчленяется на 2 подсвиты — нижнюю и верхнюю. Нижняя подсвита разделяется на 2 пачки нижнюю и верхнюю (горизонт «Н»). В верхней подсвите выделяется три пачки: нижняя—глинистая, средняя-песчано-глинистая и верхняя—песчано-алевролитовая (горизонт «М»). В районе Верхне-Кондинского

мегапрогиба, в пределах Леушинского структурного носа, а также в восточной части Восточно-Туринской моноклинали деление свиты на отдельные пачки носит условный характер. Образования свиты почти не содержат фаунистических остатков. Встречаются редкие фораминиферы, не дающие указаний на возраст, и спорово-пыльцевые комплексы готерив-баррема, частично апта. По положению в разрезе и данным палинологии возраст свиты принимается готерив-барремским и частично нижнеаптским.

Нижняя пачка нижнелеушинской подсвиты представлена серыми, иногда с оливково-зеленоватым оттенком, глинами с редкими линзовидными прослоями глинистых известняков и алевролитов. По положению в разрезе, с учетом спорово-пыльцевых комплексов, возраст пачки условно принимается в объеме большей части верхнего готерива и низов нижнего баррема. Мощность ее — 40 — 100 м.

Верхняя пачка нижнелеушинской подсвиты (горизонт «Н») представлена алевролитами с прослоями полимиктовых мелкозернистых песчаников и серых глин. По направлению к Леушинскому участку резко возрастает роль песчаного материала. По положению в разрезе и спорово-пыльцевым комплексам возраст пачки условно принимается в объеме верхов нижнего и низов верхнего баррема. Мощность ее — 30 — 60 м.

Нижняя пачка верхнелеушинской подсвиты представлена серыми глинами с прослоями алевролитов и песчаников. Количество последних увеличивается по направлению к Леушинскому участку. Возраст пачки по положению в разрезе и спорово-пыльцевым комплексам условно принимается в объеме верхов верхнего баррема. Мощность ее — 70 — 100 м.

Средняя пачка верхнелеушинской подсвиты представлена чередованием песчаников и глин с прослоями алевролитов. Вниз по разрезу пачки и по направлению к Леушинскому участку количество песчаников увеличивается. Возраст пачки по положению в разрезе и спорово- пыльцевым спектрам условно принимается в объеме низов нижнего апта. Мощность пачки — 40 — 60 м.

Верхняя пачка (горизонт «М») верхнелеушинской подсвиты представлена песчаниками и алевролитами с прослоями глин. Количество песчаников увеличивается на юго-восток по направлению к Леушинскому участку. Возраст пачки по положению в разрезе и спорово-пыльцевым комплексам условно принимается в объеме средней части нижнего апта. Мощность пачки — 25 — 40 м.

Общая мощность леушинской свиты — 170 — 370 м.

Фроловская свита (берриас, валанжин, готерив, баррем, низы апта) впервые выделена П. Ф. Ли и И. И. Нестеровым в 1958 году со стратотипом в разрезе Мало-Атлымской опорной скважины. В унифицированной стратиграфической схеме 1960 года, она выделялась в объеме неокома и низов апта. На стратиграфическом совещании 1967 года из верхней части разреза фроловской свиты была выделена кошайская свита. Фроловская свита

распространена в северной части Ханты-Мансийской и южной половине Надымской впадин. Она залегает на баженовской и согласно перекрывается осадками кошайской свиты. Отложения свиты представлены морскими темно-серыми гидрослюдистыми аргиллитами с прослоями глинистых известняков, сидеритов, алевролитов. По особенностям литологического состава свита с некоторой долей условности подразделяется на две подсвиты — нижнюю и верхнюю. Верхняя подсвита расчленяется на две пачки.

Нижняя подсвита представлена морскими серыми и темно-серыми глинами с линзовидными прослоями глинистых известняков и сидеритов. В низах подсвиты в южной и юго-восточной части Красноленинского нефтеносного района появляются линзовидные прослои мелкозернистых песчаников, которые по возрасту сопоставляются с ачимовской толщей Сургутского нефтеносного района. По положению в разрезе и редким определениям спорово-пыльцевых комплексов возраст подсвиты принимается в объеме берриаса, валанжина, готерива и баррема. В этом объеме нижнефроловская подсвита сопоставляется с мегионской и вартовской свитами Сургутского свода. Не исключена возможность, что большую по мощности верхнюю часть подсвиты следует относить к низам апта. Мощность подсвиты — 500 — 600 м.

Нижняя пачка верхнефроловской подсвиты представлена серыми и темно-серыми глинами с прослоями алевролитов и линзами песчаников. Количество последних увеличивается в северном направлении. По положению в разрезе и редким определениям спорово-пыльцевых спектров, возраст пачки принимается в объеме низов нижнего апта. Мощность пачки — 30 — 40 м. Пачка условно сопоставляется со средней пачкой верхнелеушинской подсвиты.

Верхняя пачка верхнефроловской подсвиты представлена серыми глинами с прослоями алевролитов и многочисленными линзами и гнездами мелкозернистых песчаников, обуславливающих линзовидно-гнездовую текстуру глинистых пород. Возраст ее по положению в разрезе и спорово-пыльцевым спектрам условно принимается в объеме середины нижнего апта. Пачка сопоставляется с верхней пачкой (горизонт «М») верхнелеушинской подсвиты. Мощность ее — 30 — 50 м. Общая мощность фроловской свиты равна 560 — 700 м.

Кошайская свита (верхи нижнего и низы верхнего апта) впервые выделена П. Ф. Ли в 1954 году в разрезах Уватской, Леушинской и Ханты-Мансийской опорных скважин. При этом П. Ф. Ли ошибочно объединил в одну свиту разновозрастные отложения. На стратиграфическом совещании 1967 года в г. Тюмени за стратотип кошайской свиты принят разрез Леушинской опорной скважины. В корреляционной стратиграфической схеме 1960 года, образования кошайской свиты выделялись в одноименную пачку викуловской свиты. Свита имеет широкое распространение в западной части низменности. Осадки ее согласно залегают на породах леушинской или фроловской свит и перекрываются без видимых

следов перерыва породами викуловской свиты. На западе она замещается отложениями средней части северо-сосьвинской свиты, на востоке и юге синхронными ей являются верхи алымской свиты. По характеру литологии свита разделяется на 2 пачки: нижнюю и верхнюю. Нижняя пачка отличается существенно глинистым составом. Верхняя же пачка содержит, кроме глин, алевролиты и алевриты с прослоями известняков. Характерно обилие линз и гнезд песчаного материала. Наиболее выдержана на больших территориях нижняя пачка. Она является хорошим маркирующим горизонтом.

Породы свиты содержат редкие остатки фораминифер и спорово-пыльцевые комплексы апта. По положению в разрезе и спорово-пыльцевым комплексам возраст кошайской свиты принимается аптским. Возраст нижней пачки условно принят в объеме верхов нижнего апта; верхней пачки — в объеме верхов нижнего и низов верхнего апта. Мощность нижней пачки — 30 — 50 м; верхней — 15 — 20 м. Общая мощность свиты — 20 — 60 м.

Викуловская свита (апт-альб) была впервые выделена Н. Н. Ростовцевым в 1954 году. В унифицированной стратиграфической схеме 1960 года она выделялась в объеме аптского яруса. В нее входила кошайская пачка. На стратиграфическом совещании 1964 года кошайская пачка была отнесена к разрезу леушинской свиты, а в 1967 году выделена в ранг самостоятельной свиты. В центральных районах низменности она осталась в составе алымской свиты, как верхняя подсвита. Свита имеет региональное распространение в пределах западной части низменности. На юге и крайнем западе она замещается низами леньковской и синарской свит, на северо-западе — верхами северо-сосьвинской свиты, на востоке — нижней частью покурской свиты. Залегает на кошайской и перекрывается ханты-мансийской свитой.

Подразделяется с некоторой долей условности на 2 подсвиты. Нижняя подсвита сложена морскими глинисто-алевритовыми породами с подчиненными прослоями глинистых известняков текстурой «конус в конус». Содержит включения обугленных растительных остатков, желваки сидерита. Возраст ее по положению в разрезе и спорово-пыльцевым спектрам принят в объеме верхов верхнего апта. Мощность подсвиты — 40 — 100 м. Верхняя подсвита имеет преимущественно алевролито-песчаный состав. Мощность ее — 60 — 120 м. Возраст ее по положению в разрезе, микрофауне и спорово-пыльцевым комплексам принимается в объеме нижнего альба.

Ханты-Мансийская свита (альб) выделена Н. Н. Ростовцевым в 1954 году по разрезу Ханты-Мансийской опорной скважины (Алескерова, Ли и др., 1957). В унифицированной стратиграфической схеме 1967 года выделена в объеме альбского яруса. Свита согласно залегает на породах викуловской и перекрывается отложениями уватской свиты. По литологическому составу разделяется на 2 подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижняя подсвита сложена морскими темно-серыми аргиллитами, с тонкими прослоями алевролитов, известняков и сидеритов. В разрезе Ханты-Мансийской опорной скважины в низах подсвиты В. И. Бодылевским определен Cleoniceras bicurvatoides Sinz. характерный для нижнего, реже среднего альба. В разрезе Леушинской опорной скважины (гл. 1207 м) В. П. Ренгартеном и И. Г. Климовой определен Inoceramus anglicus Woods, характерный для среднего и верхнего альба. З. И. Булатовой в нижней подсвите выделены комплексы с фораминифер с Ammobaculites fragmentarius (внизу) и с Verneuilinoides borealis assonoviensis (вверху). Последний комплекс встречается в нижних слоях верхней подсвиты. На основании этих данных возраст нижней подсвиты ханты-мансийской свиты принимается в объеме среднего альба. Мощность ее — 60 — 180 м.

Верхняя подсвита представлена прибрежно-морскими серо-цветными алевролитами и глинами с редкими прослоями песчаников. Породы содержат многочисленный обугленный детрит. Подсвита разделяется на 2 пачки. Нижняя пачка представлена чередованием песчаников и глин. Выделяется пять песчаных пластов мощностью от 5 — 10 до 20 м. Характерной особенностью пачки является выдержанность песчаных пластов и разделяющих их глинистых перемычек на сотни и тысячи километров от Березова на севере до Тюмени на юге. На западе Шаимского района по мере приближения к Уральскому обрамлению отмечается замещение песчаных пластов глинистыми, алевролитовыми породами. В отложениях нижней пачки верхней ханты-мансийской подсвиты встречены фораминиферы комплекса с Verneuilinoides borealis assanoviensis (внизу), Miliammina ischnia и Saccammina sp. (вверху). На основании этих данных с учетом положения в разрезе возраст пачки принимается в объеме низов верхнего альба. Мощность пачки — 40 — 50 м. Верхняя пачка представлена чередованием алевролитов и глин с прослоями песчаников. В западной части Шаимского района увеличивается роль глинистого материала. В отложениях пачки определены фораминиферы комплексов Miliammina ischnia и Saccammina sp. Условно возраст пачки принят в объеме верхов верхнего альба. Мощность ее — 30—40 м. Общая мощность ханты-мансийской свиты равна 140 — 260 м.

Уватская свита (сеноман) выделена Н. Н. Ростовцевым (1955) по разрезу Уватской опорной скважины. Свита имеет широкое распространение в западной части низменности. Она согласно залегает на породах ханты-мансийской и перекрывается кузнецовской свитой. Несколько условно разделяется на 2 пачки: нижнюю — глинисто-алевролитовую и верхнюю — алевролито-песчаную. Слагается серыми и зеленовато-серыми песками, песчаниками, алевролитами и глинами с многочисленными обугленными органическими остатками. Породы слабо охарактеризованы фауной. Они содержат спорово-пыльцевые комплексы сеномана и редкие фораминиферы комплекса с Placopsilina cenomana который З. И. Бу-

латова считает нижнетуронским. Сеноманский облик спорово-пыльцевых спектров, неясность датировки возраста комплекса форами-нифер с Placopsilina cenomana и положение в разрезе между фаунистически охарактеризованными осадками альба и турона позволяет условно принять возраст уватской свиты сеноманским. Возраст нижней пачки — нижний и низы верхнего сеномана; верхней — верхи верхнего сеномана. Мощность свиты — 70—180, (верхней подсвиты — 50—60 м; нижней — 100—120 м).

Кузнецовская свита (турон) впервые выделена Н. Н. Ростовцевым в 1954 году (1955) со стратотипом в Кузнецовской опорной скважине. В унифицированной стратиграфической схеме 1960 года свита показана в объеме нижнего и большей части верхнего турона. Отложения этой свиты широко развиты на территории низменности. В западной и юго-западных ее частях кузнецовская свита переходит в прибрежно-морские осадки мугайской толщи и аятской свиты.

В пределах изучаемого района породы кузнецовской свиты охарактеризованы керном лишь в разрезах опорных скважин (Кузнецовская, Туринская, Леушинская, Ханты-Мансийская, Мало-Атлымская). Кровля ее отчетливо выделяется по каверномеру по резкому уменьшению диаметра скважины на границе с березовской свитой. Породы свиты трансгрессивно залегают на подстилающих отложениях уватской свиты.

Кузнецовская свита представлена темно-серыми, серыми и зеленовато-серыми глинами, с прослоями алевролитов, реже глауконитовых песчаников. Содержит многочисленные остатки фауны пелеципод, лингул, аммонитов, рыб, пиритизированный и обугленный растительный детрит.

По литологическому составу и каротажной характеристике с некоторой долей условности она подразделяется на две пачки. Нижняя пачка сложена темно-серыми, серыми, массивными глинами, слабоалевролитовыми, с обрывками пиритизированных водорослей и чешуей рыб. В основании пачки, на контакте с уватской свитой, часто отмечаются 2 — 5 м прослой глауконитовых песчаников. Мощность пачки 15 — 20 метров. Верхняя пачка представлена зеленовато-серыми глауконитовыми алевролитами, реже глинами и опесчаненными алевролитами, в верхах — отмечается появление опоковидности. Мощность ее—10—15 м. Общая мощность свиты—35—45 м. В породах свиты часто встречается макро- и микрофауна. В Мало-Атлымской опорной скважине определена пелеципода Inoceramus aff ladiatus Schlotch, приуроченная к породам нижней пачки. Такая же форма была найдена в породах кузнецовской свиты Березовской опорной скважины. В разрезах Уватской опорной скважины (инт. 1027—1034 м) определен В. И. Бодылевским Baculites romanovskii Arkh., известный в верхнетуронских отложениях Северного Приаралья. Описываемые отложения в ряде опорных скважин содержат микрофаунистический комплекс с Gaudryina filiformis. В Леушинской и Березовской опорных скважинах в подошве годриновой зоны в низах кузнецовской свиты встречаются

одиночные формы Verneuilina assanoviensis Zasp. Приведенная фауна позволяет принять возраст кузнецовской свиты туронским.

Березовская свита (верхи турона — кампан) впервые была выделена Н. Н. Ростовцевым в 1954 году (1955) со стратотипом в разрезе Березовской опорной скважины. На стратиграфическом совещании в 1960 году принята в объеме верхов турона — кампана. Отложения свиты повсеместно развиты в пределах изучаемого района. На западе породы березовской свиты замещаются образованиями камышловской, усть-маньинской, леплинской свит. Свита согласно залегает на породах кузнецовской и без видимого перерыва перекрывается отложениями ганькинской свиты.

Свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю (верхний турон-коньяк-сантон) и верхнюю (кампан).

Нижняя подсвита сложена серыми, темно-серыми и голубовато-серыми опоками, кремнистыми глинами и аргиллитами. С запада на восток отмечается уменьшение степени опоковидности пород подсвиты и появление прослоев алевролитов и песчаников. Породы подсвиты содержат обломки пелеципод, чешую рыб, радиолярии, спикулы губок и диатомовые водоросли, включения глауконита. В ряде скважин Приуралья, в опоках и глинах встречается комплекс фораминифер с Discorbis sibiricus. Вместе с этим комплексом в Березовской опорной скважине встречена фауна Oxytoma tenuicostata Roem., O. tenuicostata Roem. var. beresovi Glasun.. (определения А. Е. Глазуновой). В Туринской скважине В. И. Бодылевским определена сантонская фауна: Inoceramus aff. steenstupi Lor., Oxytoma tenuicostata Roem.. и др. Мощность подсвиты 50—120 м.

Верхняя подсвита представлена серыми, а в верхней части — зеленовато-серыми глинами, опоковидными, с редкими прослоями опок, с обломками пелеципод, чешуей рыб, лингул, с богатыми комплексами радиолярий и фораминифер. В верхней подсвите выделяется комплекс фораминифер с Haplophragmoides и Spiroplectammina. Здесь же имеются комплексы радиолярий нижней радиоляриевой зоны, выделенной Н. Н. Субботиной, с Cromyodruppe concentrica Lipm., Porodiscus vulgaris Lipm., Spongodiscus volgensis Lipm., Lithostrobus rostovzevi Lipm., Dictyomytra striata Lipm. В центральных районах низменности встречен кампанский комплекс фораминифер с Spiroplectammina optata, S. Lata.
S. senonana pocurica. Мощность верхней подсвиты — 90—130 м.

На основании этих данных возраст березовской свиты принят в объеме верхов верхнего турона, коньяка, сантона, нижнего кампана и большей части верхнего кампана. Общая мощность березовской свиты — 140—270 м.

Ганькинская свита (верхи кампана — маастрихтаний). Отложения ганькинской свиты имеют широкое распространение в пределах Западно-Сибирской низменности. Лишь на западе, вдоль восточного склона Урала, она замещается породами верхов фадюшинской свиты, на юге — журавлевской свитой.

Свита впервые выделена А. К. Богдановичем в 1944 году в ранге слоев одноименного названия (Ростовцев, 1955). Ганькинская свита представлена характерной толщей известковистых зеленовато-серых глин, иногда опоковидных, с прослоями алевролитов и мергелей. Известковистость глин уменьшается в северном направлении. В унифицированной стратиграфической схеме 1960 года свита выделялась в объеме маастрихтского и датского ярусов. На стратиграфическом совещании 1967 года в г. Тюмени низы ганькинской свиты были отнесены к верхам кампанского яруса на основании определений комплекса фораминифер Spiroplectammina optata в низах ганькинской и верхах березовской свит в ряде скважин центральных районов Западно-Сибирской низменности.

Маастрихтский возраст устанавливается на основании находок фауны, моллюсков, характерных комплексов фораминифер и остракод. Макрофауна представлена аммонитами, белемнитами, пелециподами, гастроподами, иглокожими, брахиоподами. Наиболее часто встречаются: Belemnitella americana Mort., Belemnitella lanceolata Schloth., Baculites anceps Lam. var. leopoliensis Now. и др. Э. Н. Кисельман в осадках ганькинской свиты выделяет два комплекса фораминифер: нижний с Gaudryina rugosa и верхний с Spiroplectammina kasanzevi. К датскому ярусу условно отнесена верхняя часть разреза ганькинской свиты с комплексом фораминифер Brotzenella praeacuta, который встречается спорадически. Мощность свиты — 25—60 м.

Б. КАЙНОЗОЙСКАЯ ГРУППА

I. ПАЛЕОГЕНОВАЯ СИСТЕМА

Палеогеновые отложения широко развиты в пределах изучаемого района. Они согласно залегают на меловых отложениях, участками выходят на поверхность. Отложения палеогеновой системы представлены всеми тремя отделами: полеоценовым, эоценовым и олигоценовым. Палеоцен, эоцен и часть олигоцена сложены преимущественно морскими осадками. Породы верхов нижнего, среднего и верхнего олигоцена имеют континентальный генезис. В составе палеогеновых отложений выделяются талицкая, люлинворская, чеганская, атлымская, новомихайловская и журавская свиты.

Талицкая свита (палеоцен). Морские отложения палеоцена были в 1954 году выделены в талицкую свиту З. Т. Алескеровой и Т. И. Осыко. Осадки свиты имеют широкое распространение в пределах изучаемого района. На восточном склоне Урала глинистые отложения нижней части талицкой свиты замещаются глауконитовыми песчаниками и железными рудами марсятской свиты, фациальным аналогом которой в районе г. Ивделя является полуночная пачка диатомитов и марганцевых руд. Верхней части та-

лицкой свиты соответствует ивдельская свита восточного склона Урала. Свита разделяется на две подсвиты.

Нижняя подсвита представлена темно-серыми массивными глинами, участками глауконитовыми, с редкими линзами сидеритов и алевритового материала. В западной части района аргиллиты имеют зеленовато-серую окраску. Породы содержат остатки лингул, рыбный детрит, гнезда глауконита, стяжения пирита, обрывки стеблевидных и нитевидных водорослей. Отложения этой части разреза содержат фораминиферы, выделяемые в зону с Ammoscalaria foliaca. Возраст нижней подсвиты принят в объеме нижнего палеоцена. Мощность подсвиты — 40—80 м.

Верхняя подсвита талицкой свиты подразделяется на две пачки. Нижняя пачка представлена темно-серыми, почти черными глинами с многочисленными гнездами и линзами, выполненными алевролито-песчаным материалом и редкими прослоями алевролитов. В западной части глины имеют зеленовато-серую окраску. Породы содержат стяжения пирита, глауконит. К отложениям пачки — приурочена верхняя зона фораминифер с мелкими аномалинидами. В ней встречены: Gibicides ex gr. favorabilis Vassil., Gibicides (?) lunatus (Brotzen), Anomalina infrapaleogenica Bykova, Bolivinopsis scabria Brotz. и др. По этим данным, с учетом положения в разрезе возраст нижней пачки верхней подсвиты талицкой свиты принят в объеме низов и средней части верхнего палеоцена. Мощность ее — 40—50 м. Верхняя пачка представлена однородными тонкоотмученными, иногда опоковидными глинами. Возраст ее по положению в резрезе принят в объеме верхов верхнего палеоцена. Мощность пачки равна 10 — 20 м.

Общая мощность талицкой свиты — 45—70 м.

Люлинворская свита (эоцен) выделена П. Ф. Ли в 1954 году в объеме нижнего и среднего эоцена. В унифицированной схеме 1960 года выделялась в объеме нижнего-большой части верхнего эоцена. Отложения свиты имеют повсеместное распространение в пределах изучаемого района. Они согласно залегают на породах талицкой свиты и без следов видимого перерыва перекрываются отложениями чеганской свиты. В северо-западной части района встречаются участки, где породы люлинворской свиты перекрываются континентальными отложениями четвертичной системы.

Свита разделена на три подсвиты. Нижняя подсвита представлена опоками и опоковидными глинами серыми, с присыпками кварцево-глауконитового песка в нижней части. В подошве подсвиты часто наблюдается пачка зеленовато-серых кварцево-глауконитовых песчаников. По определениям фораминифер, радиолярий, диатомовых водорослей и положению в разрезе возраст подсвиты принимается в объеме нижнего и среднего эоцена. Мощность ее — 40—60 м.

Средняя подсвита сложена диатомитами и диатомовыми глинами, светло-серыми, иногда алевритистыми, с неровным и полура-

ковистым изломом. Встречаются прослои опоковидных глин. В восточном направлении кремнистые породы постепенно замещаются глинистыми породами. Мощность средней подсвиты — 50—60 м. По определениям фораминифер, радиоляторий, диатомовых водорослей и положению в разрезе возраст подсвиты принимается в объеме низов верхнего эоцена.

Породы верхней подсвиты характеризуются зеленовато-серыми и темно-серыми тонкослоистыми диатомовыми глинами. В глинах отмечаются ходы червей, желваки марказита. Встречаются прослои опоковидных глин. Мощность верхней подсвиты 40—70 м, возраст условно принят в объеме средней части верхнего эоцена. В восточном направлении отмечается уменьшение кремнистых осадков и замещение их глинами.

Образования свиты охарактеризованы фауной фораминифер с Textularia carinatiformis (Morosova), радиоляриями, комплексами диатомовых Coscinodiscus, Castanopsis pseudocingulum, Coscinodiscus payeri и радиолярий. Общая мощность свиты — 160 — 220 м.

Чеганская свита (верхи эоцена — нижний олигоцен). Породы этой свиты были описаны в 1944 году А. К. Богдановичем, как тавдинские слои (Ростовцев, 1955 г.). В ранге свиты эти отложения выделены на совещании по стратиграфии Сибири в 1956 году. Свита имеет почти повсеместное распространение в пределах изучаемого района. На отдельных участках запада Шаимского района отложения ее отсутствуют.

Свита сложена толщей голубовато-зеленых и оливково-зеленых пластичных глин с тонкими линзочками светло-серого алевритового материала. Характерны стяжения марказита, иногда отмечаются обломки пелеципод, чешуя рыб. На отдельных участках в подошве свиты встречается пласт глауконитового глинистого песчаника.

В отложениях свиты выделяется микрофаунистическая зона Elphidium tschtanicum Bykova и Cibicides khanabadensis Mjassnikova, остракоды, богатая флора диатомовых водорослей и кремневых жгутиков. Кроме того, чеганские глины содержат моллюски нижнеолигоценового возраста: Meretrix (Cardiopsis) incrassata Sow., M. (Gardiopsis) latilamella Luv. Jnocardia cf. cyprinoides Al. Braum и др. По этим данным возраст свиты принимается в объеме верхов верхнего эоцена, низов и середины нижнего олигоцена. На востоке изучаемого района чеганская свита подразделяется на две подсвиты. Верхняя подсвита отличается от нижней более высоким содержанием алевритовых примесей и наличием прослоев песчаников. Возраст нижней подсвиты условно принят в объеме верхов верхнего эоцена и низов нижнего олигоцена. Мощность ее — 40—60 м. Возраст верхней подсвиты — середина нижнего олигоцена, мощность — 30—60 м. Общая мощность чеганской свиты — 120 м.

А — л ы м с к а я с в и т а (нижний олигоцен?). Породы свиты залегают на отложениях чеганской свиты согласно или участками с небольшим перерывом. Атлымские осадки выходят под четвертичные отложения на западе Шаимского района. Свита сложена аллювиальными, аллювиально-озерными и озерными светло-серыми кварц-полевошпатовыми, сахаровидными мелко- и разнозернистыми песками с редкими прослоями зеленых и бурых глин. Мощность свиты — до 40 м. Отложения атлымской свиты содержат отпечатки листьев, споры и пыльцу, семена растений нижне-среднеолигоценового возраста. По этим данным, с учетом положения в разрезе, возраст свиты принят в объеме верхов нижнего олигоцена.

Н о в о м и х а й л о в с к а я свита (средний олигоцен). Породы свиты в ледниковом отторженце обнажаются на правом берегу Оби между поселками Заречный и Подгорное и в долине р. Большой Атлым, а также вскрыты буровыми скважинами под четвертичными отложениями на большей части территории Шаимского района. Свита сложена чередованием серых и бурых глин, алевролитов, серых и светло-серых кварцевых и кварц-полевошпатовых песков с прослоями и пластами углей и лигнитов. Породы обогащены растительными остатками, содержат пирит и ярозит. Отложения свиты содержат фауну млекопитающих, отпечатки листьев, споры и пыльцу. Согласно определениям палеонтологических остатков, главным образом по фауне позвоночных, возраст отложений новомихайловской свиты определяется как нижне-среднеолигоценовый. С учетом положения в разрезе возраст свиты принимается в объеме среднего олигоцена. Мощность свиты — до 50 м.

Ж у р а в с к а я с в и т а (верхний олигоцен) распространена в восточной части изучаемого района. Залегает на отложениях новомихайловской свиты и с перерывом перекрывается четвертичными осадками. Свита представлена серыми и зеленовато-серыми глинистыми алевролитами с прослоями песков и алевритов, с включениями глауконита, количество которого в отдельных разрезах достигает 20 — 30%. По диатомовым водорослям и спорово-пыльцевым комплексам с учетом положения в разрезе возраст журавской свиты принят в объеме низов верхнего олигоцена. Мощность ее — до 15 — 30 м. Свита введена в корреляционную стратиграфическую схему в 1967 году Межведомственным стратиграфическим совещанием в г. Тюмени. Ранее эти отложения выделялись под названием нижнетуртасской подсвиты знаменского горизонта.

Неогеновые отложения на изучаемой территории отсутствуют. Четвертичные отложения несогласно перекрывают различные горизонты палеогеновых пород от журавской свиты на востоке до чеганской свиты на западе.

2. ЧЕТВЕРТИЧНАЯ СИСТЕМА

Четвертичные образования имеют повсеместное распространение. Отложения четвертичного возраста представлены супесями,

песками серыми и желтовато-серыми, кварц-полевошпатовыми, с прослоями глин серых, бурых, песчанистых, иногда с включениями вивианита. Встречаются мощные слои торфа, линзы валунных галечников. На севере и востоке изучаемой территории развиты ледниковые отложения, в составе которых встречаются различные по размерам отторженцы. Наиболее крупными из них являются: отторженец эоценовых и опоковидных глин в районе г. Ханты-Мансийска и отторженец нижне-среднеолигоценовых пород (новомихайловская и атлымская свиты) в районе пос. Малый Атлым. Размеры отторженцев по площади достигают 3 — 5 кв. км и высотой до 100 м.

Н. В. МИЗИНОВ,
В. Г. ЕЛИСЕЕВ,
А. М. БРИНДЗИНСКИЙ

ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛАТФОРМЕННЫХ МЕЗОЗОЙСКО-КАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ШАИМСКОГО И КРАСНОЛЕНИНСКОГО НЕФТЕНОСНЫХ РАЙОНОВ

Территория исследуемого района повсеместно закрыта четвертичными отложениями, которые затрудняют познание его тектоники. Кроме того, структурный план верхнемеловых и палеогеновых образований имеет некоторое отличие от структурного плана юрских и нижнемеловых толщ, что не позволяет однозначно трактовать тектоническое строение низов платформенного разреза по данным колонковых скважин.

Тектоника платформенного чехла познавалась по мере накопления результатов геофизических исследований и данных бурения глубоких и колонковых скважин. Схемы А. Д. Архангельского, Н. С. Шатского, В. А. Николаева, М. К. Коровина, Б. А. Петрушевского и других отображали тектонику платформенного чехла в целом по всей территории низменности.

Примерно с середины пятидесятых годов появляются более детальные работы.

Н. Н. Ростовцев и М. В. Литвиненко выделили в западной части низменности Приуральскую моноклиналь, переименованную позднее в Приуральскую синеклизу, а затем — впадину. Эта структура протягивалась широкой полосой (300—400 км) с севера на юг вдоль Уральского обрамления. К востоку моноклиналь переходила в Усть-Иртышскую впадину, расположенную в нижнем течении р. Иртыша и частично в среднем течении р. Оби.

Схема вышеназванных исследователей является одной из первых работ, где показывались морфологические элементы поверхности фундамента. Большей дифференцированностью отличается структурно-тектоническая схема Е. И. Бенько, Г. К. Боярских И. В. Дербикова и других. На этой схеме уже выделяются структуры первого и второго порядка (Туринской выступ, Тобольское погружение, Ханты-Мансийская впадина, Северо-Сосьвинский свод

(1 порядок), Кондинская седловина, Кондинское поднятие (1 порядок). Последняя структура располагается в центре Ханты-Мансийской впадины. В. П. Казаринов (1957) для обозначения надпорядковых структур вводит понятие «склон» и выделяет в Приуралье Восточно-Уральский склон почти в тех же границах, что и Приуральская моноклиналь Н. Н. Ростовцева. Уместно заметить, что ранее эта структура, в которую входили две тектонические зоны (Приуральская и Северо-Сосьвинская), показана в 1956 году на схеме Г. К. Боярских, А. И. Власова, Г. Б. Рогожникова. В построениях Г. К. Боярского оконтурены Красноленинская и Шаимская приподнятые зоны —структуры второго порядка. Первая — в районе пос. Малый Атлым, вторая — охватывает бассейн р. Мулымьи и район поселка Шаим. Эти приподнятые зоны входили в Атлымскую моноклиналь, которую авторы выделяли как переходную структуру между Северо-Сосьвинским сводом и северной частью Туринского выступа с одной стороны, и Ханты-Мансийской и Кондинской впадинами — с другой. Моноклиналь обособлялась в восточной части Восточно-Уральского склона.

М. Я. Рудкевич и Л. М. Зорькин (1961) выделили в чехле Западно-Сибирской плиты Внешний пояс и Внутреннюю тектоническую область. Основная часть исследуемой территории находится во Внешнем тектоническом поясе. Границы пояса по мере получения новых данных менялись. На этой площади М. Я. Рудкевич и Л. М. Зорькин выделили валы, группы поднятий и мульды. Ими оконтурены Пелымский, Шаимский и Леушинский валы. Вместо Кондинской седловины и Северо-Сосьвинского свода они выделили Северо-Сосьвинский мост, который непосредственно причленялся к Туринскому выступу.

Коллективом авторов под редакцией Н. Н. Ростовцева в 1961 и 1964 годах были составлены новые тектонические схемы. В построениях 1961 года платформенные структуры не разделены на порядки. В южной части Приуралья был выделен Кондинский свод (схема 1964 года), как структура I порядка. Он осложняется структурами второго порядка (Шаимский вал, Больше-Тапский вал, Леушинский полувал, Кузнецовское куполовидное поднятие). Между Туринским выступом и Кондинским сводом выделялась Таборинская седловина, которая не выражается на структурной карте по поверхности фундамента. Севернее Туринского выступа фиксируется Пелымский выступ, отделяющийся Верхне-Кондинским мегапрогибом от Кондинского свода. Северо-Восточнее названного свода выделялось Красноленинское куполовидное поднятие, которое вместе с Ляминским разделяет Надымскую и Ханты-Мансийскую впадины. Туринский выступ и Кондинский свод переходят на юго-востоке в Приуральский мегапрогиб.

Термины: вал, мегавал, свод характеризуют замкнутые поднятия и не отражают современного структурного плана Внешнего тектонического пояса Западно-Сибирской плиты, поэтому на тектонической схеме, составленной в 1967 году (редактор Н. Н. Ростов-

цев), на этой территории были показаны, в основном, незамкнутые структуры. Вместо ранее выделяемого Кондинского свода отрисовано несколько незамкнутых структур первого порядка. На юго-востоке его выделена Восточно-Туринская моноклиналь с рядом незамкнутых валов и куполовидных поднятий. Шаимский вал схемы 1964 года был переименован в незамкнутый мегавал с несколько иными границами, но с тем же названием. В пределах Пелымского и Туринского выступов также было выделено несколько незамкнутых валов, прогибов и куполовидных поднятий.

Тектоническая схема строения платформенного чехла Западно-Сибирской плиты, составленная коллективом авторов в 1967 году, является наиболее полной и точной и взята нами в основу тектонического районирования исследуемой территории.

Современный структурный план неглубоко залегающих горизонтов отчетливо отражается на геологической карте со снятым покровом четвертичных образований. В пределах изучаемой территории под четвертичными образованиями залегают отложения осадочного чехла, представленные, в основном, отложениями палеогневой системы. Наблюдается общее погружение пород палеогена в восточном направлении. На западе района обнажаются глинистые образования чеганской свиты, которые протягиваются широкой полосой параллельно Уралу, погружаясь под породы атлымского горизонта. Юго-западная часть низменности, по палеогеновым отложениям представляет собой моноклиналь, которая постепенно погружается в сторону центральной части низменности.

На геологической карте не находят своего отражения даже структуры первого порядка, выделяемые по более глубоким горизонтам. Крупные приподнятые и депрессионные зоны обнаруживаются в сглаженном виде лишь на карте, построенной по кровле верхнемеловых пород (ганькинская свита), на которой на фоне моноклинали, погружающейся на восток, фиксируются такие крупные поднятия, как Шаимский мегавал, Леушинский структурный нос, Красноленинское сводовое поднятие и др.

Рельеф платформенного чехла выглядит более контрастным на карте, построенной по подошве кошайской свиты. Здесь уже выделяются крупные и средние локальные поднятия, хотя они и имеют незначительные амплитуды. Крупные прогибы фиксируются в виде слабых заливов.

Наибольшая рельефность наблюдается на карте по подошве платформенного чехла. Общей закономерностью в распределении осадочных толщ платформенного чехла изучаемого района является постепенное выклинивание отложений, залегающих на фундаменте с востока на запад. Если в западной части района на образованиях складчатого основания залегают нижнемеловые осадки, то восточнее уже появляются породы верхней юры, а затем и средне-нижнеюрские, которые покрывают сплошным плащом полеозойский фундамент, отсутствуя только на наиболее приподнятых крупных участках.

Развитие крупных прогибов, валов и сводовых поднятий проходило в подавляющем большинстве унаследовано с затуханием вверх по разрезу на фоне постоянного общего погружения в восточном направлении.

Предлагаемая схема тектоники платформенного чехла (рис. 4) составлена на основе структурной карты по подошве мезозойско-кайнозойских осадков, построенной партией оперативного геолого-геофизического анализа «Главтюменьгеологии» и несколько дополненной нами (рис. 5). В основу выделения структур различных

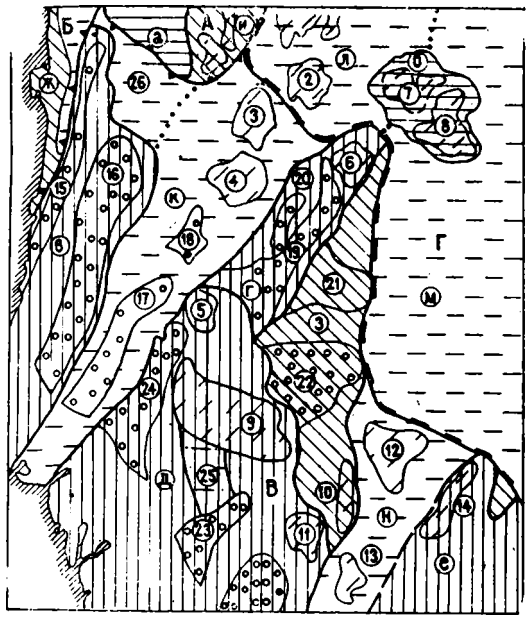


Рис. 4. Тектоническая схема мезозойско-кайнозойского платформенного чехла юго-западной части Западно - Сибирской плиты.

Границы: 1—обрамления плиты; 2 — между Внешним поясом и Внутренней областью плиты; 3 — между крупнейшими структурами; 4—между отрицательными структурами I и II порядков; 5 — структур I и II порядков. Надпорядковые структуры: А — Северо - Сосьвинская гряда; Б — Ляпинско-Лангурский жёлоб; В — Туринско-Тобольская региональная зона незамкнутых поднятий; Г— Мансийская зона региональных опусканий; Структуры I порядка; 6 — сводовые поднятия, своды (а—Висимский свод; б—Красноленинское сводовое поднятие); 7—выступы, незамкнутые мегавалы (в—Пелымский выступ; г—Шаимский незамкнутый мегавал; д—Туринский выступ; е—Тобольский незамкнутый мегавал); 8—моноклинали (ж—Саранпаульская моноклиналь; з — Восточно-Туринская моноклиналь); 9 — впадины, мегапрогибы (к — Верхне-Кондинский мегапрогиб; л — Надымская впадина; м — Ханты-Мансийская впадина; н — Тюменский мегапрогиб). Структуры II порядка: 10 — куполовидные поднятия (к. п.), валы (1—Нергинский вал, 2—Тугровское к. п.; 3 — Верхне-Кондинское к. п.; 4 — Арантурское к. п.; 5 — Еремингское к. п.; 6—Потанайское к. п.; 7 — Потымецкое к. п.; 8 — Ендырское к. п.; 9 — Назаровский вал; 10 — Куминский вал; 11 — Тавдинское к. п.; 12—Курухтальское к. п.; 13—Андрюшинское к. п.; 14 — Лайтамакский вал); 11—структурные носы, незамкнутые валы (15 — Щецинский незамкнутый вал; 16—Тесьминский незамкнутый вал; 17—Сосьвинский незамкнутый вал; 18—Иусский незамкнутый вал; 19—Семивидовский незамкнутый вал; 20 — Мортымьинский незамкнутый вал; 21 — Больше-Тапский структурный нос; 22 — Леушинский структурный нос; 23 — Добринский незамкнутый вал; 24 — Ново-Троицкий незамкнутый вал); 12 — прогибы (25—Дубровинско-Таборинский прогиб: 26—Усть-Тапсуйский прогиб).

Рис. 5. Обзорная структурная карта Шаимского и прилежащих к нему районов.

Изогипсы отражающего горизонта «Б» (верхняя юра): 1—по данным площадных сейсморазведочных работ; 2 — по данным сейсмозондирования МОВ; 3 — предполагаемое положение изогипс (с учетом гравимагнитных полей); 4—номера локальных поднятий. Локальные поднятия: 1—Дружбинское; 2—Северо-Тугровское; 3 — Восточно-Тугровское; 4 — Западно-Тугровское; 5 — Верхне-Пурданское; 6—Адым-Юганское; 7—Верхне-Кондинское; 8—Северо-Эсское, 9—Южно-Эсское; 10—Железнодорожное; 11 — Ейтьинское; 12 — Навское; 13 — Супринское; 14 — Верхне-Супринское; 15 — Лемьинское; 16 — Даниловское; 17 — Верхне-Лемьинское; 18 — Верхне-Иусское; 19 — Средне-Иусское; 20 — Кандырское; 21 — Филипповское; 22 — Славинское; 23 — Северо-Чан-Чарское; 24 — Южно-Чан-Чарское; 25 — Потанайское; 26 — Корсунское; 27 — Оханское; 28 — Картопьинское; 29 — Кетлохское; 30 — Убинское; 31 — Средне-Мулымьинское; 32—Андреевское; 33—Мортымьинское; 34—Семивидовское; 35—Толумское; 36 — Северо-Тетеревское; 37 — Тетеревское; 38 — Каюмовское; 39 — Окуневское; 40—Мулымьинское; 41—Трехозерное; 42—Евринское; 43—Индринское; 44—Оурьинское; 45—Онтохское; 46—Мало-Тапское; 47—Ингатьинское; 48—Половинкинское; 49—Учьинское; 50—Молодежное; 51—Западно-Елизаровское; 53—Каменное; 54—Сеульское; 55—Ай-Торское; 56—Лорбинское; 57—Ингинское; 58—Сиговское; 59—Пальяновское; 60—Ем-Еговское.

порядков и их взаимоотношений легла тектоническая схема платформенного чехла низменности 1967 года (редактор Н. Н. Ростовцев). При этом принимался во внимание характер гравитационных и магнитных полей фундамента.

Выделение структур различных порядков осуществлялось по морфологическому признаку на основе классификации платформенных структур, принятой на тектоническом совещании в Ленинграде (1963). При выделении крупных структурных элементов некоторое выражение получил принцип соподчиненности. Ниже приводится описание основных структур, располагающихся в пределах района исследований и сопредельной территории. При описании тектонических элементов были использованы термины, определение которых широко известно по печатным и рукописным работам, посвященным геологии Западно-Сибирской низменности.

В изучаемом районе выделяются надпорядковые структуры или их части и структуры I, II, III порядков. Все эти тектонические формы входят в состав Внешнего пояса и частично Внутренней области плиты. К Внешнему тектоническому поясу отнесена прибортовая часть Западно-Сибирская плита, которая довольно тесно связана с его складчатым обрамлением. В пределах этой территории отсутствуют или сокращены по мощности осадки нижнего и среднего отделов юры. Для него характерно преобладание незамкнутых поднятий и однокрылых структур (выступы, мегавалы, моноклинали). Внутренняя тектоническая область отличается полнотой стратиграфического разреза и большой мощностью мезозойско-кайнозойских пород, преобладанием замкнутых поднятий и депрессий. Подземный рельеф Внешнего пояса обладает высокой контрастностью.

В пределах юго-западной части низменности частично или полностью выделяется 4 надпорядковых структуры, 9 форм первого порядка, 27 структур второго и более 90 локальных поднятий (табл. 15).

На территории юго-западной части низменности во Внешний тектонический пояс Западно-Сибирской плиты входит Туринско-Тобольская региональная зона незамкнутых поднятий, которая объединяет отрицательные и положительные формы, описание которых приводится ниже.

Пелымский выступ обособляется в северо-западной части района, где он граничит с Ляпинско-Лангурским желобом. Он отделяется Усть-Тапсуйским прогибом от расположенной севернее Северо-Сосьвинской гряды. На юго-востоке выступ переходит в Верхне-Кондинский мегапрогиб. Был выделен как полусвод на тектонической схеме 1964 года.

Выступ является крупной положительной структурой восточного склона Северного и частично Среднего Урала. Это древнее поднятие существовало, видимо, до перекрытия его мезозойскими осадками и сохранилось до настоящего времени. Выступ имеет вытянутую форму и северо-восточное простирание. Длинная ось

Рис. 5. Обзорная структурная карта Шаимского и прилежащих к нему районов.

Изогипсы отражающего горизонта «Б» (верхняя юра): 1—по данным площадных сейсморазведочных работ; 2 — по данным сейсмозондирования МОВ; 3 — предполагаемое положение изогипс (с учетом гравимагнитных полей); 4—номера локальных поднятий. Локальные поднятия: 1—Дружбинское; 2—Северо-Тугровское; 3 — Восточно-Тугровское; 4 — Западно-Тугровское; 5 — Верхне-Пурданское; 6—Адым-Юганское; 7—Верхне-Кондинское; 8—Северо-Эсское, 9—Южно-Эсское; 10—Железнодорожное; 11 — Ейтьинское; 12 — Навское; 13 — Супринское; 14 — Верхне-Супринское; 15 — Лемьинское; 16 — Даниловское; 17 — Верхне-Лемьинское; 18 — Верхне-Иусское; 19 — Средне-Иусское; 20 — Кандырское; 21 — Филипповское; 22 — Славинское; 23 — Северо-Чан-Чарское; 24 — Южно-Чан-Чарское; 25 — Потанайское; 26 — Корсунское; 27 — Оханское; 28 — Картопьинское; 29 — Кетлохское; 30 — Убинское; 31 — Средне-Мулымьинское; 32—Андреевское; 33—Мортымьинское; 34—Семивидовское; 35—Толумское; 36 — Северо-Тетеревское; 37 — Тетеревское; 38 — Каюмовское; 39 — Окуневское; 40—Мулымьинское; 41—Трехозерное; 42—Евринское; 43—Индринское; 44—Оурьинское; 45—Онтохское; 46—Мало-Тапское; 47—Ингатьинское; 48—Половинкинское; 49—Учьинское; 50—Молодежное; 51—Западно-Елизаровское; 53—Каменное; 54—Сеульское; 55—Ай-Торское; 56—Лорбинское; 57—Ингинское; 58—Сиговское; 59—Пальяновское; 60—Ем-Еговское.

порядков и их взаимоотношений легла тектоническая схема платформенного чехла низменности 1967 года (редактор Н. Н. Ростовцев). При этом принимался во внимание характер гравитационных и магнитных полей фундамента.

Выделение структур различных порядков осуществлялось по морфологическому признаку на основе классификации платформенных структур, принятой на тектоническом совещании в Ленинграде (1963). При выделении крупных структурных элементов некоторое выражение получил принцип соподчиненности. Ниже приводится описание основных структур, располагающихся в пределах района исследований и сопредельной территории. При описании тектонических элементов были использованы термины, определение которых широко известно по печатным и рукописным работам, посвященным геологии Западно-Сибирской низменности.

В изучаемом районе выделяются надпорядковые структуры или их части и структуры I, II, III порядков. Все эти тектонические формы входят в состав Внешнего пояса и частично Внутренней области плиты. К Внешнему тектоническому поясу отнесена прибортовая часть Западно-Сибирская плита, которая довольно тесно связана с его складчатым обрамлением. В пределах этой территории отсутствуют или сокращены по мощности осадки нижнего и среднего отделов юры. Для него характерно преобладание незамкнутых поднятий и однокрылых структур (выступы, мегавалы, моноклинали). Внутренняя тектоническая область отличается полнотой стратиграфического разреза и большой мощностью мезозойско-кайнозойских пород, преобладанием замкнутых поднятий и депрессий. Подземный рельеф Внешнего пояса обладает высокой контрастностью.

В пределах юго-западной части низменности частично или полностью выделяется 4 надпорядковых структуры, 9 форм первого порядка, 27 структур второго и более 90 локальных поднятий (табл. 15).

На территории юго-западной части низменности во Внешний тектонический пояс Западно-Сибирской плиты входит Туринско-Тобольская региональная зона незамкнутых поднятий, которая объединяет отрицательные и положительные формы, описание которых приводится ниже.

Пелымский выступ обособляется в северо-западной части района, где он граничит с Ляпинско-Лангурским желобом. Он отделяется Усть-Тапсуйским прогибом от расположенной севернее Северо-Сосьвинской гряды. На юго-востоке выступ переходит в Верхне-Кондинский мегапрогиб. Был выделен как полусвод на тектонической схеме 1964 года.

Выступ является крупной положительной структурой восточного склона Северного и частично Среднего Урала. Это древнее поднятие существовало, видимо, до перекрытия его мезозойскими осадками и сохранилось до настоящего времени. Выступ имеет вытянутую форму и северо-восточное простирание. Длинная ось

Таблица 15

Наименование тектонических структур в платформенном чехле юго-западной части Западно-Сибирской низменности

Индекс на карте	Структуры	Порядок
1	2	3
А	Северо-Сосьвинская гряда	Надпорядковая
Б	Ляпинско-Лангурский желоб	»
В	Туринско-Тобольская региональная зона незамкнутых поднятий	»
Г	Мансийская зона региональных опусканий	»
	Пелымский выступ	I
1	Щецинский незамкнутый вал	II
2	Тесьминский незамкнутый вал	II
	Надымская впадина	I
3	Нергинское куполовидное поднятие	II
4	Сергинский вал	II
5	Тугровское куполовидное поднятие	II
	Верхне-Кондинский незамкнутый мегапрогиб	I
6	Верхне-Кондинское куполовидное поднятие	II
7	Арантурское куполовидное поднятие	II
8	Иусский незамкнутый вал	II
9	Сосьвинский незамкнутый вал	II
	Шаимский незамкнутый мегавал	I
10	Потанайское куполовидное поднятие	II
11	Семивидовский незамкнутый вал	II
12	Мортымьинский структурный нос	II
	Туринский выступ	I
13	Евринское куполовидное поднятие	II
14	Новотроицкий незамкнутый вал	II
15	Назаровский вал	II
16	Дубровинско-Таборинский прогиб	II
17	Добринский незамкнутый вал	II
18	Тавдинское куполовидное поднятие	II
19	Ницинско-Троицкий незамкнутый вал	II
	Восточно-Туринская моноклиналь	I
20	Больше-Тапский структурный нос	II
21	Леушинский структурный нос	II
22	Куминский вал	II

1	2	3
	Краснолениниское сводовое поднятие	I
23	Потымецкое куполовидное поднятие	П
24	Ендырское куполовидное поднятие	П
	Тюменский незамкнутый мегапрогиб	I
25	Курухтальское куполовидное поднятие	П
26	Андрюшинское куполовидное поднятие	П
27	Усть-Тапсуйский прогиб	П
	Ханты-Мансийская впадина	I
	Тобольский незамкнутый мегавал	I
28	Лайтамакский вал	П

его полого погружается в северо-восточном направлении на расстояние до 300 км. Короткая ось равна 80 — 90 км. Угол наклона длинной оси выступа 15—20′. Отметки залегания поверхности фундамента меняются от +100 м до —900 — 1000 м. Выступ непосредственно связан с полосой палеозойского обрамления фундамента. На фундаменте залегают меловые и третичные отложения от готерив-баррема до верхнего олигоцена, от более молодых к древним в направлении с запада на восток. Эти горизонты как бы обрисовывают выступ подковоподобными полосами.

Пелымский выступ длительное время являлся источником сноса обломочного материала, оставаясь элементом складчатого обрамления плиты. Восточный и юго-восточный склоны его были вовлечены в погружение в конце нижнемеловой эпохи, западная же часть — в олигоцене.

На западном и восточном крыльях выступа обособляются Щецинский и Тесьминский незамкнутые валы. Они представляют собой систему мелких локальных поднятий и структурных носов, ориентированных преимущественно в северо-востоком направлении.

Усть-Тапсуйский прогиб, отделяющий Пелымский выступ от Северо-Сосьвинской гряды, имеет овальную форму и раскрывается на северо-запад в сторону Ляпинского мегапрогиба. На юго-востоке эта небольшая депрессионная зона постепенно сливается с Верхне-Кондинским мегапрогибом. Величина прогиба по длинной оси 110 км, по короткой около 70 км (в средней части). Короткая ось в его средней части опускается от отметки — 1000 м на северо-востоке, до отметки — 1400 м в центре и поднимается до — 1200 м на юго-западе, указывая на асимметричность прогиба. Средняя величина амплитуды прогиба — 150 м. Структура выполнена юрскими, меловыми, палеогеновыми и четвертичными отложениями. Судя по разрезам Ляпинского и Верхне-Кондинского мегапрогибов, можно предположить, что Усть-Тапсуйский прогиб существовал еще с юрского времени. Представляется возможным, что величина прогиба была несколько большей.

Верхне-Кондинский мегапрогиб обособляется юго-восточнее Пелымского выступа. Впервые выделен под именем Верхне-Кондинской впадины Г. К. Боярских и другими, но в несколько иных границах.

На тектонической схеме 1964 года под редакцией Н. Н. Ростовцева прогиб на юго-западе замыкался изогипсой — 500 м. На предлагаемой схеме эта структура представляет собой узкую депрессию, которая на юго-западе ограничивается палеозойским обрамлением, а на северо-востоке раскрывается в сторону Надымской впадины. По поверхности фундамента прогиб прослеживается на 400 км. Ширина его меняется в плане от 40 км на юге до 120 км на севере. Длинная ось его погружается от отметок 0 м до 2350 м, угол наклона оси 0°14′ — 0°24′. Амплитуда погружения в средней части мегапрогиба — 300 м. Он несколько наклонен в юго-западном направлении, причем западный борт положе восточного. Северная часть структуры выполнена образованиями тюменской свиты мощностью до 100 м, на породах которой залегают отложения от верхней юры до современных. Южная половина мегапрогиба заполнена осадками неокомского и более молодого возраста. Мегапрогиб хорошо вырисовывается на картах, построенных по поверхности фундамента и кровле тюменской свиты. На картах по более высоким горизонтам эта депрессионная зона представляет собой моноклиналь, слабо погружающуюся в восточном направлении. Мегапрогиб осложняется незамкнутыми валами и куполовидными поднятиями. Наиболее изученным является Арантурское куполовидное поднятие.

Арантурское куполовидное поднятие расположено в центре северной части прогиба. Имеет изометричные, почти округлые очертания, являясь приподнятой зоной, ограниченной с двух сторон небольшими депрессионными участками. Поднятие по кровле тюменской свиты оконтуривается с юго-запада изогипсой — 1850 м, с северо-востока — 2000 м. Структура наклонена в северо-восточном направлении. Амплитуда поднятия—200—250 м, длина — 50 км, ширина — 40 км углы падения — 0°51′—1°42′. Поднятие находится в поле сплошного распространения пород тюменской свиты. Мощность свиты изменяется от 0 до 80 м. На наиболее приподнятых участках поднятия образований тюменской свиты отсутствуют. Арантурское куполовидное поднятие в верхних горизонтах платформенного чехла прослеживается слабо. На картах магнитного поля оно выражается серией положительных аномалий и выделяется на общем фоне довольно четко.

Туринский выступ является крупной положительной структурой восточного склона Среднего, части Южного и Северного Урала. Контуры этой структуры трактуются по-разному. Туринский выступ имеет изометрическую форму. Размер его 200×300 км. Он ограничивается с севера и юга мегапрогибами. Структура оконтуривается на востоке и юго-востоке изогипсами—

1200 м и — 1500 м. На юго-западе она сочленяется с Уральским палеозойским обрамлением. Поверхность фундамента выступа от обнаженного Урала постепенно погружается преимущественно в восточном направлении. При этом северная половина структуры в своей средней части находится выше южной. Таким образом, выступ погружается, как в северо-восточном направлении, так и юго-восточном, и южном. Наибольшее погружение отмечается в южной части. Средняя величина углов наклона пород не превышает 0°20′—0°40′. Горизонты, залегающие непосредственно на фундаменте, обрисовывают выступ линиями, выпуклыми в сторону Внутренней тектонической области плиты. При этом наблюдается последовательное выклинивание более древних по возрасту горизонтов с востока на запад. Восточная часть выступа была вовлечена в погружение в конце юрского — начале нижнемелового времени. Основная же часть его в это время оставалась сушей и была окончательно погружена под уровень моря в палеогеновое время.

Таким образом, эта крупная структура является поднятием длительного развития, по-видимому, унаследованного от рельефа палеозойского фундамента.

Туринский выступ осложнен положительными и отрицательными структурами II порядка. На поверхности фундамента большинства этих структур залегают осадки от апт-альбского до более молодых. На восточном погружении выступа локальные поднятия имеют уже на крыльях юрско-меловые породы.

Восточно-Туринская моноклиналь. Восточнее Туринского выступа обособляется крупная Восточно-Туринская моноклиналь меридионального простирания. На севере и северо-западе она сочленяется с Шаимским незамкнутым мегавалом, на юге и востоке — граничит с Тюменским незамкнутым мегапрогибом и Ханты-Мансийской впадиной. Моноклиналь протягивается с севера на юг на расстояние 300 км и с запада на восток — на 50—80 км.

Поверхность фундамента в пределах этой структуры погружается с запада на восток от отметок — 1200—1400 м до — 2200—2300 км. Углы наклона составляют 0°40′—1°20′. Моноклиналь находится в пределах распространения осадков тюменской свиты, мощность которых незначительна. Эта структура испытывала погружение, начиная с верхнеюрского времени. Наибольшее прогибание фиксируется в меловую и палеогеновую эпохи. Приподнятые участки моноклинали отставали в процессе прогибания. Они были вовлечены в общее опускание в конце верхнеюрского, начале нижнемелового времени.

Южная часть моноклинали в юрско-валанжинское время испытывала более быстрое опускание, нежели северная. На общем моноклинальном фоне отмечается довольно расчлененный рельеф поверхности фундамента. В ее пределах обособляется несколько

положительных структур, которые разделены между собой депрессионными зонами.

Оси основных структур (Леушинский и Больше-Тапский структурные носы) имеют преимущественно восточное простирание. Присводовые части их характеризуются сокращенным разрезом вследствие выпадения из разреза нижних горизонтов чехла—юрских и частично берриас-валанжинских. Разделяющие прогибы выполнены верхне-среднеюрскими породами. Тюменская свита обычно развита лишь в депрессионных зонах в виде отдельных полей, протягивающихся от основного поля развития свиты в Ханты-Мансийской впадине.

Леушинский структурный нос имеет форму крупного полувала, погружающегося в восточном направлении. На западе он примыкает к Туринскому выступу. Отметка фундамента на западе — 1400 м, на востоке — 2000 м. Амплитуда поднятия — около 200 м (в средней части), размеры—90×60 км. На севере Леушинской структурный нос отделяется от Больше-Тапского незначительным по площади прогибом, длинная ось которого погружается с запада на восток от отметки — 1400 до 2000 м. Основная часть фундамента Леушинского структурного носа перекрыта преимущественно волжско-валанжинскими породами. На крыльях структуры появляются осадки более древних горизонтов.

Расположенный севернее Больше-Тапский структурный нос представляет собой структуру, имеющую форму полусвода. Размер его 60×40 км. Амплитуда по поверхности фундамента 150—200 м. Длинная ось поднятия погружается в восточном направлении от отметки — 1800 м до — 2200 м. Нос имеет восточное простирание и непосредственно примыкает к Шаимскому мегавалу. Фундамент этой структуры перекрыт волжско-валанжинскими осадками в присводовых участках. На крыльях залегают породы абалакской и тюменской свит.

Шаимский незамкнутый мегавал. Непосредственно к северо-востоку от Туринского выступа располагается структура первого порядка — Шаимский незамкнутый мегавал. Размеры этого крупного поднятия следующие: по длинной оси 175 км, по короткой 55 км; на северо-восточном окончании ширина вала 35 км. Длинная ось этого поднятия погружается в северо-восточном направлении от отметки — 1100 м до отметки—2500 м. Амплитуда мегавала в средней его части составляет 300 м. Северо-западное крыло этой структуры более крутое, чем юго-восточное. Углы падения крыльев 1°10′—0°20′. Причем отдельные части мегавала ступенчато погружаются в сторону смежных структур и естественно на этих участках углы падения будут больше. Гребневая часть структуры смещена к ее юго-восточному крылу. В пределах мегавала зафиксировано большое количество локальных поднятий различной ориентировки от меридиональной до северо-восточной и широтной. Преобладает северо-восточная и северо-за-

падная ориентировка осей складок. К гребневой части мегавала выклиниваются юрские и частично валанжин-готеривские отложения. В пределах мегавала выделяются: Семивидовский незамкнутый вал, Мортымьинский структурный нос и Потанайское куполовидное поднятие.

Семивидовский незамкнутый вал расположен в осевой части Шаимского мегавала. Он представляет структуру линейной формы, вытянутую в северо-восточном, частично северном направлении. Ось вала по поверхности фундамента постепенно погружается в северо-восточном направлении от отметок — 1100 м до —2300 м. Длина структуры — 150 км, ширина в юго-западной части — 50 км и 10—20 км — в северной и центральной частях. Углы падения крыльев изменяются в пределах 1°20′—1°40′.

Длинная ось вала наклонена в сторону центральной части плиты под углом 0°30′. На отдельных участках угол наклона оси несколько больше. По подошве кошайской свиты (рис. 6) амплитуда поднятия достигает 200 м. К концу накопления отложений сеноманского возраста амплитуда вала уменьшается до 125—150 м. По кровле верхнего мела амплитуда вала равна 50—70 м. На картах более молодых горизонтов амплитуда этой структуры все более уменьшается. Наблюдается постепенное превращение высокоамплитудной структуры в слабовыраженный структурный нос, фиксируемый на картах по верхним горизонтам чехла незначительной выпуклостью изогипс в сторону центральной части плиты. Отдельные локальные поднятия, осложняющие вал, по верхним горизонтам не прослеживаются.

На породах фундамента Семивидовского вала залегают отложения волжско-валанжинского и готеривского возраста. В осевой части его залегают породы валанжина и готерива. На крыльях появляются существенно песчаные образования верхней юры. Здесь же, в более погруженных участках, появляются отложения тюменской свиты.

Территория Семивидовского вала вовлекалась в общее прогибание Западно-Сибирской плиты постепенно; однако, оставаясь длительное время (юра — нижняя часть нижнего мела) повышенным участком, на котором накапливались грубозернистые осадки. На фоне общего прогибания вал испытывал в верхнеюрское время незначительное воздымание, выразившееся в срезании отдельных стратиграфических горизонтов.

Мортымьинский структурный нос непосредственно примыкает к западному крылу Семивидовского незамкнутого вала. На тектонической схеме 1967 г. Мулымьинский и Семивидовский валы, как замкнутые поднятия, выделяются условно ввиду отсутствия резко выраженных прогибов между локальными поднятиями на общем фоне погружающегося Шаимского мегавала.

Нам представляется более верным выделение Мортымьинского структурного носа, который охватывает цепочку постепенно

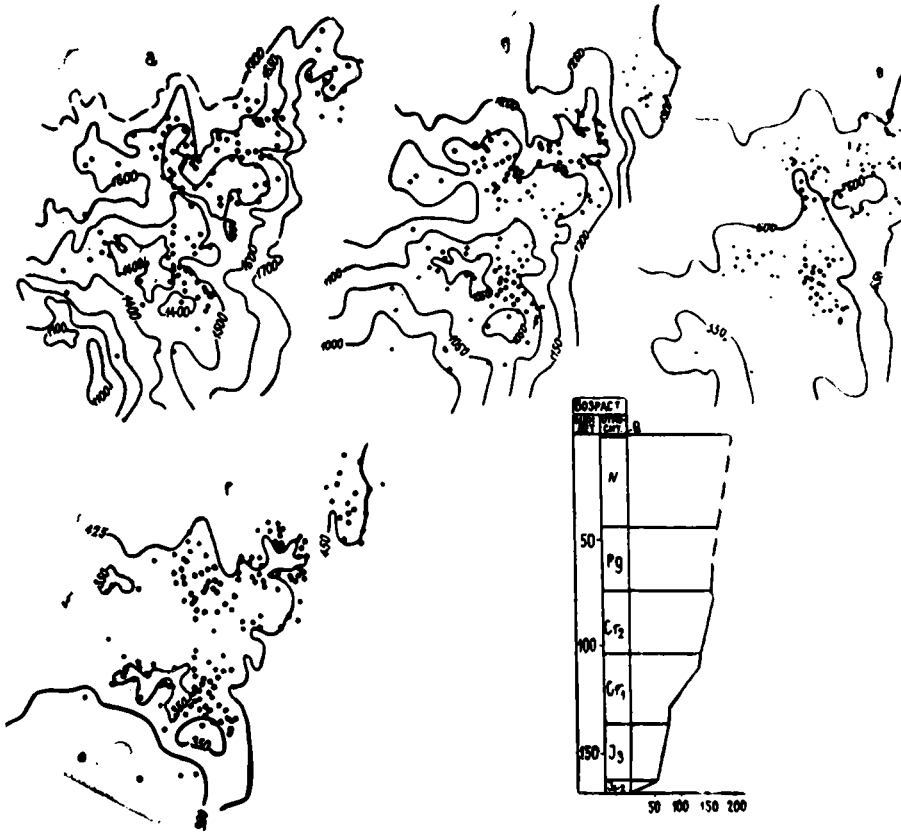


Рис. 6. Структурные карты и графики роста амплитуды Мулымьинско-Толумской группы поднятий.

а—по поверхности фундамента; б—по подошвекошайской свиты; в—по кровле уватской свиты; г — по кровле ганькинской свиты.

понижающихся структур. Длинная ось структурного носа по поверхности фундамента погружается в северном, восточном и северо-восточном направлении от отметок — 1500 до —1800 м. Структура имеет форму полувала незначительных размеров, обращенную своей выпуклой стороной в сторону Верхне-Кондинского мегапрогиба. Со стороны изогнутой части структурного носа обособляется мульдообразная депрессионная зона, которая отделяет вышеназванную структуру от Семивидовского незамкнутого вала. Длина поднятия — 95 км, ширина — около 10 км. Углы падения— 0°30′—1°50′. Непосредственно на фундаменте в пределах описываемого структурного носа залегают осадки юрско-валанжинского

возраста. Вверх по разрезу амплитуда и рельеф структурного носа сглаживаются.

Потанайское куполовидное поднятие выделяется на северо-восточной оконечности Шаимского незамкнутого мегавала, отделяясь от Семивидовского незамкнутого вала прогибом незначительной амплитуды. В магнитном поле Потанайское куполовидное поднятие выражено отрицательной аномалией. Поднятие имеет изометричную форму, слабовытянутую в северном направлении. Размеры структуры — 40×35 км. Приподнятая его часть находится в южной половине структуры. По поверхности фундамента наиболее высокие отметки равны 1900 м, наиболее низкие— 2250 м. Амплитуда куполовидного поднятия от 150 м до 350 м. Углы падения крыльев — до 1°15′. В наиболее приподнятых участках выступ фундамента перекрыт волжскими отложениями. В межструктурных понижениях и на крыльях поднятия фиксируются песчано-алевролитовые и преимущественно глинистые отложения келловей-кимериджа и верхов средней юры. Наблюдается постепенное выполаживание структуры снизу вверх. По истории развития структуры Потанайское куполовидное поднятие имеет много общего со структурами Ханты-Мансийской впадины.

Тюменский мегапрогиб. Восточным ограничением Туринского выступа и Восточно-Туринской моноклинали служит Тюменский мегапрогиб. Это сравнительно узкая (50—90 км) линейно вытянутая депрессия, протягивающаяся в северо-северо-восточном направлении на 500—550 км до слияния с Внутренней областью плиты. На востоке мегапрогиб ограничен Тобольским незамкнутым мегавалом с системой линейно вытянутых прогибов и незамкнутых валов, на юге он примыкает к Куртамышской моноклинали. Мегапрогиб выполнен толщей мезозойских и кайнозойских осадков мощностью до 2,5 км. Он имеет асимметричное строение. Пологий западный борт имеет наклон 0°30′. Восточный борт Тюменского мегапрогиба отличается более крутым падением слоев на запад от осевой части Тобольского незамкнутого мегавала (1°30′—2°). Длинная ось мегапрогиба по поверхности фундамента погружается с юга на север от отметок — 600 м до —2400 м. Амплитуда в средней части мегапрогиба равна 300 м. По данным многих исследователей (Н. Н. Ростовцев, М. Я. Рудкевич и др.) Тюменский мегапрогиб получил свое развитие на цоколе, выполненном образованиями второго структурного этажа — триасовой эффузивно-осадочной толщей.

В пределах мегапрогиба фиксируется несколько незамкнутых валов и куполовидных поднятий. Наиболее крупным из них является Курухтальское куполовидное поднятие, имеющее в плане форму треугольника. Амплитуда поднятия около 300 м. На фундаменте в пределах поднятия залегают нижне-среднеюрские отложения. В сводовых частях локальных поднятий этой структуры на фундаменте залегают верхневолжские слои.

Во Внутренней тектонической области Западно-Сибирской плиты отмечается преобладание отрицательных структурных форм над положительными. Более 67% ее территории приходится на долю впадин и прогибов. Внутренняя область плиты отличается от Внешнего пояса большей полнотой разреза и значительными глубинами залегания поверхности фундамента.

В пределах внутренней тектонической области фиксируются различные по размерам и амплитуде поднятия, которые в большинстве своем не находят отчетливого отражения в залегании верхнемеловых и палеоген-неогеновых отложений. В основании платформенного чехла на поднятиях отмечается несколько сокращенный разрез за счет выпадения отложений тюменской свиты и части верхнеюрских образований.

Ниже дается краткое описание ведущих элементов тектоники Внутренней тектонической области, расположенных в пределах изучаемой территории.

Надымская впадина. В пределах юго-западной части низменности находится южная часть Надымской впадины. Надымская впадина, в целом, представляет вытянутую в северо-восточном направлении депрессию, ограниченную со всех сторон положительными структурами. Впадина имеет длину 600 — 630 км, ширину — 100 — 250 км. Глубина залегания подошвы осадочного чехла в днище депрессии по данным сейсморазведки превышает 3,5 км. Поверхность фундамента в южной части впадины встречается на глубинах до 3 км. На западе впадина граничит с Березовской моноклиналью, на юге и юго-западе переходит в Верхне-Кондинский мегапрогиб. Юго-восточный борт впадины отделяется от соседней Ханты-Мансийской впадины рядом крупных сводовых поднятий. На поверхности фундамента впадины залегают образования тюменской свиты, мощность которых в южной части доходит до 300 м. Вдоль западного, северного и восточного бортов впадины мощность разреза нижне-среднеюрских отложений (тюменская свита) сокращается. Угол наклона поверхности фундамента на юго-западном борту, в зоне перехода впадины в Березовскую моноклиналь, достигает 1°30′. Региональный наклон этой поверхности не превышает 0°40′. Впадина является областью преимущественно нижнемелового прогибания. Значительное опускание ее фиксируется в верхнем мелу и палеогене.

В пределах южной части Надымской впадины наблюдаются приподнятые участки: куполовидные поднятия, валы. На границе с Верхне-Кондинским мегапрогибом находится Тугровское куполовидное поднятие изометрической формы, размерами 45х35 км. Амплитуда его по замыкающей изогипсе — 2500 м и составляет около 250 м. Поднятие наклонено в северо-западном направлении. Угол наклона поверхности фундамента в пределах структуры достигает 1°10′. Фундамент перекрыт осадками тюменской свиты, мощ-

ность которой по данным бурения составляет 200 м. Севернее Тугровской структуры расположены Нергинское куполовидное поднятие и Сергинский вал, имеющие северо-восточное простирание. Амплитуда этих приподнятых структур незначительна (около 150 — 200 м).

Ханты-Мансийская впадина. Выделялась как отрицательная структура на многочисленных тектонических схемах. На тектонической схеме 1967 года под редакцией Н. Н. Ростовцева, впадина рисуется как крупная депрессионная зона северо-западного и меридионального простирания, расширяющаяся в северном направлении.

По характеру распределения мощностей мезозойско-кайнозойских отложений в разрезе, впадина относится к отрицательным структурам преимущественного мелового и палеогенового прогибания. Западным и южным бортами впадины служат структурные формы Внешнего пояса плиты. На востоке она ограничена Сургутским сводом, Салымскими куполовидными поднятиями и Верхне-Демьянским мегавалом. Северная граница впадины довольно нечеткая. Эта структура отделяется от Надымской впадины приподнятой зоной, включающей Красноленинское сводовое поднятие и Лямин ский свод.

Размеры впадины — 600х100 км. Глубина залегания поверхности фундамента в пределах глубоких ее частей составляет 3,5 км. Вдоль западного борта граница впадины с Внешним поясом устанавливается по изогипсам подошвы платформенного чехла — 2,3 — 2,5 км. На этих глубинах осадки тюменской свиты имеют малую мощность или совсем выклиниваются. Амплитуда ее по западному борту составляет 700 — 1000 м, по восточному значительно меньше — 300 — 400 м. Западный борт впадины выделяется почти по всем горизонтам платформенного чехла.

Красноленинский свод. Эта структура выделялась на многих тектонических схемах с разной рисовкой контуров и различными названиями. На последней тектонической схеме 1967 года она фигурирует как Красноленинский свод.

Красноленинский свод по поверхности фундамента оконтуривается изогипсой — 2650 м. Морфологически Красноленинский свод является довольно резко выраженной структурой, имеющей северо-западное простирание. Оно пересекает почти под прямым углом продолжение оси Шаимского незамкнутого мегавала и совпадает в плане с отрицательной гравитационной аномалией. Длина сводового поднятия — 110 км, ширина — 60 — 80 км. Амплитуда по поверхности фундамента — 400 м. Самые высокие отметки структуры, вскрытые глубокими скважинами, составляют 2250 — 2300 м. На этих отметках обычно отсутствуют средне-частично верхнеюрские осадки. Углы поднятия крыльев достигают 1° — 1°20′. По кровле тюменской свиты высота поднятия уменьшается до 250—300 м. по кровле фроловской свиты амплитуда структуры сокращается до

80 — 100 м. Амплитуда структуры по кровле верхнего мела составляет 50—60 м. По кровле эоценовых отложений Красноленинский свод, как замкнутая положительная структура, почти не выделяется.

Красноленинский свод представляет собой структуру активного относительного роста в верхнеюрско-неокомское время. Он осложнен двумя куполовидными поднятиями — Ендырским и Потымецким, выделенными Г. К. Боярских. Куполовидные поднятия разделены прогибом незначительной амплитуды. Наиболее изученным является Ендырское куполовидное поднятие. Эта структура имеет форму треугольника. Размеры поднятия 50х60 км. Амплитуда его около 300 м. На фундаменте поднятия залегают породы тюменской свиты мощностью до 150 м, выклинивающиеся к своду структуры. Амплитуда куполовидного поднятия по различным горизонтам платформенного чехла постепенно уменьшается от более древних к более молодым. По кровле тюменской свиты она достигает 170 — 180 м, баженовской свиты — около 100 м, по кровле фроловской — 50—60 м. Поднятие слабо выражено на структурных картах, построенных по поверхности верхнемеловых отложений (30—40 м).

Локальные поднятия Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов

Как известно, локальные поднятия являются непосредственными объектами поисков на нефть и газ. С этими структурными элементами связаны основные скопления нефти и газа в Западно-Сибирской низменности. Естественно, что большое внимание исследователей привлекают вопросы изучения их строения, происхождения, развития. Локальные поднятия отличаются друг от друга по морфологическим признакам (размерам, амплитудам, соотношением форм в разных горизонтах чехла), истории образования и развития. Эти отличия требуют создания классификации структур. Вопросами изучения локальных поднятий Западно-Сибирской низменности занималось большое количество исследователей (Н. Н. Ростовцев, Ф. Г. Гурари, В. Д. Наливкин, М. Я. Рудкевич, И. И. Нестеров, Г. К. Боярских, Е. В. Еханин и др). В исследуемом районе выявлено более 60 локальных поднятий различных размеров, ориентировки и амплитуды.

Форма локальных поднятий. Большинство локальных поднятий характеризуется неправильными очертаниями и слегка вытянутой формой. 30% структур имеет удлиненную форму с отношением длинной и короткой осей больше, чем 3:1. Почти половина (45%) структур имеет северо-восточное или север-северо-восточное простирание. Ориентировка большинства их повторяет простирание структур более высоких порядков, в пределах которых находятся эти поднятия. Например, Шаимский незамкнутый мегавал северо-восточного простирания осложнен локальными поднятиями с преобладающей ориентировкой длинных осей структур, сов-

падающих с простиранием мегавала. В Верхне-Кондинском мегапрогибе локальные поднятия имеют преимущественно меридиональное и север-северо-западное простирания. Такая же ориентировка структур III порядка в пределах восточной части Туринского выступа и Восточно-Туринской моноклинали.

Локальные поднятия в большинстве своем симметричны, но часто осложнены структурными носами. Асимметричные поднятия составляют не более 5 — 8% из общего числа их. К ним можно отнести Потанайское, Карабашское, Средне-Мулымьинское, Южно-Таежное и др. Основная часть структур из общего числа локальных поднятий переходит в структурные носы или в моноклинали в верхних горизонтах чехла. Лишь единичные поднятия (Даниловская и др.) вверх по разрезу меняют свою форму в верхней части осадочного чехла. Изменение выражается некоторым смещением сводовых частей структур.

Размеры поднятий. Размеры локальных поднятий и их амплитуды изменяются в широких пределах от 1,4×3,6 км при амплитуде около 50 м (Верхне-Пурданское) до 7,4×24,5 при амплитуде 120 м (Потанайское поднятие). Средние размеры поднятий — 2,6×10,8, средняя амплитуда по поверхности фундамента — 68,7 м. Подавляющее большинство структур (около 52%) по длинной оси не превышает 10 км, а по амплитуде — 50 — 70 м. Затруднение вызывает группировка структур по размерам. На всей изученной территории встречается больше всего поднятий, имеющих длину длинной оси от 5 до 10 км. Крупные структуры с величиной длинной оси больше 20 км составляют только 5%. Около 15% всего числа локальных поднятий составляют структуры, имеющие амплитуды 100 и больше метров. Какой-либо закономерности по расположению поднятий разного размера и амплитуд по отношению к структурам более высокого порядка не имеется.

История развития локальных поднятий.

Локальные поднятия Шаимского и Красноленинского районов по истории своего развития относятся к группе с более интенсивным ростом амплитуд в юрско-неокомское время. Вверх по разрезу фиксируется выполаживание структур. При этом самое значительное затухание отмечается к концу готерив-баррема, началу апта. Выше по разрезу наблюдается еще более медленное уменьшение углов наклона. Кроме этого, на отдельных поднятиях (Даниловское, Убинское, Каменное) фиксируется незначительное смещение их вершин, которое обычно не выходит за пределы оконтуривающих изогипс по нижним горизонтам.

В качестве примера нами приводятся структурные карты по различным горизонтам платформенного чехла Убинского и Даниловского поднятий, как наиболее крупных и хорошо изученных (рис. 7, 8). Структурные карты по Даниловскому поднятию являются одним из вариантов таковых, так как, несмотря на значительное количество скважин, ее структурный план полностью не выяс-

нен. Здесь же приводятся графики абсолютного роста структур между скважинами (рис. 8).

По более поздним горизонтам верхней юры, неокома отмечается нарастание амплитуд поднятий. Судя по графикам абсолютного роста структур и структурным картам различных горизонтов, относительный рост амплитуды структур происходит неравномерно. На-

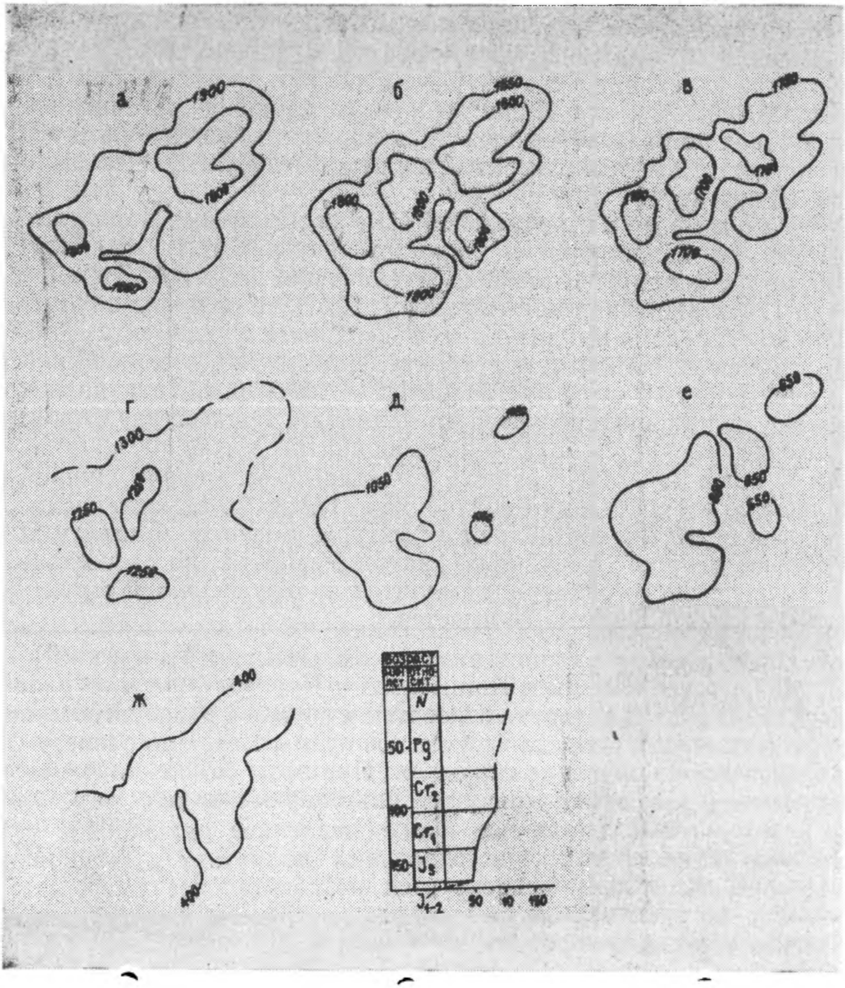


Рис. 7. Структурные карты и графики роста амплитуды Убинского локального поднятия.

а—по кровле фундамента; б— по кровле тюменской свиты; в—по кровле тутлеймской свиты; г—по подошве кошайской свиты; д—по кровле викуловской свиты; е—по кровле уватской свиты; ж—по кровле ганькинской свиты.

иболее высокий темп приходится на неокомское время. Графики абсолютного роста показывают, что эти поднятия достигли наибольшей амплитуды (почти современной) к концу сеномана.

Динамику роста структур можно рассмотреть на графиках абсолютного роста Даниловского поднятия (рис. 8). Современная амплитуда поднятия по поверхности фундамента составляет 60 — 65 м. К началу верхнеюрской эпохи она составляла всего лишь 4 м, а к концу верхней юры 24 м. На конец неокома амплитуда поднятия возросла до 60 м. То есть за 50 млн. лет (неоком-верхняя юра) поднятие выросло на 56 м. На этапе относительного покоя, от конца неокома до начала палеогена, амплитуда структуры достигла 70 м. Скорость роста (в метрах за млн. лет) в неоком —

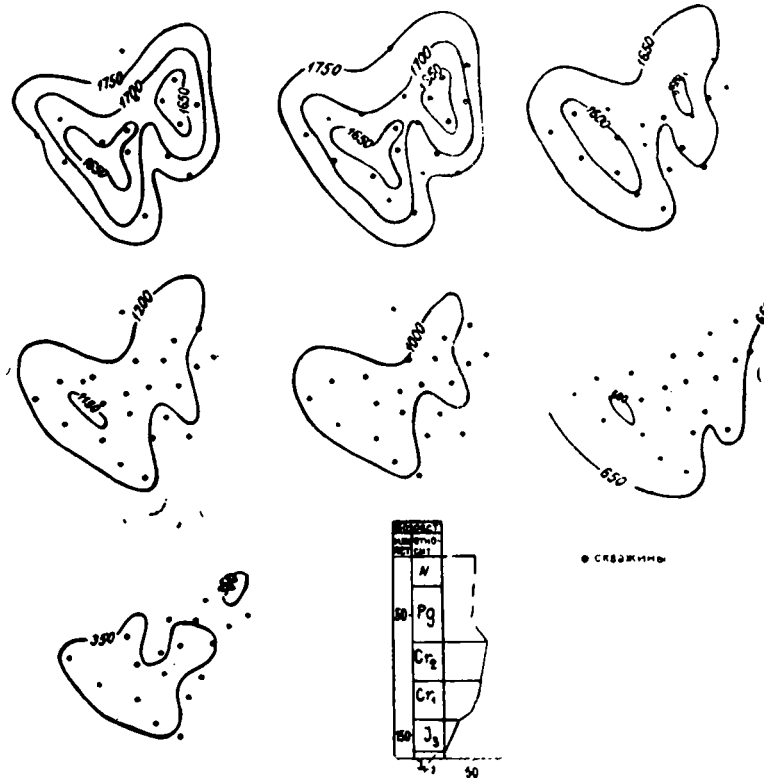


Рис. 8. Структурные карты и графики роста амплитуды Даниловского локального поднятия.

а—по поверхности фундамента; б—по кровле тюменской свиты; в—по кровле марьяновской свиты (верхняя юра); г—по подошве кошайской свиты; д—по кровле викуловской свиты; е—по кровле уватской свиты; ж—по кровле ганькинской свиты.

верхней юре составляла приблизительно 1,01, а в последующее время вплоть до настоящего скорость прироста амплитуды составила лишь 0,3 м за 1 млн. лет. По результатам приращения амплитуд за различные промежутки времени видно, что поднятия за палеоген-четвертичное время приращивают всего от 0 до 15% (в среднем 7—8% от современной амплитуды).

Отдельные, наиболее низкоамплитудные поднятия, расположенные в пределах Семивидовского вала и Потанайского куполовидного поднятия, вверх по разрезу постепенно затухают и превращаются в структурные носы и моноклинали. К таким структурам относятся Мулымьинское, Тетеревское, Северо-Тетеревское, Толумское, вероятно, Семивидовское, Потанайское.

Наиболее общими признаками проанализированных локальных поднятий являются следующие:

1. Все структурные формы образовались над эрозионно-тектоническими выступами рельефа фундамента и имеют тенденцию к выполаживанию снизу вверх.

2. Рост локальных поднятий протекал неравномерно. Наиболее отчетливо наблюдается рост локальных поднятий в юрское время, несколько слабее в готерив-барремское. Основная часть структур уже в юрско-неокомское время имеет палеоамплитуды, составляющие 70 — 80% от современных. Резкое ослабление роста структур наблюдается в конце нижнего мела и на протяжении всего верхнего отдела меловой системы. Оживление движений на отдельных участках фиксируется на границе верхнего мела — палеогена и продолжается в неоген-четвертичное время.

3. Определенной зависимости роста структур от их положения на структурах высших порядков не отмечается.

С целью классификации локальных поднятий по истории их развития, используя методику Н. Н. Нестерова (1965), был построен треугольник относительного роста амплитуд крыльев поднятий (рис. 9). Из общего количества проанализированных участков 54% приходится на структурные элементы, развивавшиеся, в основном, в юрское время, 19% — в юрско-нежнемеловое и 19% — в нижнемеловое. Наличие тектонических элементов II класса (нижнемеловой рост) связано не столько с отсутствием роста амплитуды в юрское время, сколько с отсутствием или резко сокращенной мощностью юрских отложений в анализируемых разрезах скважин. По-видимому, структурные элементы локальных поднятий этого класса, так же, как и структуры I класса, имели интенсивный рост и в юрское время, который не нашел отражение в графиках роста ввиду неудачного выбора скважин для исследования.

Для локальных поднятий Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов характерно почти полное отсутствие поднятий, развивавшихся в верхнемеловое и кайнозойское время. Наличие роста амплитуд в это время, зафиксированное в пределах Мортымьинской (скв. 95—270) и Потанайской (скв. 11—5) структур

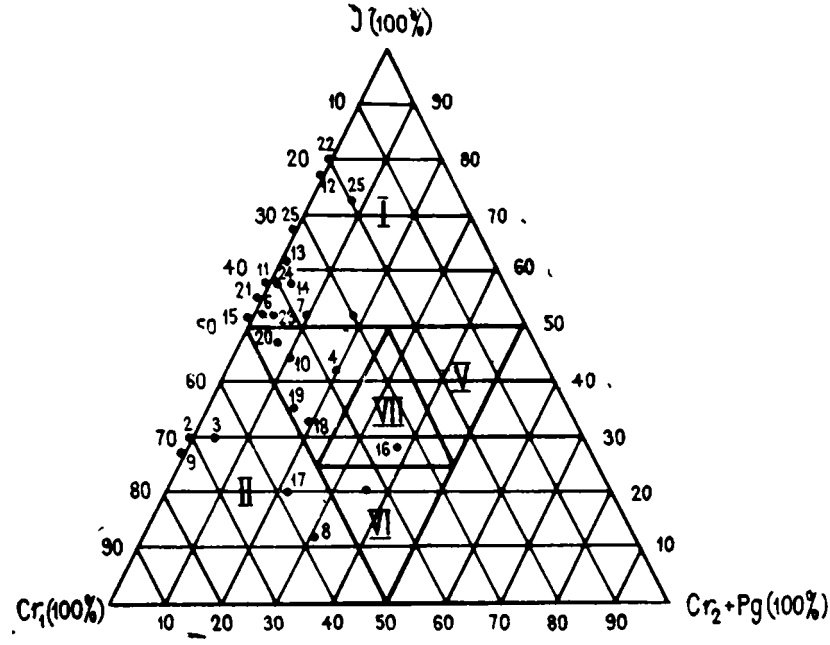


Рис. 9. Треугольник относительного роста крыльев локальных поднятий Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов. Классы локальных поднятий.

I—юрский; II—нижнемеловой; III—верхний мел-палеогеновый; IV—юрско-нижнемеловой; V—юрско-верхний мел-палеогеновый; VI—мел-палеогеновый; VII—мезозойско-палеогеновый. Локальный поднятия: 1—Мулымьинское (39—40); 2—Трехозерное (137—88); 3—Мортымьинское (501—88); 4—то же, (830—83); 5—то же (95—270); 6—Тетеревское (352—164); 7—то же (52—27); 8—то же (170—55); 9—Толумское (20—18); 10—то же (16—13); 11—Убинское (307—319); 12—то же (306—318); 13—то же (311—344); 14—то же (310—305); 15—Средне-Мулымьинское (155—152); 16—Потанайское (11—5); 17—то же (9—5); 18—то же (1—5); 19—Даниловское (94—96)- 20—то же (93—104); 21—то же (106—84); 22—то же (78—86); 23—Лемьинское (35—36); 24—то же (38—39); 25—Каменное (40—18); 26—Ай-Торское (7—8). В скобках указаны номера скважин, по которым производились замеры мощностей.

(рис. 9), связано скорее не с развитием локальных поднятий, а с формированием регионального структурного фона.

Взаимоотношение структур фундамента и платформенного чехла.

Выявление закономерностей в развитии тектонических элементов в фундаменте чехла Западно-Сибирской плиты представляет определенный интерес с точки зрения разработки методики выбора объектов для постановки сейсморазведочных работ.

В фундаменте исследуемого района, как было описано выше, выделяется несколько зон, прослеживаемых по характеру гравимагнитных полей и составу пород. Это Ярсалинско-Шаимская и Леушинская синклинорные и Назаровско-Оханская антиклинорная зоны. Эти зоны фундамента находят свое отражение в строении

структур первого и второго порядков платформенного чехла. Так, Верхне-Кондинский мегапрогиб в контурах по подошве платформенного чехла соответствует Ярсалинско-Шаимской синклинорной зоне, протягивающейся с юго-запада на северо-восток. Тетеревско-Оханский и северо-восточная часть Назаровского антиклинориев довольно четко отражается в рельефе фундамента. Наиболее высокие его точки в приосевой части представлены самыми древними образованиями фундамента, слагающими ядра антиклинориев.

Тетеревско-Оханскому антиклинорию соответствует Шаимский незамкнутый мегавал. Выделенные отдельные мегачтиклинали в пределах Тетеревско-Оханского антиклинория по данным бурения и гравимагнитных работ прослеживаются в структурном плане в виде отдельных небольших антиклинальных поднятий, купола, которых сложены гранитными интрузиями нижне-верхнекарбонового возраста. Однако это совпадение не везде соблюдается. Например, Трехозерно-Мулымьинское поднятие, находящееся гипсометрически выше соседних Тетеревского и Мортымьинского поднятий, имеет в своем основании преимущественно девонские раннекаменноугольные вулканогенно-осадочные образования. Это поднятие совпадает с Сухоборской мегантиклиналью. В то же время расположенное к северо-востоку Тетеревское поднятие слагается ордовик-силурийскими породами, являющимися цоколем антиклинория. Западный склон антиклинория представлен преимущественно нижнекаменноугольными образованиями. Они встречены скважинами в пределах Убинского поднятия и на крыльях Средне-Мулымьинской, Окуневской брахиантиклиналей. Фундамент наиболее приподнятых частей двух последних структур сложен ордовик-силурийскими породами.

В зоне Леушинского синклинория по подошве платформенного чехла располагается погруженная область, занимаемая Восточно-Туринской моноклиналью, и частично западным бортом Ханты-Мансийской впадины. Эта зона характеризуется постепенным погружением фундамента в юго-восточном направлении. Перепад глубин в среднем 600 м. На данном этапе знаний о районе в этой зоне располагается незначительное количество положительных структур, осложняющих моноклиналь и борт впадины.

Северо-Восточная часть района, где расположено Красноленинское сводовое поднятие, сложена докембрийскими и нижнепалеозойскими породами. Самые древние породы вскрыты буровыми скважинами на куполах антиклинальных поднятий. Более молодые образования фундамента фиксируются на погруженных участках Красноленинского сводового поднятия.

Краткий анализ взаимоотношения тектоники фундамента и платформенного чехла позволяет судить об наследственности в развитии платформенных структур от тектонических элементов складчатого основания. Эта точка зрения опубликована в трудах Н. И. Архангельского, Н. Н. Ростовцева и др.

А. Д. СТОРОЖЕВ

ГИДРОГЕОЛОГИЯ МЕЗОЗОЙСКО-КАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ШАИМСКОГО И КРАСНОЛЕНИНСКОГО НЕФТЕНОСНЫХ РАЙОНОВ

Гидрогеологические условия Шаимского и Красноленинского районов изучались рядом авторов (Н. Н. Ростовцев, Б. П. Ставицкий, Г. А. Толстиков, Ю. П. Гаттенбергер, В. С. Дьяконов, А. Д. Сторожев, Н. М. Кругликов и др.). В пределах изучаемых районов, как и на территории всего Сибирского Приуралья, в толще мезозойско-кайнозойских отложений можно выделить пять водоносных комплексов.

Нижний (юрский) комплекс включает отложения тюменской свиты и базальные песчаники вогулкинской толщи. Эти отложения развиты на погружениях структур, вдоль оси Шаимского мегавала и разделены выступом доюрского фундамента. Зоны отсутствия комплекса отмечаются также и на локальных структурах, расположенных на далеких погружениях мегавала и в пределах Верхне-Кондинского мегапрогиба (Убинская, Даниловская, Лемьинская площади). В присводовых участках Шаимского мегавала воды юрского комплекса окружают нефтяные залежи. Ширина водоплавающей части залежей нередко превышает 2 км.

Разделение юрского водоносного комплекса «лысой» приподнятой частью фундамента в осевой зоне Шаимского мегавала наложила свои особенности на характер гидродинамики. Как правило, все скважины, расположенные с северо-западной стороны мегавала и вскрывшие водоносную часть пласта, являются переливающими, причем в отдельных случаях дебиты воды составляют 100 и более кубометров в сутки. Статические давления достигают 3—4 атм. (90—70 м над уровнем моря). Юго-Восточное погружение мегавала характеризуется непереливающими водами со статическими уровнями +10 — +20 м (ниже уровня воды в р. Конде на 10—20 м).

Северо-западный склон Шаимского мегавала в гидрогеологическом отношении изучен сравнительно лучше, поскольку здесь пробурено и испытано больше скважин как по простиранию вала, так

и вкрест простирания. Поэтому, здесь удалось проследить изменение минерализации вод на расстояние до 20—30 км от залежей нефти. Следует отметить, что минерализация вод в западном направлении от залежей нефти снижается от 18 до 14 г/л и, по-видимому, еще ниже. В то же время вдоль простирания мегавала минерализация вод на значительном расстоянии остается практически постоянной и лишь в западной части Северо-Тетеревского поднятия (скв. 161, 168) минерализация достигает 18,8—19,9 г/л за счет некоторого увеличения содержания гидрокарбонатов. Основная масса воды хлоридная, натриевая. Основными солевыми компонентами являются хлор (257—303 мг-экв) и натрий (250—300 мг-экв).

В пределах восточного склона мегавала скважин, вскрывших водоносные части пласта, значительно меньше и они располагаются, главным образом, по простиранию мегавала и содержат 17—18 г/л солей. Лишь в районе скважин 12 и 46 Трехозерного месторождения встречены аномальные гидрокарбонатно-хлоридные натриевые воды с минерализацией до 30 г/л. Рост минерализации произошел, в основном, за счет гидрокарбонатов, а последние смогли сформироваться, по-видимому, за счет поступлений углекислоты по трещинам фундамента. Кстати, в составе растворенных в водах газов скважин 12 и 46 количество CO_2 составляет до 80 — 90% по объему, а величина газонасыщенности 17 — 18 л/л, тогда как в нормальных хлоридно-натриевых водах газонасыщенность равна 1,5 — 2 л/л и основным компонентом газа является метан (85 — 95%).

Аномальные гидрокарбонатно-хлоридные натриевые воды (гидрокарбонатно-натриевые по Сулину) встречены также в скважине 30, расположенной на северо-западном погружении Толумского поднятия в зоне сочленения его с Северо-Тетеревской структурой. Общая минерализация подземных вод составляет 26,2 г/л., гидрокабоната содержится 150 мг-экв. (9,2 г/л). Содержание микрокомпонентов таково: брома — 49,2 мг/л, иода — 13,6 мг/л, аммония — 45,0 мг/л, бора — 76,2 мг/л. В составе растворенных газов преобладает углекислота (79,17%). Газонасыщенность равна 3,64 л/л. Пластовая температура — +84°С. Формирование вод района скважины 30 происходило, по-видимому, по той же схеме, что и на Трехозерной площади. Некоторое аномальное повышение содержания солей отмечено на южной периклинали Толумского поднятия, где оно достигает 21,0 — 21,3 г/л. Эти воды, как и на Трехозерном поднятии, являются гидрокарбонатно-хлоридными натриевыми. Предполагается, что формирование аномальных гидрокарбонатно-хлоридных натриевых вод на Толумской площади связано с поступлением углекислоты из пород фундамента. В составе растворенных газов здесь преобладает CO_2.

Воды, как северо-запада, так и юго-востока, изучаемого района, практически бессульфатные, содержат иод, бром и другие микрокомпоненты, концентрация которых не зависит от химического ти-

па вод. Газонасыщенность вод северо-западного погружения Шаимского мегавала изменяется в западном и северо-западном направлениях от 2,5 л/л в подошвенных и приконтурных водах до 1,0 л/л на погружении. Состав растворенных газов — углеводородный. Метан составляет 85—95%, количество гомологов метана равно 0,5—18%, причем наибольшая концентрация их отмечается вблизи контуров залежей нефти. Азота и углекислоты, соответственно, содержится не более 8% и 2%.

На юго-западной периклинали Шаимского мегавала увеличение газонасыщенности связано с ростом содержания углекислоты, которая составляет до 90% объема, а газонасыщенность составляет 18 л/л. Таких аномальных участка два: на юго-востоке Трехозерного месторождения (скважины 12 и 46) и на юге, и северо-западе Толумской площади (скважины 5, 30 и 16). На всей остальной изученной территории юго-западной периклинали Шаимского мегавала газонасыщенность вод составляет 2—2,6 л/л. Интересна одна особенность: несмотря на относительное уменьшение доли содержания углеводородов в составе растворенного газа, абсолютное содержание их остается практически неизменным.

Температура вод высокая и колеблется в большинстве случаев от 76 до 87°, иногда — до 97°С.

Воды Убинских месторождений по своему химическому составу являются хлоридными натриевыми с минерализацией, изменяющейся в пределах 11,5—15 г/л. Основными солевыми компонентами являются хлор (157—226 мг-экв/л) и натрий (177—238 мг-экв/л). Гидрокарбонатов содержится (от 20 до 30 мг-экв/л). Некоторое преобладание ионов натрия над хлором обусловливает гидрокарбонатно-натриевый тип вод по Сулину. Изменение минерализации вод по площади определить довольно-таки трудно, поскольку воды одинаковой минерализации встречаются в различных частях месторождения. Однако намечается некоторая тенденция к увеличению минерализации с севера на юг, поскольку в северных скважинах (306, 307, 314) минерализация составляет 12,1—13,4 г/л, а в южных скважинах (345, 311) — 14,2—15,0 г/л. Возможно, это связано с некачественным испытанием водоносных объектов.

Воды являются бессульфатными. Брома содержится 23—66 мг/л, при преобладании концентраций — 48—66 мг/л. Содержание иода варьирует в пределах 15—27 мг/л. Минимальные концентрации иода (8 мг/л и брома (23 мг/л) зафиксированы в скважине 307. Аммоний встречается в концентрациях до 20-45 мг/л. Какой-либо закономерности в изменении содержания этих микрокомпонентов по площади не намечается. В водах растворено незначительное количество нафтеновых кислот (до 2,67 мг/л).

Состав растворенных газов — углеводородный. Метан составляет 83 — 96%, гомологов метана содержится 3 — 15%, исключение составляет лишь скважина 315, где сумма C_2H_6 — C_6H_{14} составляет 34%. Углекислота и азот соответственно составляют 0,8 — 4,7% и

0,2 — 7%. Газонасыщенность вод варьирует в пределах 1,2—2,8 л/л. Статический уровень по наиболее достоверным замерам в скважинах 306 и 343, расположенных на северо-западном крыле структуры, достигает 90 м над уровнем моря (избыточное давление — 1,8 атм). Эти величины хорошо сопоставляются с напорами северо-западного крыла Шаимского мегавала. Принимая во внимание более низкие напоры на соседней Толумской площади (60 м над уровнем моря в скважине 30), можно сделать предварительный вывод, что падение напоров происходит по направлению к Толумским месторождениям, т. е. с запада на восток и совпадает с таковыми же для южных площадей (Мортымьинской, Мулымьинской и др.). Максимальный дебит воды получен в скважине 345 из трещиноватых образований палеозоя и составил 48 м³/сутки на 7 мм штуцере. В скважине 343 получен переливающий приток из отложений тюменской свиты суточным дебитом 19 м³ на 7 мм штуцере.

Пластовая температура вод на глубинах 1900—1950 м варьирует в пределах +80 — +85°С.

На расположенном непосредственно к северу от Убинских месторождений Филипповском поднятии притоки воды из юрского водоносного комплекса получены в 4-х скважинах, причем в скважинах 4 и 7 (интервал 2046—2050 м) в пробах имеется примесь технической воды. Таким образом, качественными можно считать лишь 4 анализа воды по скважинам 6, 7 (интервал 2000—2005 м) и 9 (два объекта), которые позволяют отметить повышение солености вод месторождения в восточном и юго-восточном направлениях с 10,6 г/л (скв. 7) до 12,4 и 12,7 г/л (скважины 9 и 6). В распределении микрокомпонентов четкой закономерности не отмечается.

Воды юрских отложений Филипповского месторождения гидрокарбонатно-хлоридные натриевые (гидрокарбонатно-натриевые по Сулину), практически бессульфатные. Хлор (131,3 — 166 мг-экв./л) и натрий (160 — 187,5 мг-экв/л) являются основными компонентами. Гидрокарбонатов содержится 34,8 — 45,2 мг-экв. Микрокомпоненты: бром содержится в количествах 28 — 53 мг/л; иод — 6,8 — 21 мг/л; аммоний — 15 — 30 мг/л; бор — 87—217 мг/л. Состав растворенных в водах газов — углеводородный. Метан составляет 78 — 97% от объема, сумма гомологов метана — 2 — 23%. Причем максимально суммарное количество C_2H_6—C_6H_{14} зафиксировано в водах, притоки которых были получены совместно с нефтью (скважины 6 и 7). В растворенном газе скважины 4 содержится свыше 19% азота, появление которого в таком количестве пока остается неясным. Возможно, что азот мигрировал из пород фундамента. В газах остальных скважин азот составляет не более 3,2%. Максимальное значение газонасыщенности (1,5 л/л) зафиксировано в скважине 9 (интервал 1999—2010 м). В остальных скважинах газонасыщенность не замерялась или замерялась при большом понижении уровня, что, естественно, снизило ее значение и не является истинным.

Водообильность юрского комплекса в пределах Филипповской площади небольшая. Дебиты при динамическом уровне 300 м составляют 6 м³/сутки. Статические уровни замерены в двух скважинах — 7 и 9 и, соответственно, равны +80 и +50 м над уровнем моря. При этом к замеру уровня в скважине 9 следует относиться с осторожностью, поскольку он, по-видимому, является не установившимся. Несмотря на сделанную оговорку, следует предполагать, что падение напоров происходит с запада на восток. Температура пластовых вод на глубинах 1970 и 2070 м варьирует в пределах +80 — 82,5°С.

К северу от Филипповского месторождения располагается Кандырская площадь, в пределах которой пробурена и испытана одна скважина. Притоки воды в ней получены по четырем объектам. Воды всех объектов относятся к типу гидрокарбонатно-хлоридных натриевых (гидрокарбонатно-натриевых по Сулину). Основными солевыми компонентами являются хлор (100 — 166 мг-экв/л) и натрий (154 — 210 мг-экв/л). Гидрокарбонатов содержится 22,6 — 81 мг-экв/л. Общая минерализация вод изменяется в пределах 10,5 — 14,6 г/л. Максимальное значение минерализации (14,6 г/л) зафиксировано в самом верхнем объекте. Вниз по разрезу минерализация несколько снижается, причем минимальная минерализация (10,6 г/л) отмечена во втором снизу объекте. Приток из этого объекта самый низкий, по сравнению с другими, поэтому можно предположить, что ствол скважины полностью от технической воды не был очищен и отобранная проба частично разбавлена технической водой.

Содержание микрокомпонентов закономерно возрастает снизу вверх: брома от 45 до 74,5 мг/л, иода от 15,4 до 29 мг/л, бора (HBO_2) от 101 до 148,07 мг/л. Аммоний присутствует в водах всех четырех испытанных объектов в постоянном количестве (45 мг/л). Сульфаты практически отсутствуют. Нефтеновые кислоты увеличиваются с уменьшением глубины объекта от 0,54 до 2,24 мг/л.

Состав газов — углеводородный. Метана содержится от 55,3 до 85,3%, этана —от 5,4 до 9,04% пропана — от 0,87—12,4%, азота — от 3—10,8%, углекислоты — 0,98—4,85%. Максимальные концентрации гомологов метана и азота приурочены к интервалу 2033—2105 м (верхи тюменской свиты), из которого при испытании получена вода с незначительным содержанием нефти. Дебит воды с пленкой нефти составил 13,4 м³ (сутки при динамическом уровне 60 м и 0,96 м³/сутки — при самоизливе.

Минимальное содержание суммы C_2H_6—C_6H_{14} (6—8%) и углекислоты (0,98%) зафиксировано в самом нижнем объекте. Газонасыщенность варьирует в пределах 2,5—3,5 л/л, причем максимального значения она достигает в самом нижнем интервале (2142—2146, 2152—2164 м). Состав растворенных газов (высокое содержание суммы гомологов метана), значительная газонасыщенность и прямые признаки нефти в виде пленки свидетельствуют о

том, что скважина вскрыла приконтурные воды, возможно, нескольких залежей нефти, приуроченных к приподнятой части структуры.

Максимальный приток воды — 9,6 м³/сутки при работе по двухдюймовому отводу получен из нижнего объекта. Статическое давление замерено только по первому объекту и равно 4,1 атм., т. е. статический уровень находится на высоте +118 м над уровнем моря. Пластовая температура колеблется в пределах +101 — +78°С повышенные значения температур зафиксированы во втором (2115 — 2125 м) и третьем (2093 — 2105 м) интервалах. В нижнем объекте температура равна 94°С, а в верхнем — +78°С. Такой разброс в значениях температур пока трудно объяснить. Возможно, что он связан с недостаточной выдержкой на забое термометров или с малой глубиной замера.

Гидрогеология Потанайских и Картопьинского месторождений изучена совершенно недостаточно. Можно лишь констатировать, что в законтурных скважинах Потанайских месторождений (19, 21) получены небольшие непереливающие притоки воды. Отобранные пробы разбавлены технической водой. В скважинах 10 и 40 получены притоки вод из других горизонтов из-за технических осложнений, имевших место в процессе бурения и цементирования скважин. Пластовая температура, замеренная в скважине 19, расположенной в юго-восточной части прогиба, разделяющего Корсунское и Оханское поднятия, на глубине 2150 м равна +97°С.

Гидрогеологические условия Даниловских месторождений нефти во многом напоминает таковые Убинских. Воды — хлоридные, натриевые; минерализация их изменяется в пределах 10,3—16,4 г/л. Преобладающими солевыми компонентами являются хлор (167—272,6 мг-экв/л) и натрий (157—252 мг-экв/л). Гидрокарбонат содержится в количествах от 2,8 до 23,6 мг-экв/л). Следует оговориться, что низкая минерализация вод в скважинах 62 и 110 возможно связана с разбавлением пластовой воды фильтратом глинистого раствора или технической водой, поскольку первая испытывалась испытателем пластов в открытом стволе, а во второй — пласт характеризуется низкими коллекторскими свойствами.

Некоторое преобладание ионов хлора над натрием обусловливает хлоркальциевый тип по Сулину. В скважине 80, имеющей максимальную минерализацию, тип вод даже хлормагниевый по Сулину, хотя содержание магния составляет всего 7 — 9 мг-экв/л, а в самой восточной скважине 96 — гидрокарбонатнонатриевый (HCO_3 — 22,2 мг-экв/л). Несмотря на ограниченность данных по достоверному химическому составу вод, все же можно полагать, что по аналогии с соседними площадями соленость вод Даниловских месторождений возрастает в общем с запада на восток. Микрокомпоненты: бром содержится в количестве 20 — 85 мг/л, иод — 8,5—44,5 мг/л при явном преобладании концентраций от 21 мг/л и выше, HBO_2—17—114 мг/л, при резком преобладании значений от 45 мг/литр и выше; аммония — 18—45 мг/л. Количество микроком-

понентов возрастает по направлению с запада на восток, достигая максимальных значений в скважине 96. Максимальное количество нафтеновых кислот (1,2 мг/л) зафиксировано в водах скважин 96 и 110.

Состав растворенных газов в водах преимущественно углеводородный за исключением скважины 106, в которой газ азотно-метановый (азота 42,2%, CH_4 — 50,8%). Растворенные газы в водах северо-западного крыла поднятия (скважины 77, 108, 80) содержат от 91,3 до 95,2% метана; от 2,2 до 6.8% азота; от 0,44 до 2% углекислоты; от 0,4 до 4,5% гомологов метана. На северо-востоке (скважины 94 и 100) газы отличаются несколько более высоким содержанием гомологов метана (до 12,85 — 14,74%), метана содержится — 78,9 — 80,2%, азота — 1.97 — 2,16%. Повышенное содержание азота в растворенном газе скважины 106 следует связывать с поступлением его из пород фундамента. Газонасыщенность вод на западном склоне структуры (скважина 77) равна 2 г/л, на северо-востоке (скважина 94) — 1,5 г/л. Приведенных примеров газонасыщенности совершенно недостаточно для того, чтобы делать какие-либо выводы о закономерностях ее изменения.

Самоизливы законтурных пластовых вод зафиксированы лишь в двух скважинах — 77 и 108, расположенных на юго-западном погружении структуры, с дебитами соответственно, 14 и 9 м³/сутки. На северо-востоке в скважине 96 при испытании интервала 1843 — 1858 м получен приток воды дебитом 68 м³/сутки при динамическом уровне 540 м. При испытании интервала 1843 — 1846 м в этой скважине приток воды при этом же понижении составил 32 м³/сутки. Падение напора вод, по имеющимся данным, происходит в северо-восточном направлении с 102 м над уровнем моря (скважина 77) до +16 м (скважина (96). Не исключено, что уровень в скважине 96 является недовосстановленным. Резкое падение напора в северо-восточном направлении свидетельствует о весьма слабой гидродинамической связи между юго-западной и северо-восточной частями структуры, вызванной, по-видимому, зоной отсутствия пласта-коллектора в сводовой части Даниловского поднятия или резким сокращением его мощности за счет выклинивания к своду и глинизации на погружениях структуры.

Значения пластовых температур в законтурных водах варьируют в пределах от 73°С (скважина 77), до +100°С (скважина 112).

Второй водоносный комплекс объединяет проницаемые отложения неокома, представленные мелкозернистыми песчаниками, чередующимися с прослоями алевролитов и глин. Общая мощность проницаемых пластов составляет 135 — 175 м. Комплекс прослеживается повсеместно. Напорные воды комплекса изучены лишь в одной скважине 18 Еврипской площади. Статический уровень воды имеет отметку +95 м. Дебит при самоизливе составил 1,2 м³/сутки. Минерализация равна 15,0 г/л. Состав воды хлоридный, натриевый (хлор-кальциевый по Сулину). Основными солевыми компонента-

ми являются хлор и натрий, составляющие соответственно 236 и 228 мг-экв/л. Кальций и магний присутствуют в количествах соответственно 11 и 4 мг-экв/л. Концентрация карбонатов не превышает 7 мг-экв/л. Сульфатов в составе вод практически нет. По сравнению с нижележащим юрским водоносным комплексом содержание иода, брома и других микрокомпонентов понижается.

Газонасыщенность равна 1,0 л/л. Состав растворенных газов — углеводородный. Преобладает метан (98%). На долю его гомологов приходится 0,4%. Азота содержится около 1%. Пластовая температура равна 59°С. Неокомский водоносный комплекс перекрывается глинами нижнего апта мощностью 20 — 40 м (кошайская свита).

Проницаемые отложения апт-альба (викуловская свита), представленные, в основном, мелкозернистыми песчаниками и алевролитами общей мощностью 100 — 150 м, составляют третий водоносный комплекс, который развит повсеместно. Заключенные в этих отложениях воды изучены только в одной скважине 18 Евринской площади. Приток воды здесь при динамическом уровне 785 м составил 15 м$_3$/сутки. Минерализация воды — 14 г/л. Воды хлоридные, натриевые (хлоркальциевые по Сулину). Преобладающими компонентами являются хлор и натрий, составляющие соответственно — 238 и 231 мг-экв/л. Воды бессульфатные. Щелочно-земельные металлы, гидрокарбонаты и микрокомпоненты содержатся примерно в тех же количествах, что и в водах неокомского комплекса. Растворенный газ представлен, в основном, метаном (97%), гомологи метана составляют всего 0,2%, на долю азота приходится 1,5%. Общая газонасыщенность вод равна 1,2 л/л. Температура воды — 53°С. Апт-альбский комплекс отделяется от вышележащего альб-сеноманского комплекса толщей глин нижней ханты-мансийской подсвиты мощностью 100 — 120 м.

Четвертый (альб-сеноманский) водоносный комплекс включает в себя проницаемые отложения верхней ханты-мансийской подсвиты и уватской свиты, представленные, в основном, алевролитами, реже песками общей мощностью 100 — 140 м. Комплекс широко развит во всей территории запада Западно-Сибирской плиты. Воды комплекса в пределах рассматриваемого района изучены недостаточно. Имеются сведения по химическому составу вод, отобранных при переливе из затрубного пространства ряда скважин, а также данные по испытанию в открытом стволе испытателем пластов в скважине 3 Филипповского месторождения. Минерализация вод колеблется в пределах 11 — 14 г/л, причем в скважине 3 Филипповской она равна 13,5 г/л. Тип вод — хлоридный, натриевый (хлоридно-кальциевый по Сулину). Хлора содержится 193 — 228 мг-экв/л, натрия — 183—205,4 мг-экв/д. Кальций и магний присутствуют в количествах 9—17,7 и 4—8,4 мг-экв/л. Содержание гидрокарбонатов не превышает 4—7 мг-экв/л. Воды бессульфатные. Растворенный газ — метановый. Содержание метана (скважина 3 Филипповская)

в газе составляет 94,8%, азота — 4,9%, углекислоты — 0,222%, гомологов метана — 0,08%. Газонасыщенность и статический уровень не замерялись. Дебит воды при динамическом уровне 245 м и составил 50,7 м³/сутки. Температура воды — +40°С (скважина 3). Альб-сеноманский комплекс перекрывается мощной (500—600 м) толщей глин верхнего мела и палеогена.

Пятый (олигоцен — четвертичный) водоносный комплекс объединяет проницаемые отложения атлымской, новомихайловской и журавской свит и четвертичные образования. Представлены они, преимущественно, различными песками. Мощность комплекса достигает 80 м и более. Содержащиеся в них слабонапорные воды — пресные гидрокарбонатные кальциевые, хлоридные. В ряде мест они используются в качестве источника для питьевого водоснабжения.

Таким образом, можно сделать вывод, что в четырех нижних водоносных комплексах, представляющих интерес в смысле нефтегазоносности, насыщающие их воды являются хлоридными, натриевыми (хлоркальциевыми по Сулину). Исключение составляют восточная часть Трехозерного месторождения и западная, южная части Толумской площади, где в юрском водоносном комплексе развиты аномальные гидрокарбонатно-хлоридные натриевые (гидрокарбонатно-натриевые по Сулину) воды. Минерализация вод, как и содержание в них микрокомпонентов, возрастает в общем направлении с востока на запад. В этом же направлении увеличивается и газонасыщенность подземных вод.

И. Н. УШАТИНСКИЙ,
О. Г. ЗАРИПОВ

МИНЕРАЛОГИЯ КАРБОНАТНЫХ И ГЛИНИСТЫХ ЦЕМЕНТОВ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ШАИМСКОГО НЕФТЕНОСНОГО РАЙОНА В СВЯЗИ С ИХ КОЛЛЕКТОРСКИМИ СВОЙСТВАМИ И ФОРМИРОВАНИЕМ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Образованию и распределению карбонатных и глинистых цементов в нефтегазоносных породах Западной Сибири и других регионов СССР посвящено значительное количество исследований. Это объясняется тем, что с такими вопросами связаны как оценка коллекторских свойств пород, так и определение условий формирования и эксплуатации нефтяных и газовых залежей.

В данной работе излагаются результаты минералогического изучения карбонатных и глинистых цементов пород верхнеюрского продуктивного горизонта (вогулкинская толща) Шаимского района, который в настоящее время является основным объектом нефтедобычи в Сибирском Приуралье (Трехозерное, Тетеревское, Мортымьинское и другие месторождения нефти). Для оценки дальнейших перспектив нефтеносности района и выявления оптимальных условий эксплуатации залежей нефти необходимо детальное изучение коллекторских свойств пород продуктивных отложений, которые в существенной мере определяются здесь составом и строением цементирующего песчано-алевритовые коллектора карбонатного и глинистого материала. Изучение минералогии пород проводилось комплексом методов (каротажные диаграммы, петрографические шлифы, рентгенография, электронография, термография и др.). Всего было изучено около 300 образцов пород.

Образование вогулкинской толщи связано с размывом местных выступов палеозойского фундамента в период верхнеюрской морской трансгрессии, которые играли роль островов в мелководном и прибрежном бассейне. Обычно вогулкинская толща выклинивается на своде выступов, увеличивается в мощности на их крыльях и замещается глинистыми породами на далеких периклиналях. Обломочный материал, слагающий вогулкинскую толщу и возни-

кавший за счет разрушения выступов фундамента, накапливался у подножия их склонов, в эрозионно-тектонических ложбинах.

Мощность толщи колеблется в пределах 0—38 м, литологический и вещественный состав пород весьма неоднороден как по разрезу, так и в плане; среди них присутствуют алевролиты, песчаники, конгломераты, хлидолиты, известняки, спонголиты. Цемент пород глинистый, кварцево-регенерационный, карбонатный, карбонатно-глинистый. Нефтенасыщенными являются преимущественно мелкозернистые песчаники с глинистым поровым цементом, глубина залегания залежей 1400 — 1800 м, пластовая температура колеблется в пределах 75—90°С. Выше по разрезу вогулкинская толща перекрывается глинистыми породами, общая мощность которых достигает 200 — 400 м.

Песчано-алевритовые коллектора продуктивных горизонтов Западной Сибири характеризуются сложным цементом. Преобладающим является глинистый цемент, однако широко развит и карбонатный. Породы, сцементированные карбонатным материалом, образуют в отложениях отдельные участки, линзообразные и конкреционные прослои неопределенной протяженности (от единиц метров до километров); мощность их обычно не превышает 2 — 3 м.

Среди карбонатов, цементирующих песчано-алевритовые породы мезозоя Западной Сибири, Г. Н. Перозио (1961, 1964) выделяет несколько модификаций кальцита, отличающихся друг от друга типоморфными особенностями: кальцит пелитоморфный (седиментационный); тонкодисперсный яснокристаллический (диагенетический), лучистый и сферолитовый (ранеэпигенетический), пойкилитовый и трещинный (более поздний). Она указывает на приуроченность карбонатов к разным частям пластов, контактирующим со слабопроницаемыми породами, независимо от характера насыщающего породу флюида. Цементация песчаников и алевролитов продуктивных пластов Усть-Балыкского месторождения, по ее мнению (Перазно, 1967), произошла преимущественно в стадию раннего эпигенеза пород до прихода нефти в ловушку. В образовании карбонатов основная роль ею отводится эффекту фильтрации, подробно описанному Д. С. Коржинским (1953). Этот же процесс рассматривается в работе А. Э. Конторовича и Ю. Г. Зимина (1968). Вместе с тем Г. Э. Прозорович (1968) отмечает, что в ряде нефтеносных пластов Усть-Балыкского и Западно-Сургутского месторождений количество карбонатных прослоев увеличивается к контуру и за контуром нефтеносности. Это обстоятельство, по его мнению, указывает на позднее время образования основной массы карбонатов, происходившее после формирования залежей нефти.

Ю. В. Щепеткин (1970) по люминесцирующим свойствам выделяет несколько генераций карбонатов в неокомских отложениях Среднего Приобья, причем образование более поздних из них он связывает с поступлением нефтяных флюидов. Нами в продуктивном верхнеюрском горизонте Шаимского района (Ушатинский, Цепелев, Бачурин, и др., 1968) и в отложениях Усть-Балыкской

пачки (пимская пачка-пласт $БС_6$) Сургутского свода (Ушатинский, Цепелев, 1966; Зарипов, 1968) также установлены различные генерации карбонатов: от седиментационно-диагенетических до позднеэпигенетических. Основная масса карбонатов в нефтеносных пластах сформировалась, по нашим данным, на стадиях окончания диагеза — начального эпигенеза пород до прихода нефти в пласт.

В продуктивных верхнеюрских отложениях Шаимского района наблюдаются песчано-алевритовые и глинистые породы с седиментационно-диагенетическими, диагенетическими и эпигенетическими карбонатами (табл. 16). Седиментационно-диагенетические карбонаты связаны главным образом с известняковыми породами. Они отличаются желтовато-серым цветом, плотным, массивным сложением. В шлифах отчетливо наблюдается пелитоморфное тонко- или мелкозернистое, среднезернистое и крупнозернистое строение основной карбонатной массы, в которой более или менее равномерно распределены свежие зерна кварца, полевых шпатов, обломки пород, встречается глауконит, хлорит. Преобладающие размеры обломочных зерен от 0,05 до 0.2 мм. Иногда глауконит и фосфатные образования замещаются кальцитом. Карбонаты имеют хемогенно-диагенетическое происхождение, в значительной части они перекристаллизованы. Встречаются также органогенные известняки, состоящие из перекристаллизованных обломков раковин. Содержание карбонатного материала достигает 70%, основным минералом является кальцит с примесью манганокальцита (межплоскостное расстояние на рентгенограммах для рефлекса 1014 в пределах 3,01 —3,03 Å ,основной эндоэффект на термограммах около 950°С), присутствуют также доломит, родохрозит и другие минералы (табл. 16). Среди глинистого материала преобладают аллотигенные смешанно-слойные образования ряда гидрослюда-монтмориллонит с высоким числом (60 — 80%) набухающих слоев, частью хлорит (табл. 16).

Примером седиментационно-диагенетических карбонатов могут служить также карбонатные конкреции, образующие в Шаимском районе выдержанный по простиранию на сотни километров (от Трехозерной площади на юге до Сысконсыньинской на севере) маркирующий горизонт (волжский ярус) в перекрывающих или частью замещающих нефтеносную толщу глинистых породах (Ясови, 1969). Мощность горизонта составляет 6 — 10 м. Конкреции имеют округленную форму, зеленоватую, светло-серую, темно-серую окраску, размеры от 1 — 2 мм до 4—8 см в диаметре; они часто обнаруживают концентрически-скорлуповатое строение. Глинистые скорлупки слагаются главным образом глауконитом и лептохлоритами, т. е. типичными осадочно-диагенетическими минералами. Карбонатное вещество имеет пелитоморфное тонкодисперсное (в обогащенной глинистым материалом части конкреций) и радиально-лучистое, зернистое (перекристаллизованное) строение. Основным карбонатным минералом является манганокальцит с раз-

Состав карбонатного (% к весу породы) и глинистого материала в

Породы	Карбонаты				
	1	2	3	4	5
Известковые породы с седиментационно-диагенетическими карбонатами	55—65	3—10	—	0—1	0 —0,5
Алевролиты с диагенетическим карбонатным цементом	10—45	4—8	0—10	1—4	2 —4
Песчаники с диагенетическим карбонатным цементом	10—40	3—6	0—7	0—2	
Песчаники с эпигенетическим карбонатно-глинистым цементом:					
нефтенасыщенные	2—10	2—4	0—1	0—1	0,5—1,5
водонасыщенные	2—15	3—6	0—5	0—2	0 —1
Хлидолиты с эпигенетическими карбонатами	4—20	4—5	0—3	0—1	0 —0,5

Примечания к табл. 16. 1—кальцит с примесью манганокальцита, 2—доломит, 3—анкерит и сидероплезит, 4—родохрозит, 5—сидерит, 6—основные глинистые минералы, 7—второстепенные, 8—минералы-примеси, 9—генези с глинистых минералов; Г—гидрослюда диоктаэдрическая (преиму ественно модификация $2M_1$); Гл.-глауконит, селадонит; K_1-K'_1 — каолиниты с пониженным и малым совершенством структуры и морфологии (преимущественно аллотигенные); K_2, K'_2 — каолиниты совершенной и менее совершенной структуры и морфологии (преимущественно эпигенетические);

Таблица 16

породах основного продуктивного горизонта Шаимского района

Глинистые минералы			
6	7	8	9
CO_{1-2}; (X)	X; (Г; М)	М; Г; (K_1-K'_1)	А; [Д]
CO_{1-3}; (X)	Г; X; (K_1-K'_1)	М; Гл; (K_1-K'_1)	А; [Д]
CO_{1-3}; (Г)	(CO_{2-3}); X; (K_1-K'_1)	Гл; М; (K'_2)	А; [Д]
K'_2-K_2	Г; (X)	X; CO_3	Э; [А-Д]
K_2-K'_2	Г; (X)	X; CO_3	Э; [А-Д]
K'_2-K_1; (K'_1)	Г; X; (CO_{2-3})	CO_{2-3}; (X)	Э; [А-Д]

М—монтмориллонит; X—хлоритовые и септехлоритовые минералы; CO_1, CO_2, CO_3—смешанно-слойные образования преимущественно ряда гидрослюда-монтмориллонит соответственно с высоким (60—80%), средним (40—60%) и низким (10—40%) содержанием набухающих слоев; круглые скобки указывают на колебания в содержаниях минералов (минералы могут присутствовать в разных группах). Генезис: А—аллотигенный, Д—диагенетический, Э—эпигенетический; в квадратных скобках частичное или подчиненное происхождение минералов.

личными содержаниями (от 20 до 50%) родохрозитовой молекулы (рис. 10, отвечающие рефлексу 1014 пики со значениями 2,87—2,95 Å), второстепенным минералом служит сидерит (пик 2,78 Å), в качестве примеси присутствуют родохрозит (2,84 Å), анкерит, доломит (2,88, 2,89 Å). Высокое содержание марганца в этих конкрециях подтверждается и химическими анализами. Приближенный подсчет по химическим анализам максимально возмож-

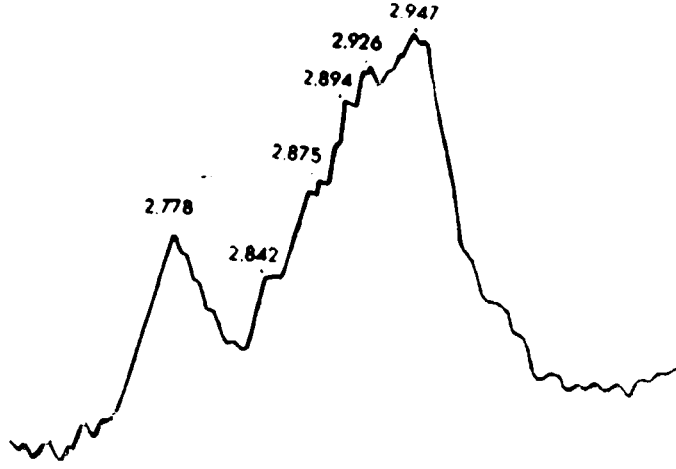


Рис. 10. Рентгенограмма вещества диагностических карбонатных конкреций, межплоскостные расстояния в ангстремах;
обр. 1, место взятия образца указано в табл. 17.

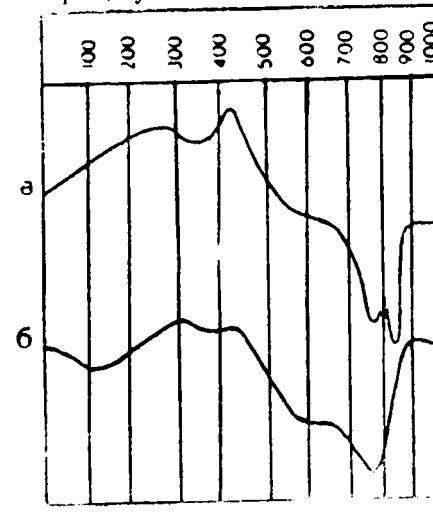


Рис. 11. Термограмма вещества диагностических карбонатных конкреций, температура в градусах по Цельсию;
а—обр. 1, б — обр. 2, места взятия образцов указаны в табл. 17.

ного содержания молекулы родохрозита в составе карбонатов показывает, что оно доходит до 30%, а в сумме с кальцитом их общее содержание (манганокальцит) достигает 70%. В то же время во вмещающих конкреции породах содержание марганца составляет сотые доли процента (табл. 17). Термический анализ (установка УТА-1) без привлечения других методов исследования не позволяет выявить все указанные минералы. Опираясь на эталонные кривые (Цветков, 1957; Иванова, 1961 и др.), в изучаемых конкрециях (рис. 11) можно определить лишь анкерит (эндоэффект при 780°С), доломит (840°), сидерит (около 600°). В то же время эндоэффект манганокальцита, который, по данным В. П. Ивановой, должен проявляться при 970°, отсутствует. В действительности он проявляется при более низких температурах (от 780 — 830° до 900 — 930°), которые зависят от содержания родохрозитовой молекулы в составе манганокальцита и степени кристалличности вещества (увеличение количества родохрозита и уменьшение кристалличности материала снижают температуру проявления основного эндоэффекта манганокальцита).

В алевролитах и песчаниках с диагенетическим карбонатным цементом, развитых в продуктивном горизонте Трехозерного месторождения, содержание карбонатного материала изменяется от 10 до 50%, а строение— от мелкозернистого (по М. С. Швецову, 1948), пелитоморфного (более глинистые алевролиты) до крупнозернистого (песчаники), перекристаллизованного. Среди глинистых минералов преобладают обломочные или диагенетические смешанно-слойные монтмориллонитовые образования, магнезиально-железистый хлорит, присутствуют глауконит, аллотигенный каолинит несовершенной структуры (триклинно-моноклинная ячейка, нестрогий период «с»), гидрослюды, иногда монтмориллонит. Среди карбонатов преобладает кальцит с примесью манганокальцита (межплоскостное расстояние для рефлекса 1014 составляет 2,97—3,01 Å), присутствуют доломит, анкерит и сидероплезит, сидерит (табл. 16). Зерна полевых шпатов в большинстве своем свежие или слабопелитизированные, количество регенерированных зерен кварца незначительное.

В песчаниках с эпигенетическим карбонатным цементом содержание последнего варьирует от 2 до 23%, карбонатный материал имеет преимущественно среднезернистое (соразмерное с песчаными зернами) строение и представлен главным образом кальцитом (пик рефлекса 1014 проявляется на рентгенограммах в области 3,02—3,03 Å, основной эндоэффект на термограммах—при 930 — 960°С). Особенно чистым является позднеэпигенетический кальцит из трещин песчано-алевролитовых пород. В последних здесь, как в нефтенасыщенных и водонасыщенных песчаниках с глинистым или глинисто-карбонатным цементом, широко развиты регенерация кварца, пелитизация полевых шпатов, гидратация, хлоритизация и каолинитизация биотита. Доминирующим глинистым

Таблица 17

Химический состав (вес %) диагенетических карбонатных конкреций (1—5) и вмещающих их пород (6—7) в Шаимском районе

Компоненты	Образцы						
	1	2	3	4	5	6	7
SiO_2	8,18	20,20	45,00	32,26	44,34	60,18	57,60
TiO_2	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	0,85	1,00
Al_2O_3	4,32	9,22	11,88	8,11	10,47	15,08	18,98
Fe_2O_3	1,64	2,20	5.25	3,42	6,17	1,53	2,26
FeO	7,15	5,57	4,30	2,95	2,44	4,45	4,24
CaO	22,86	19,20	4,20	6,95	5,91	1,71	0,70
MgO	2,61	2,77	4,98	2,92	3,44	2,10	2,23
MnO	18,82	13,91	4,78	14,09	8,80	0,04	0,02
Na_2O	0,30	0,38	0,67	0,63	0,71	0,83	0,80
K_2O	0,65	1,90	3,93	2,00	2,88	2,00	2,40
П. п. п.	32,59	23,68	12,50	17,86	12,24	9,20	8,08
H_2O	0,60	0,82	1,95	1,58	2,42	2,02	1,42
Сумма	99,72	99,75	99,54	99,77	99,82	99,99	99,73
$FeCO_3$	10,0	8,0	7,0	4,0	3,0		
$CaCO_3$	40,0	30,0	7,0	11,0	9,0		
$MqCO_3$	5,0	5,0	10,0	5,0	6,0		
$MnCO_3$	30,0	20,0	8,0	22,0	14,0		

Примечания к табл. 17. 1, 2, 3—соответственно серая, зеленая, темная конкреции (или части конкреции), скв. 157, глуб. 1761,3—1764,8 м. Средне-Мулымьинская площадь; 4, 5 — темно-серая и зеленая конкреции (части конкреции), скв. 332, глуб. 1780,85—1784,85 м, Шухтунгортская площадь; 6, 7—вмещающие глинистые породы для обр. 1, 2, 3.

минералом в рассматриваемых породах, как и в песчаниках с глинистым цементом, является (табл. 16) эпигенетический каолинит поздней генерации с более или менее совершенной структурой и морфологией (триклинная ячейка, строгий или не совсем строгий период «с», четкие, острые пики на рентгенограммах и термограммах, развитые шестигранные кристаллы величиной до нескольких микронов). Взаимоотношения наиболее поздних карбонатов (кальцит) с глинистыми минералами цемента показывают, что первые образуются несколько позже, чем позднеэпигенетический поровый каолинит (карбонаты включают или иногда корродируют и замещают его). Присутствие относительно совершенного эпигенетического каолинита и поздних карбонатов в нефтенасыщенных песчаниках показывает, что они образовались до прихода нефти в пласт.

Таким образом, изложенный материал показывает, что в изученных продуктивных отложениях можно четко выделить седиментационно-диагенетические (раннедиагенетические), диагенетические и эпигенетические генерации карбонатов. Условия их формирования отличаются своими особенностями.

Рассматриваемые отложения формировались преимущественно в прибрежно-морских или мелководно-морских условиях. Седиментационный карбонатный материал в них по причинам, детально описанным Н. М. Страховым (1962), в основной своей массе подвергался растворению в стадию диагенеза отложений. Важнейшую роль при этом играло разложение захороненного в осадках органического вещества, которое вызывало генерацию углекислого газа, органических кислот и отсюда — понижение pH водной среды, что способствует растворению карбонатов. В процессе диагенетического уплотнения пород, отжатия гравитационной и рыхлосвязанной воды из еще не уплотненных или слабоуплотненных глин в песчано-алевритовые породы растворенные карбонаты попадали в поровые воды последних, увеличивая в них свою концентрацию. Растворы в глинах находятся под геостатическим, а в порах песчаников — под гидростатическим давлением. Растворимости углекислоты и кальцита (Малинин, 1962) падают с понижением давления. При перемещении растворов из глин в песчаники температура существенно не меняется, но происходит значительный перепад (уменьшение) давления и, следовательно, снижение предела насыщения вод углекислотой и растворенными карбонатами. Достигая границы с песчаными породами, растворы могут оказаться в этих условиях перенасыщенными по отношению к карбонатам, что вызовет их выпадение в осадок вблизи кровли или подошвы песчано-алевритовых пород. В изучаемых отложениях именно поэтому здесь и развит, как показано выше, кальцит преимущественно диагенетической (или раннеэпигенетической) генерации. Позже такой кальцит мог подвергаться растворению в пластовых водах или наоборот служить экраном для ионов кальция, фильтрующихся в водах по напластованию проницаемых пород.

Несколько настораживает присутствие среди песчаников, сцементированных диагенетическим или раннеэпигенетическим кальцитом, регенерационных образований кварца и альбита, нехарактерных, в целом, для стадии диагенеза и раннего эпигенеза. Но учитывая то, что при возникновении кальцитового цемента имела место частичная коррозия зерен, можно допустить, что эти новообразования представляют собой продукт синтеза растворенных таким путем обломочных силикатов. На это же обстоятельство указывает и А. В. Копелиович (1965). Подавляющая часть седиментогенного карбонатного материала израсходовалась в стадию диагенетического перераспределения вещества. Главным образом, в эту стадию происходит обогащение карбонатов марганцем, железом, магнием. Присутствие, кроме кальцита, некоторого количества родохрозита, сидерита, анкерита, доломита, сидероплезита (табл. 16, 17) также и среди поздних генераций карбонатного цемента пород позволяет допустить их образование и в стадию эпигенеза отложений, на что также указывал А. В. Копелиович (1965).

В эпигенетическую стадию изменения пород (при ее эволюционном развитии) обогащение поровых вод карбонатами происходит весьма медленно. Материалом для образований карбонатов служат вмещающие главным образом проницаемые породы, рассеянное в них органическое вещество и ювенильные подтоки углекислого газа. Подвергаясь в проницаемых пластах гидролитическому разложению, минералы (полевые шпаты, слюды, глинистые образования) и обломки пород поставляют в раствор катионы кальция, магния, железа, марганца, и другие, а также частью (при растворении карбонатов) карбонатные и гидрокарбонатные анионы.

Источником катионов служит и поглощенный комплекс глин (Перозио, 1967; Конторович, Зимин, 1968; Ушатинский, Цепелев, Гаврилова, 1969) при их разложении и обменных реакциях в цементе песчаников и частично при отжатии (Ломтадзе, 1955) вод из оставшихся еще слабоуплотненными глинистых пород (преимущественно алевритовые разности). В целом же, глины в стадию эпигенеза не могли служить существенным источником материала для аутигенных новообразований в силу их уплотненности и малой (в том числе и диффузионной) проницаемости.

В ходе эпигенетического преобразования органического вещества образуются, как и в стадию диагенеза, углекислота, угольная и органическая кислоты, что повышает кислотность среды, усиливает процессы гидролиза пород и увеличивает таким образом количество строительного материала для карбонатов.

Как показали лабораторные исследования (Будзинский, 1967), в присутствии углекислоты, но при прочих равных условиях (химизм среды, температура, давление, длительность процесса) количества переходящих из песчаников в раствор элементов (кальций, натрий, калий, хлор, бром и др.) в 5 — 10 и более раз выше, чем без нее.

В неокомских водах Среднего Приобья содержания (Конторович, Зимин, 1968) ионов кальция достигают 1633, магния — 53, карбонат-иона — 24, гидрокарбонат-иона — 1344 мг/л. Причем количества последних возрастают с метаморфизацией органического вещества пород, что указывает на их тесную генетическую связь. Ювенильная углекислота интенсифицирует процессы аутигенного минералообразования. В ряде случаев она поступает в огромных количествах. Ее содержание в пластовых водах Шаимского района достигает 18 л/л (Толстиков, 1963). В периоды обогащения вод углекислотой наиболее активно растворяются возникшие ранее карбонаты, в результате чего нередко образуются кавернозные коллектора, что и наблюдается в Шаимском районе (Абдуллин, 1968). Кислые бикарбонатные воды обусловливают вначале широкое развитие каолинита (глеевая каолинитизация), а затем, по мере их нейтрализации и возрастания щелочности (в результате реакций гидролиза), создаются условия для образования новых генераций карбонатов.

Подтоком углекислоты, растворением карбонатов и глеевой каолинитизацией объясняется, по нашему мнению, и наличие рыхлых каолинитизированных песков, встречаемых на глубинах свыше 2000 м (например, Кулайская площадь, скв. 3—Р, глуб. 2392 — 2400 м) среди нормально для этих глубин уплотненных пород в южной части Западно-Сибирской низменности. То же самое можно сказать и в отношении некоторых рыхлых песков в меловых газоносных отложениях на севере региона.

В условиях постепенного погружения пород, находящийся в поровых водах песчано-алевритовых пород карбонатный материал будет длительное время сохраняться в растворе. Этому способствуют обогащенность (Конторович, 1968) мезозойских вод Западной Сибири углекислотой и увеличение ее растворимости с повышением давления. Особо благоприятным моментом для осаждения карбонатов являются периоды тектонических воздыманий региона (или района). Они сопровождаются уменьшением пластовых давлений, выделением определенной части растворенных в воде газов (метан, углекислота и др.) и находящихся в ней жидких углеводородов в свободное состояние. В эти периоды, в результате тех или иных структурных перестроек региона, происходит также миграция флюидов в зоны пониженных давлений, изменение состава и химизма вод, образование и выпадение из растворов новых минеральных фаз. С такими периодами мы связываем образование вышерассмотренных (эпигенетических) генераций карбонатов, интенсивное развитие поздних генераций каолинита, частью хлорита, расцвет процессов коррозии и регенерации кварца, полевых шпатов, возникновение основной массы аутигенных образований титана, разложение биотита и т. д. С эпохами тектонической активности связаны также формирование большинства нефтяных и газовых залежей. В эти эпохи усиливается и ускоряется движение вод с уг-

леводородами от впадин к сводам, происходит дегазация ранее существовавших нефтей, переток углеводородов внутри водоупорных комплексов, а при нарушении их экранирующих свойств — и между ними.

Тектонические движения положительного знака, сопровождаются падением пластового давления не только за счет относительного подъема региона в целом, но и за счет возникновения или раскрытия трещин в породах, благодаря чему выделившийся в газовую фазу углекислый газ имеет возможность мигрировать за пределы пласта-коллектора. Понижение парциального давления углекислоты вызывает садку карбонатов, поэтому трещины в осадочных породах почти всегда залечиваются кальцитом. Изменение химизма поровых вод при этом происходило, как уже отмечалось, в сторону увеличения их щелочности. Это доказывается интенсивной коррозией кварца и других минералов кальцитом, так как оптимальные условия для протекания реакции земещения кварца кальцитом создаются в щелочной среде, где поле карбонатного замещения заметно расширяется из-за увеличения растворимости кварца и уменьшения растворимости кальцита (Кашик, 1965). Перенасыщение поровых растворов бикарбонатами, возможно, кое-где обусловливало их осаждение в поровом пространстве и несколько раньше, но основной причиной массового отложения карбонатов из поровых растворов была тектоническая деятельность.

Значительное обогащение пластовых вод карбонатами и другими (в том числе углеводородными) компонентами в периоды тектонических перестроек структурного плана и смены гидрогеологического режима района или региона могло происходить, как упоминалось, за счет поступления в пласты извне высокоминерализованных растворов. Именно с такими периодами связывает А. В. Копелиович (1965) этап карбонатизации терригенных пород юго-запада Русской платформы. Он указывает, что для любой территории, расположенной ныне в пределах континента и представлявшей в прошлом область морского накопления, в геологической истории почти неизбежен этап ее относительного подъема, с которым причинно должны быть связаны как коренная перестройка гидрогеологического режима, так и возникновение активной циркуляции подемных вод.

В плане настоящей работы нас интересуют только те тектонические движения, которые произошли в Западной Сибири после образования изучаемых отложений (главным образом послеиеокомские). В этот отрезок времени наиболее важное региональное значение имела палеоген-неогеновая инверсия. Начавшись (палеоген) на юго-востоке и востоке региона, она затем охватила ее центральные и северные районы (олигоцен-плиоцен), что обусловило общее поднятие региона и повсеместную регрессию палеогенового моря (Казаринов, 1958; Гурова, Казаринов, 1962; Рудкевич, 1969; Кулахметов, 1969; Нестеров, 1969).

Региональное доминирование в верхнеюрских и меловых нефтегазоносных отложениях Западной Сибири одних и тех же позднe-

эпигенетических генераций карбонатов, каолинита, частью хлорита, а также связанных с ними других перечисленных ранее аутигенных превращений минералов заставляют считать, что их активное развитие стимулировалось единым, общим для них процессом, а это может быть связано лишь с единой и молодой тектонической инверсией. Таковой в Западной Сибири была указанная палеоген-неогеновая инверсия, превратившая в конечном итоге регион из морского бассейна в аккумулятивно-денудационную равнину. Следовательно именно с нею, на наш взгляд, и связано образование основных нефтяных и газовых залежей Западной Сибири.

Поступление углеводородов в пласты сопровождалось миграцией поровых вод в направлении от сводовой части (куда вначале поступали более легкие, чем вода, углеводороды) локального поднятия к его крыльям и периклиналям. Скорость продвижения оттесняемых углеводородами поровых вод зависела от проницаемости пород — в менее проницаемых породах она уменьшалась. В этих зонах на какое-то время могла создаваться застойная обстановка, перенасыщение поровых вод карбонатами и выпадение их в осадок.

При перемещении тех или иных ионов в растворах по пласту его глинистые экраны (сверху, и снизу), а также прослои малопроницаемых пород внутри пласта играют роль фильтра (мембраны), задерживающего одни ионы и пропускающего другие. Такое явление было названо Д. С .Коржинским (1947, 1953) фильтрационным эффектом. Последний зависит от многих факторов, среди которых главное место занимают диаметр, знак и величина заряда ионов, их способность к гидратации, величина пор, знак, заряд, сорбционные свойства фильтра и другие. Так, Л. Н. Овчинников и А. С. Шур (1953) отмечают, что, в целом, одновалентные катионы фильтруются свободнее, чем двухвалентные. Чем менее радиус (диаметр) иона, тем легче, при прочих равных условиях, он проходит через фильтр. В этом отношении наилучшим будет ион водорода (протон). Диаметр иона кальция приближенно составляет 2Å (Сауков, 1966), однако ион кальция, в отличие, например, от иона калия, в водной среде гидратируется. В этом случае его диаметр увеличивается уже до 6,14 Å (Перельман, 1968; Милло, 1968 и др.). Диаметры карбонат-иона и гидрокарбонат-иона также составляют примерно 5—6 Å

Чем менее диаметр пор фильтра, тем труднее он в общем проницаем для ионов. Размеры пор в тонкоотмученных (преимущественно монтмориллонитовых) глинах, подсчитанные на основе формулы И. И. Нестерова (1969), составляют 6—24 Å (Ушатинский, 1969), они непроницаемы для ионов кальция. Кроме малого размера пор, глина обладает высокими (до 150 мг-экв на 100 гр. вещества) сорбционными свойствами, знак их заряда (отрицательный) противоположен знаку заряда иона кальция (два положительных заряда на ион). Кальций будет задерживаться не только в порах,

но и сорбироваться на поверхности частиц и в межслоевых промежутках минералов. По этим же причинам слабопроницаемыми для него являются и более крупнодисперсные глины, где размер пор достигает десятков и сотен ангстрем. Накапливаясь вблизи таких пород, ион кальция реагирует с карбонатным (или гидрокарбонатным) ионом и выпадает в осадок. Так формируются в подобных зонах карбонатные прослои.

В нефтеносных пластах большинство эпигенетических карбонатов аккумулировалось в менее проницаемых участках и прослоях пород также и потому, что нефть насыщала в первую очередь наиболее проницаемые коллектора (Ван-Тайл, Паркер, Скитерс, 1948), что исключало в них возможность электролитических по своему существу процессов растворения и минералообразования. Менее проницаемые породы, пропуская более легкие (по сравнению с водой) углеводороды только через верхние участки, долгое время оставались водоносными, сохраняя благоприятную для минералообразования водную среду.

Карбонатные тела поздней эпигенетической генерации в отличие от диагенетических, чаще представляют собой достаточно протяженные тела, способные в отдельных участках даже контролировать в залежах уровень контакта нефть-вода. Например, в ряде скважин (502, 733, 206, 88, 81, 73 — пласт $БС_1$ и 726, 727, 720, 732, 770 — пласт $БС_{2-3}$) Усть-Балыкского месторождения положение ВНК определяется карбонатными прослоями, приуроченными к серединным частям пластов, и находится на отметках в целом нехарактерных для основного его положения. Мощность и размеры этих образований в общем определяются этими же параметрами участков слабопроницаемых пород, в которых они концентрировались.

По данным Ю. В. Щепеткина (1970), карбонаты в нефтеносных пластах неокома Среднего Приобья возникли после формирования нефтяных залежей (в период затухания тектонической деятельности) и локализуются в зоне современных и палеоуровней ВНК. Желтые тона люминесценции (типичные для нефтей) этих карбонатов указывают, по его мнению, на захват ими при своем образовании углеводородов нефтяных залежей. Однако приведенные выше данные по распределению и условиям образования карбонатов в продуктивных горизонтах Шаимского района Западно-Сибирской низменности показывают, что одни и те же позднеэпигенетические карбонаты присутствуют как в зоне ВНК, так распространены по разрезу и площади нефтеносных пластов, где они могли возникнуть только до заполнения резервуара нефтью (последняя прекращает процессы аутигенного минералообразования). Присутствие углеводородов (не жидкой нефти!) в составе карбонатов объясняется их поступлением в пласты под воздействием начавшейся тектонической инверсии (воздымание). Рассматриваемое карбонатообразование происходило, как отмечалось, в условиях оттеснения угле-

водородами поровых вод (от свода структур к периферии) и контролировалось участками развития малопроницаемых пород. Последние (и в зоне ВНК) служили тормозящим барьером для вод, углеводородов, карбонатных катионов и анионов. Эти барьеры (в том числе и карбонатные) сами могли служить причиной, а не следствием образования определенных положений или уровней ВНК.

Карбонаты в изучаемых отложениях, а также и в пластах $БС_1$ и $БС_{2-3}$ (Зарипов, 1968) Усть-Балыкской и Западно-Сургутской площадей локализуются, главным образом, во внутриконтурной и приконтурной частях. За контуром нефтености их встречаемость намного меньше. Данное обстоятельство, по всей вероятности, объясняется образованием неблагоприятной среды для осаждения кальцита в этих участках и даже частичным растворением ранее возникших карбонатов непосредственно за зоной ВНК в силу происходящих здесь активных процессов окисления нефтяных углеводородов и повышения концентрации углекислоты и органических кислот. Подобный процесс отмечается для месторождений Оренбургской и Куйбышевской областей К. Р. Чепиковым, Е. П. Ермоловой, и Н. А. Орловой (1969), где максимальные количества углекислоты в водах обнаруживаются в зоне ВНК. По мнению указанных исследователей, растворение карбонатов в коллекторах Урало-Поволжья связано с процессами окисления нефти, сопровождавшимися понижением pH поровых растворов.

Признаком, указывающим на растворение и вынос ранее существовавшего в породе карбонатного цемента, служит обычно корродированность зерен. Как отмечает Г. Э. Прозорович (1968), в породах — коллекторах Западной Сибири корродированные зерна в несцементированных кальцитом песчаниках и алевролитах, практически отсутствуют. Однако, этот факт еще не является решающим критерием отсутствия процессов растворения и выноса карбонатов, так как диагенетические и раннеэпигенетические генерации кальцита цементировали породу без заметной коррозии зерен. При этом незначительная распространенность диагенетических карбонатов объясняется в первую очередь их последующим растворением и переотложением в стадию эпигенеза пород. Существование за зоной ВНК нефтеносных горизонтов Западной Сибири условий, способствующих растворению карбонатов, подтверждается наличием своеобразной физико-химической зональности в нефтяных залежах. В Среднеобском районе наиболее тяжелые нефти приурочены к зоне ВНК, легкие — к сводовым частям структуры (Рыльков, 1969; Конторович, 1968; Нестеров и др., 1968). Эта зональность обусловлена окисляющим влиянием пластовых вод, подпирающих залежь, на нефтяные углеводороды.

Карбонатообразование в водоносных породах в принципе определяется теми же факторами, что и в нефтеносных. Основным отличием здесь является отсутствие рассмотренных процессов, связанных с массовым поступлением углеводородов в пласты. Отсюда

распределение карбонатов в водоносных пластах носит более равномерный характер. При этом карбонатообразование в водоносных пластах продолжается постоянно, в то время как в пластах, заполненных нефтью, оно прекращается.

Карбонатные образования эпигенетической генерации, в отличие от диагенетических конкреций кальцита, как уже подчеркивалось выше, представляют собой достаточно протяженные прослои. Это представляет определенный практический интерес при эксплуатации месторождений. В тех участках, где эпигенетический карбонат служит разделяющей границей между нефтью и водой, следует ожидать длительный период безводной работы скважины при эксплуатации залежи. Участки пород, сцементированные диагенетическим кальцитом, ввиду их незначительных размеров не будут являться преградой для подтягивания пластовых вод.

Нефтенасыщенными в Шаимском районе являются преимущественно мелкозернистые песчаники. Они имеют эпигенетический карбонатно-глинистый или глинистый цемент, основным минералом (70 — 80% глинистой части), которого служит эпигенетический каолинит (табл. 16). В шлифах наблюдаются гнезда и сростки каолинита, развивающиеся в поровом пространстве за счет гидрослюд и хлорита, что однозначно указывает на его эпигенетическое происхождение. Он является наиболее поздним глинистым минералом и лишь в отдельных случаях замещается позднеэпигенетическим кальцитом. Каолинит здесь (по сравнению с остальными разновидностями пород) обладает наиболее совершенной структурой и формой. По данным электронографии каолинит является диоктаэдрическим, относится к триклинной сингонии. Элементарная ячейка имеет один слой (полиморфная модификация $1Tк_1$) и следующие параметры: $a=5{,}15$ Å; $в=8{,}92$ Å; $c=7{,}23$ Å; $\alpha=91°36'$; $\beta=104°23'$; $\Upsilon=90°$. Указанные размеры элементарной ячейки хорошо согласуются с литературными данными (Звягин, 1964), приводимыми для каолинитов совершенной структуры.

Своеобразным составом отличаются водонасыщенные песчаники с преобладающим эпигенетическим глинистым цементом. Основным глинистым минералом здесь является каолинит, в качестве примеси присутствуют смешанно-слойные образования. Наряду с каолинитом примерно в равном с ним количестве присутствует слюда. Электронографические определения показали, что она относится к диоктаэдрическому ряду, мусковитовому типу (модификация $2M_1$) и характеризуется следующими параметрами элементарной ячейки: $a=5{,}20$ Å; $в=9{,}0$ Å; $c=20{,}05$ Å $\alpha=90°$; $\beta=95°15'$; $\Upsilon=90°$. Слюда имеет аллотигенное происхождение. Ее присутствие совместно с широким распространением гидрослюд и смешанно-слойных образований в других типах пород объясняется, скорее всего, размывом более глубоких горизонтов материнских пород. Особые физико-химические условия среды (подток углекислоты) способствовали ее превращению в каолинит с быстрым протеканием или

отсутствием промежуточных стадий. Невысокая карбонатность, низкая дисперсность обломочных частиц указывают на хорошие коллекторские свойства породы, облегчавшие поступление реакционно-способной жидкой фазы. Присутствующие в других типах пород гидрослюды и смешанно-слойные минералы образовывались преимущественно за счет элювиального выветривания обогащенных слюдой пород на континенте. Электронографическое изучение гидрослюд показывает, что они относятся к мусковитовому типу ($2M_1$) с весьма близкими к вышеуказанным для слюды параметрами элементарной ячейки. Кроме того, присутствуют диоктаэдрические гидрослюды модификации 1М.

Изучаемые типы пород погрузились на одну и ту же глубину, подвергались воздействию одинаковых температур и давлений. Наличие гидрослюд различных модификаций, образование которых требует разных физических условий, показывает, что диоктаэдрические гидрослюды не являются, как полагают (Перозио, 1964), только продуктом эпигенетического преобразования неустойчивых и ограниченно-устойчивых глинистых минералов в процессе погружения пород и повышающихся с глубиной температуры и давления. Различие в модификациях годрослюд обусловлено составом материнских пород, а не воздействием метаморфизма. Несущественное влияние факторов метаморфизма на аутигенное минералообразование подтверждается сохранностью весьма нежных смешанно-слойных образований и хлорита, отсутствием в структуре каолинита признаков перехода в энергетически более устойчивую в условиях глубинного эпигенеза решетку диккита.

Изучение глинистых пород тюменской свиты показывает присутствие тех же глинистых минералов, что и в цементе продуктивных горизонтов. Количественные соотношения минералов различны. Чаще преобладают смешанно-слойные образования, присутствуют гидрослюды, хлорит, каолинит. Соотношения минералов связаны со степенью вторичной измененности пород. Наличие ископаемых корней растений в этих породах заставляет считать, что они испытали воздействие гипергенных процессов почвенного выветривания; это наложило отпечаток на их минеральный состав. Можно думать, что частью глинистый материал поступал в продуктивные пласты за счет размыва пород тюменской свиты.

Песчано-алевритовые коллектора продуктивных горизонтов юры и мела Западно-Сибирской низменности представлены главным образом мелкозернистыми, частью средне-мелкозернистыми песчаниками, крупнозернистыми алевролитами преимущественно полимиктового состава. Лишь на крайнем западе региона, на восточном склоне Северного Урала и в прилегающих к нему районах низменности встречаются кварцевые и аркозово-кварцевые (по А. Г. Коссовской) разности песчаников и алевролитов (вогулкинская толща). Содержание кварца в песчаниках и алевролитах центральных и северных, наиболее перспективных на нефть и газ

районов Западно-Сибирской низменности, колеблется в пределах от 23 до 38%, полевых шпатов — от 32 до 50, слюд — от нуля до 13 и обломков пород — от 13 до 36%. Среди последних преобладающими являются обломки кремнистых сланцев и эффузивных пород. Количество глинистого цемента в коллекторах в зависимости от размеров обломочных зерен, их отсортированности и постседиментационной измененности пород колеблется от 6 — 8 до 20—25%. Между указанными параметрами, как известно, существует обратная зависимость, коэффициент парной корреляции составляет 0,89 (Зарипов, 1968). Полученное уравнение регрессии ($x = 108$; $y = +29.35$) показывает тенденцию увеличения количества пелитовой фракции (x) в песчаниках и алевролитах по мере уменьшения размеров (y) обломочных зерен.

Количество глинистого цемента в терригенных коллекторах Западной Сибири, учитывая их сравнительно постоянный гранулометрический состав, является одним из основных факторов, определяющим их пористость и особенно проницаемость. С. И. Шишигиным (1968), например, для пород готерив-баррема Среднего Приобья установлено закономерное уменьшение их проницаемости при увеличении содержания глинистого цемента. Коэффициент корреляции, связывающий проницаемость и глинистость коллекторов, достаточно высокий и составляет 0,6 — 0,8. Поскольку размеры зерен в породе и количество пелитового материала в ней взаимосвязаны между собой, то совместное рассмотрение этих зависимостей позволит рассчитать примерные пределы изменения проницаемости песчаников и алевролитов по их гранулометрической характеристике.

Емкостные и фильтрационные свойства песчано-алевритовых пород Западно-Сибирской низменности, залегающих на различных глубинах, даже при равных седиментационных особенностях, колеблются в широких пределах. С увеличением глубины погружения пород наблюдается общее ухудшение коллекторских свойств терригенных образований, что показывает значительное влияние на эти свойства эпигенетических преобразований. Однако на фоне общего уменьшения пористости и проницаемости пород-коллекторов с глубиной отмечаются отрезки разреза, где эти свойства не претерпевают резких изменений и сохраняют свое постоянство. Для северных и центральных районов Западно-Сибирской низменности этот отрезок охватывает интервал залегания пород, примерно, от 1000 — 1600 до 2300 — 2500 м (Прозорович и др., 1970).

Большинство исследователей приходят к выводу об отрицательном влиянии эпигенетических преобразований на пористость и проницаемость пород. Но вместе с тем отмечаются факты (Ханин, 1965, 1969; Копелиович, 1965; Ушатинский, 1969 и др.) улучшения коллекторских свойств пород в зоне эпигенеза в результате растворения, выноса ранее содержащегося хемогенного цемента и минералогического преобразования глинистого материала.

В Западной Сибири меловые и частично юрские коллектора высоких классов (I — II, частью III классы, по классификации А. А. Ханина, 1965) концентрируются в сводовых частях локальных поднятий, а в целом — и более крупных (своды, валы) структур (Гурова, 1964, 1967; Шишигин, 1968 и др.). Это объясняется (Прозорович, 1968; Шишигин, 1968; Рудкевич, 1969) конседиментным ростом таких структур и соответствующей сортировкой (в условиях мелководного морского шельфового водоема) осадочного материала по крупности в направлении от их центральной части к периклиналям и крыльям. Наиболее крупнозернистые и хорошо отсортированные песчаники с пониженным количеством глинистого цемента отлагались в сводах структур, а менее — в их периферийной части. Медианный размер зерен песчаников в этом направлении (Шишигин, 1968), например, на локальных структурах Сургутского района изменяется примерно от 0,25 (обычно коллектора I — II классов) до 0,14—0,17 (II—III классы) и 0,10—0,12 мм (III—IV классы). Параллельно с уменьшением медианного размера зерен в большинстве случаев увеличивается содержание глинистого цемента (от 5 — 8% на сводах, до 15 — 20% и более на крыльях структур). Таким образом, качество (проницаемость) коллекторов в первую очередь определяется условиями их формирования, размером, сортировкой песчаных зерен, количеством их глинистого цемента. Однако с этими факторами тесно связана и минералогия последнего.

Основной закономерностью высокопроницаемых коллекторов нефтегазоносных площадей Западной Сибири является преобладание в их цементе глинистого материала, а в последнем — эпигенетического порового каолинита. Лишь в отдельных случаях в цементе коллекторов преобладает хлорит (преимущественно эпигенетический). С понижением проницаемости коллекторов количество каолинита падает, а других минералов (гидрослюды, монтмориллонитовые образования, хлорит) увеличивается. Каолинит в продуктивных меловых отложениях центральной и северной частей низменности, в верхнеюрских отложениях Шаимского района обычно слагает цемент коллекторов I — II, частью III классов проницаемости, в коллекторах III класса существенную роль играет хлорит, а в IV — V классах — гидрослюдистые и монтмориллонитовые образования. Минеральный состав глинистого цемента связан таким образом с качеством коллекторов.

Проще всего данную связь объяснить описанной механической сортировкой осадочного материала по крупности его зерен или частиц. Такая сортировка, безусловно, имела место. Однако аутигенный генезис доминирующих в цементе коллекторов глинистых минералов показывает, что состав, строение и распределение седиментационного глинистого цемента подверглись (особенно в высокопроницаемых коллекторах) существенным постседиментационным изменениям. Такие изменения с одной стороны предопределяются

исходными (седиментационными) коллекторскими свойствами пород, а с другой—они сами оказывают существенное влияние на последние. Это в значительной мере объясняется физико-химическими свойствами, размерами, расположением в поровом пространстве частиц глинистых минералов, типом создаваемой ими цементации в коллекторах.

Детальное изучение этих факторов показало, что во многих случаях, несмотря на одинаковые или близкие глубины залегания отложений, гранулометрический, минеральный состав терригенного песчано-алевритового материала и количественное содержание глинистого цемента (при практическом отсутствии карбонатного), коллекторские свойства пород существенно различны, их проницаемость изменяется от десятков до сотен миллидарси. Поскольку перечисленные факторы здесь являются постоянными, то роль переменных, вызывающих эти различия, могут играть в этом случае только минералогия, текстура, структура и генезис глинистого цемента. Такое предположение подтверждается и опытными данными. Экспериментально найдено (Цветкова, 1954), что при добавке 20% глинистого материала (монтмориллонит, каолинит) в чистый кварцевый песок с диаметром зерен 0,35 — 0,5 мм его проницаемость снижается в 3000 раз (примерно с 60 до 0,02 дарси). В то же время добавка чистого каолинита снизила проницаемость песка всего лишь в 3 раза. Подобные результаты получены и А. А. Ханиным (1969).

Для проверки указанного предположения комплексом методов (петрографические, рентгенографические, экспериментальные определения проницаемости и др.) было исследовано около 400 специально подобранных образцов пород-коллекторов Приуралья и Среднего Приобья с примерно одинаковыми гранулометрическими показателями (главным образом мелкозернистые песчаники, средний диаметр зерен 0,13 — 0,14 мм, коэффициент отсортированности 1,36—1,38) и близким содержанием глинистого цемента (8—10%). Особо учитывались те случаи, когда наряду с глинистым материалом в цементе коллекторов присутствуют в повышенном количестве фосфаты и карбонаты. Результаты исследования (Ушатинский, 1969) показали следующее.

В цементе изученных коллекторов размеры частиц аллотигенных и диагенетических глинистых минералов (смешанно-слойные образования, гидрослюды, частью хлорит) составляют десятые доли микрона; частицы имеют пластинчатую, иногда удлиненную, а часто неопределенную форму с нечеткими ограничениями. Они, как и уплощенные зерна некоторых минералов (полевые шпаты, биотит и др.) в песчано-алевритовом материале, располагаются в пространстве преимущественно упорядоченно, параллельно слоистости пород, создавая равномерную сравнительно однородную цементацию. Это резко снижает проницаемость коллекторов, особенно перпендикулярно их слоистости. По данным С. И. Шишигина

(1968), проницаемость пород в указанном направлении в 1,5—2 раза менее таковой параллельно их слоистости. Структура аллотигенных и частью диагенетических минералов обычно носит несовершенный характер, типы цемента — пятнистый, пленочный, поровый. В то же время эпигенетические глинистые минералы в цементе коллекторов Западной Сибири имеют крупные размеры частиц, они отличаются относительно совершенной формой и структурой; кристаллы нередко беспорядочно располагаются в поровом пространстве коллекторов, тип цемента — преимущественно поровый и частью пленочный. Все это увеличивает проницаемость коллекторов.

Эпигенетический каолинит обладает низкими сорбционными свойствами (3 — 5 мг-экв на 100 г вещества), крупными (до 10 мк и более) размерами, четкими, гладкими гранями частиц, беспорядочно расположенными в поровом пространстве коллекторов. Частицы каолинита по существу играют роль мелкоалевритовых зерен. Его возникновение на месте более дисперсных и сорбционно-емких седиментационных глинистых минералов с упорядоченным расположением частиц в поровом пространстве приводит (даже при равном или несколько повышенном по отношению к первичному аллотигенному глинистому цементу содержании каолинита) к возрастанию проницаемости пород. Однако резкое повышение содержания эпигенетического каолинита в песчаниках с незначительным исходным содержанием седиментационного глинистого цемента может привести и к ухудшению первоначальных коллекторских свойств пород.

Количество и состав седиментационного глинистого цемента в песчано-алевритовых породах Западной Сибири варьировали в процессе их формирования в широких пределах. Изучение алевролитов и слабопроницаемых глинистых песчаников Трехозерного (продуктивный горизонт П) и Усть-Балыкского месторождений (пласты $БС_1$—$БС_6$) показывает, что количество глинистого цемента достигало 20—30%, а его состав был близок составу глинистых пород в пластах (глинистые прослои) и их покрышках (монтмориллонитовые образования, гидрослюды, хлорит). Это подтверждается также изучением песчаников с диагенетическим и ранним эпигенетическим карбонатным цементом, образование которого сделало породы практически непроницаемыми, прекратило в них доступ пластовых вод и позволило сохраниться седиментационным глинистым минералам почти без последующего изменения (табл. 16). Количество последних здесь достигает 20 — 24%, их состав близок к указанному для глинистых пород. Вместе с тем, в песчаниках с позднеэпигенетическим карбонатным цементом, как и в песчаниках с глинистым цементом такого же происхождения, основным минералом является эпигенетический каолинит. Содержание эпигенетического глинистого преимущественно каолинитового цемента в таких песчаниках обычно изменяется от 6—7 до 12—13%. Следовательно, в подобных случаях количество седиментационного глинистого цемента в песчаниках при его преобразовании в эпигенетический каолинит могло

уменьшиться в 2 раза и более. Малоподвижный алюминий при таком процессе расходовался на формирование более глиноземистого (по сравнению со слюдистыми минералами) каолинита, избыточный кремнезем поступал в раствор и затем, как указывалось, частично отлагался на минералах, например, в виде регенерационных каемок на кварце.

Хлорит в цементе коллекторов имеет разное происхождение, различные особенности состава, строения, и оказывает двоякое влияние на коллекторские свойства пород. Хорошо окристаллизованный с крупными (до 5 мк) частицами аутигенный хлорит (сорбционная емкость 10 — 40 мг-экв на 100 г вещества), развиваясь в поровом пространстве пород за счет сорбционно-емких и набухающих монтмориллонитовых (включая и смешанно-слойные) образований, увеличивает объем и сообщаемость их порового пространства. Образуясь в виде пленок и крустификационных оторочек на песчано-алевритовых зернах, он суживает сечение поровых каналов и снижает их проницаемость для флюидов. Аллотигенно-диагенетический хлорит обладает мелкими размерами (0,2 — 0,5 мк) и пластинчатой формой частиц; совместно с другими аллотигенными минералами в первичном цементе он также снижает проницаемость пород.

Подобным образом ведут себя и гидрослюды. Аллотигенные их разности в седиментационном цементе коллекторов имеют мелкие размеры (02 — 0,4 мк) и чаще изометрично-пластинчатую форму частиц, что способствует формированию упорядоченного по строению, менее проницаемого типа цемента. Гидрослюды, возникающие за счет гидрослюдизации монтмориллонитовых образований в цементе пород, характеризуются крупными (до нескольких микронов) размерами, удлиненными по форме частицами, которые, беспорядочно располагаясь в поровом пространстве, увеличивают сообщаемость последнего. Такой процесс приводит к заметному сокращению объема монтмориллонитового глинистого цемента (до полутора раз) и снижению сорбционных свойств (до 10 раз).

Важно отметить присутствие в цементе коллекторов нефтегазоносных отложений Западной Сибри смешанно-слойных монтмориллонитовых образований. Обменный комплекс этих образований представлен натрием, кальцием, меньше — магнием и калием (натрий преобладает над кальцием в 2 — 4 раза). Преобладание натрия в составе поглощенного комплекса глин отрицательно сказывается на фильтрационной способности пород (Морозов, 1946). Содержание набухающих слоев в рассматриваемых смешанно-слойных образованиях изменяется от 20 — 30 до 50 — 70%. В водной среде увеличение объема таких слоев при набухании (по сравнению с высушенным образцом) происходит примерно в 1,3 — 1,5 раза (в расчете на монтмориллонит), а при наличии органических жидкостей (этиленгликоль, глицерин) — почти в 2 раза. Подобное воздействие оказывает и нефть. Присутствие смешанно-слойных

образований в цементе пород приводит к резкому уменьшению их проницаемости и существенно ухудшает их коллекторские свойства.

Таким образом, изменение коллекторских свойств пород в процессе их эпигенеза имеет сложный характер. Одни факторы действуют в положительном, другие — в отрицательном направлениях. Преобразование, уплотнение обломочного скелета пород с погружением отложений ведет в целом к уменьшению и в конечном итоге, (в зоне метаморфизма) к ликвидации порового пространства пород. Однако на определенных этапах эпигенеза и при определенных условиях может происходить и улучшение коллекторских свойств пород. Это связано с процессами растворения и минералогического преобразования вещества пород. В Западной Сибири последние, как мы видим, особенно активно происходят в глинистом цементе проницаемых коллекторов, что объясняется свободным проникновением в них химически активной водной и газовой (углекислота) фаз, интенсивными реакциями разложения органического вещества и минеральной части пород. Высокое содержание (до 20% в настоящее время) органического вещества в юрских и меловых породах Западной Сибири обеспечивало при его разложении и большие количества органических и угольной кислот. Дополнительным источником последней служит ювенильный углекислый газ. Когда эпигенетические глинистые минералы в цементе коллекторов образуются и за счет аллотигенно-диагенетических, количество глинистого цемента в породах (на определенной стадии их изменения) иногда даже уменьшается, а объем и сообщаемость порового пространства увеличиваются. Этому способствуют указанные минералогические и геометрические особенности новообразованных минералов. В породах с большим содержанием глинистого материала и соответственно с изначально пониженной проницаемостью процессы вторичной каолинитизации, хлоритизации, гидрослюдизации в них будут играть меньшую роль и существенного влияния на коллекторские свойства пород не окажут.

Положительное влияние вторичных преобразований седиментационного глинистого цемента на коллекторские свойства пород, по-видимому, ограничивается сравнительно небольшим промежутком времени и охватывает лишь некоторый отрезок разреза. По мере уплотнения обломочного скелета породы и изоляции пор друг от друга эти процессы постепенно затухают и прекращаются. Вторичные преобразования в глинах происходят главным образом в стадии диагенеза и начального эпигенеза (катагенеза) отложений, до отжатия из глин основной массы седиментационной рыхлосвязанной воды. В песчаных породах они, естественно, охватывают больший промежуток времени и заканчиваются тем позже, чем более проницаемой является порода.

В северных, центральных и западных районах Западно-Сибирской низменности, как упоминалось, максимальное влияние эпигенеза глинистого цемента на коллекторские свойства пород сказыва-

уменьшиться в 2 раза и более. Малоподвижный алюминий при таком процессе расходовался на формирование более глиноземистого (по сравнению со слюдистыми минералами) каолинита, избыточный кремнезем поступал в раствор и затем, как указывалось, частично отлагался на минералах, например, в виде регенерационных каемок на кварце.

Хлорит в цементе коллекторов имеет разное происхождение, различные особенности состава, строения, и оказывает двоякое влияние на коллекторские свойства пород. Хорошо окристаллизованный с крупными (до 5 мк) частицами аутигенный хлорит (сорбционная емкость 10 — 40 мг-экв на 100 г вещества), развиваясь в поровом пространстве пород за счет сорбционно-емких и набухающих монтмориллонитовых (включая и смешанно-слойные) образований, увеличивает объем и сообщаемость их порового пространства. Образуясь в виде пленок и крустификационных оторочек на песчано-алевритовых зернах, он суживает сечение поровых каналов и снижает их проницаемость для флюидов. Аллотигенно-диагенетический хлорит обладает мелкими размерами (0,2 — 0,5 мк) и пластинчатой формой частиц; совместно с другими аллотигенными минералами в первичном цементе он также снижает проницаемость пород.

Подобным образом ведут себя и гидрослюды. Аллотигенные их разности в седиментационном цементе коллекторов имеют мелкие размеры (02 — 0,4 мк) и чаще изометрично-пластинчатую форму частиц, что способствует формированию упорядоченного по строению, менее проницаемого типа цемента. Гидрослюды, возникающие за счет гидрослюдизации монтмориллонитовых образований в цементе пород, характеризуются крупными (до нескольких микронов) размерами, удлиненными по форме частицами, которые, беспорядочно располагаясь в поровом пространстве, увеличивают сообщаемость последнего. Такой процесс приводит к заметному сокращению объема монтмориллонитового глинистого цемента (до полутора раз) и снижению сорбционных свойств (до 10 раз).

Важно отметить присутствие в цементе коллекторов нефтегазоносных отложений Западной Сибри смешанно-слойных монтмориллонитовых образований. Обменный комплекс этих образований представлен натрием, кальцием, меньше — магнием и калием (натрий преобладает над кальцием в 2 — 4 раза). Преобладание натрия в составе поглощенного комплекса глин отрицательно сказывается на фильтрационной способности пород (Морозов, 1946). Содержание набухающих слоев в рассматриваемых смешанно-слойных образованиях изменяется от 20 — 30 до 50 — 70%. В водной среде увеличение объема таких слоев при набухании (по сравнению с высушенным образцом) происходит примерно в 1,3 — 1,5 раза (в расчете на монтмориллонит), а при наличии органических жидкостей (этиленгликоль, глицерин) — почти в 2 раза. Подобное воздействие оказывает и нефть. Присутствие смешанно-слойных

образований в цементе пород приводит к резкому уменьшению их проницаемости и существенно ухудшает их коллекторские свойства.

Таким образом, изменение коллекторских свойств пород в процессе их эпигенеза имеет сложный характер. Одни факторы действуют в положительном, другие — в отрицательном направлениях. Преобразование, уплотнение обломочного скелета пород с погружением отложений ведет в целом к уменьшению и в конечном итоге, (в зоне метаморфизма) к ликвидации порового пространства пород. Однако на определенных этапах эпигенеза и при определенных условиях может происходить и улучшение коллекторских свойств пород. Это связано с процессами растворения и минералогического преобразования вещества пород. В Западной Сибири последние, как мы видим, особенно активно происходят в глинистом цементе проницаемых коллекторов, что объясняется свободным проникновением в них химически активной водной и газовой (углекислота) фаз, интенсивными реакциями разложения органического вещества и минеральной части пород. Высокое содержание (до 20% в настоящее время) органического вещества в юрских и меловых породах Западной Сибири обеспечивало при его разложении и большие количества органических и угольной кислот. Дополнительным источником последней служит ювенильный углекислый газ. Когда эпигенетические глинистые минералы в цементе коллекторов образуются и за счет аллотигенно-диагенетических, количество глинистого цемента в породах (на определенной стадии их изменения) иногда даже уменьшается, а объем и сообщаемость порового пространства увеличиваются. Этому способствуют указанные минералогические и геометрические особенности новообразованных минералов. В породах с большим содержанием глинистого материала и соответственно с изначально пониженной проницаемостью процессы вторичной каолинитизации, хлоритизации, гидрослюдизации в них будут играть меньшую роль и существенного влияния на коллекторские свойства пород не окажут.

Положительное влияние вторичных преобразований седиментационного глинистого цемента на коллекторские свойства пород, по-видимому, ограничивается сравнительно небольшим промежутком времени и охватывает лишь некоторый отрезок разреза. По мере уплотнения обломочного скелета породы и изоляции пор друг от друга эти процессы постепенно затухают и прекращаются. Вторичные преобразования в глинах происходят главным образом в стадии диагенеза и начального эпигенеза (катагенеза) отложений, до отжатия из глин основной массы седиментационной рыхлосвязанной воды. В песчаных породах они, естественно, охватывают больший промежуток времени и заканчиваются тем позже, чем более проницаемой является порода.

В северных, центральных и западных районах Западно-Сибирской низменности, как упоминалось, максимальное влияние эпигенеза глинистого цемента на коллекторские свойства пород сказыва-

ется в интервале глубин 1000—2500 м. В этом интервале проницаемость и особенно пористость пород, несмотря на столь большую разницу в глубинах залегания, существенно не меняются. Отрицательному влиянию на пористость и проницаемость коллекторов уплотнения обломочного скелета пород в определенной мере противостояло эпигенетическое преобразование их глинистого цемента. Ведущую роль здесь играли процессы глеевой каолинитизации (в понимании А. И. Перельмана, 1968). Важно подчеркнуть, что на упомянутых глубинах находятся основные в Западной Сибири нефтегазоносные горизонты. Здесь же концентрируется и основная масса новообразований (кварц, альбит, титанистые, глинистые и другие минералы). Эти минералы, хотя и несколько уменьшают объем порового пространства пород, но скрепляют зерна между собой и создают, таким образом, более прочный обломочный каркас, способный противостоять влиянию гравитационного давления, существующего на этих глубинах. С погружением пород на глубины свыше 2400 — 2800 м, по всей вероятности, фактор давления превосходит пределы устойчивости каркаса коллекторов и последний подвергается дальнейшему уплотнению, что приводит в конечном итоге к практически полной потере порового пространства.

Сохранность хороших коллекторов в указанном интервале глубин разреза Западно-Сибирской низменности не объясняется только указанными преобразованиями песчано-алевритового и глинистого материала. На большинстве изученных нефтегазоносных площадей обращают на себя внимание различия в минералогии глинистого цемента водонасыщенных и нефтенасыщенных коллекторов. Для первых, как отмечалось, характерен эпигенетический каолинит совершенной структуры и морфологии, у вторых степень совершенства структуры и морфологии каолинита понижается. Подобные различия отмечаются и для других минералов (эпигенетический хлорит, гидрослюды, модификации ІМ, возникшие за счет эпигенетической гидрослюдизации монтмориллонита и смешанно-слойных образований с его фрагментом и др.). То же самое наблюдается и в отношении новообразованных минералов титана, регенерированных зерен кварца, пелитизированных обломков полевых шпатов, измененных пластинок биотита и т. д., которые более развиты в водонасыщенных и менее — в нефтенасыщенных породах. Это, как отмечалось, объясняется тем, что с приходом в пласты на место химически активной водной фазы инертной нефти, электролитические по своему существу процессы аутигенного минералообразования в них прекращаются, в водоносных же породах они продолжаются. Такие различия позволяют определить время и длительность формирования нефтяных и газовых залежей (Прозорович, 1968; Ушатинский, Цепелев, 1969 и др.).

В пределах одних и тех же пластов песчаники и алевролиты, залегающие за контуром нефтеносности, в водной среде, претерпевают (по сравнению с нефтенасыщенными породами) более значи-

тельные процессы уплотнения и аутигенной цементации, в результате чего их пористость и особенно проницаемость резко ухудшаются. Так, в пластах $БС_1$ и $БС_{2-3}$ Западно-Сургутского месторождения средние значения логарифмов проницаемости (распределение проницаемости в терригенных коллекторах подчиняется логнормальному закону) и среднеарифметические значения открытой пористости для водоносных и нефтеносных песчаников и алевролитов составляют соответственно 1,071, 22,5% и 2,445, 23,5%. Подобная, но часто еще более контрастная картина наблюдается и в других нефтегазоносных районах СССР (Зарипов, 1968).

Таким образом, в Шаимском районе все изученные породы продуктивного горизонта испытали воздействие вторичных процессов. По степени проявления эпигенетических процессов в цементе пород их основные типы располагаются в нижеприводимой последовательности: глинистые алевролиты — песчаники с ранним диагенетическим карбонатным цементом — песчаники мелкозернистые с позднедиагенетическим карбонатным цементом — песчаники нефтенасыщенные с эпигенетическим глинистым цементом. В этом же направлении уменьшается дисперсность и увеличивается проницаемость пород. Минеральный состав цемента пород в соответствии с указанной последовательностью характеризуется следующим стадиальным рядом: смешанно-слойные образования (глауконит, фосфат, карбонаты раннедиагенетические) — гидрослюда, хлорит (карбонаты позднедиагенетические — раннеэпигенетические) — каолинит совершенной структуры (карбонаты позднеэпигенетические). Приведенный ряд показывает, что среда периодически изменялась от слабощелочной до слабокислой.

Определяющим минералом цемента нефтенасыщенных пород является каолинит совершенной и менее совершенной структуры. Внедрение нефти в пласт произошло после завершения каолинитовой стадии эпигенетических преобразований глинистого цемента коллекторов и до существенного развития кальцита последней генерации. Образование этих минералов соответствует наиболее поздним (из рассмотренных) стадиям эпигенеза. Отсюда процесс поступления нефти в Шаимском районе, как и в Сургутском (Ушатинский, Цепелев, 1969), надо считать сравнительно коротким и молодым (неоген).

Степень вторичных изменений пропорциональна проницаемости пород. Основным фактором изменения служили пластовые воды, обогащавшиеся ювенильным подтоком углекислоты. Химизм процесса определялся гидролизом, первостепенное значение имели состав взаимодействующих фаз, pH среды и температура, давление не играло существенной роли. Наличие фосфатного и карбонатного материала, закупоривающего поровое пространство пород, препятствует процессу вторичных изменений вещества. В породах с диагенетическим карбонатным цементом степень вторичного преобразования глинистых минералов значительно меньше, чем с эпигене-

тическим. Начало развития поздней генерации последнего близко к времени поступления нефти, но предшествует ему. Вторичные процессы резко замедляются при заполнении коллектора нефтью. Подобное же действие оказывает карбонатизация и фосфатизация.

Развитие вторичных процессов и коллекторские свойства пород связаны с тектоническими движениями. Их относительное время, интенсивность отражаются разными генерациями и качеством карбонатного материала. Они оказывали существенное влияние на физико-химические условия среды. С одной стороны образование трещиноватости способствовало улучшению проницаемости и усилению вторичных изменений пород; с другой — создание обособленных более замкнутых физико-химических систем приводило, в частности, к выпадению карбонатов, фосфатов и ухудшению проницаемости коллекторов.

Преобразование в цементе коллекторов тонкодисперсных глинистых минералов (смешанно-слойные образования, гидрослюда, хлорит) в каолинит улучшает их проницаемость. На Усть-Балыкском месторождении стадия глеевой каолинитизации в породах не достигла своего полного завершения, но протекала сравнительно равномерно во всех продуктивных пластах, что способствовало приблизительно одинаковому улучшению их коллекторских свойств. В Шаимском районе каолинитизация протекала неравномерно. На отдельных участках она достигла своего завершения, на других — была приостановлена активным процессом карбонатизации пород, вызванного здесь физико-химическими особенностями среды (состав вод, приток углекислоты). Это существенно предопределило различие коллекторских свойств отдельных участков площади и отсюда сложный характер локализации нефти в продуктивном пласте. Созданные карбонатизацией, непроницаемые по горизонтали и вертикали барьеры вызвали нарушение гидродинамического режима пластов и обусловили трудности промышленной эксплуатации залежей нефти.

И. Н. УШАТИНСКИЙ

МИНЕРАЛОГИЯ И ЭКРАНИРУЮЩИЕ СВОЙСТВА ГЛИНИСТЫХ ПОКРЫШЕК НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ШАИМСКОГО И КРАСНОЛЕНИНСКОГО НЕФТЕНОСНЫХ РАЙОНОВ

В Шаимском районе в настоящее время добывается около 5 млн. т нефти. Этим определяется здесь актуальность исследований экранирующих свойств глинистых покрышек нефтяных залежей, помогающих выявить условия их формирования и тем самым определить дальнейшие перспективы нефтеносности районов.

Основные запасы нефти в Шаимском районе (Трехозерная, Тетеревская, Мулымьинская, Мортымьинская и другие площади) приурочены к верхнеюрским (келловей, оксфорд, кимеридж) прибрежно-морским отложениям (вогулкинская толща, продуктивный горизонт «П»). Мощность толщи колеблется в пределах 0—38 м. Нефтенасыщенными являются преимущественно мелкозернистые песчаники с глинистым поровым цементом, главным минералом которого служит эпигенетический каолинит совершенной морфологии и структуры. На далеких крыльях структур песчаники вогулкинской толщи замещаются одновозрастными морскими глинами. Нефтеносные отложения непосредственно перекрываются на западе глинистыми породами волжского яруса, а на востоке — глинами абалакской (келловей, оксфорд, кемеридж) свиты, мощность этих глин изменяется от 2 до 35 м. Выше (с запада на восток) залегают темные (часто битуминозные) дисперсные, иногда листоватые глины верхнешаимской (берриас — низы готерива) подсвиты (на крайнем западе песчано-алевритовые глины харосоимской свиты), тутлеймской, баженовской (волжский ярус — берриас) свит. Все они перекрываются тонкоотмученными глинами улансынской (готерив), алясовской (валанжин-готерив) свит, а последние — отложениями леушинской свиты. Общая мощность всех типов глинистых пород над залежами нефти и газа составляет 200 — 400 м. Глубина залегания залежей — 1400 — 1800 м, пластовая температура — 75 — 90°С. Несмотря на значительную мощность перекрывающих залежи глинистых пород, месторождения нефти и газа

в этом районе не относятся к разряду крупных. Рассмотрим основные факторы, контролирующие экранирующие свойства пород, и описанные глины с точки зрения их экранирующей способности по отношению к нефтяным углеводородам.

Исследование минералогии и экранирующей способности глинистых пород проводилось комплексом методов. Применялись рентгеноструктурный, электронографический, термографический, электронномикроскопический анализы, выполнялись определения сорбционных свойств и проницаемости глин, изучались петрографические шлифы, использовались каротажные диаграммы и т. д. Всего было изучено около 150 образцов пород.

Экранирующие свойства глинистых покрышек над залежами нефти и газа зависят в первую очередь, как считают многие исследователи, от их мощности. Для Западно-Сибирской низменности Г. П. Сверчковым (Наливкин, Черников, 1967) составлены графики зависимости мощности покрышки от высоты залежей нефти и газа с подразделением покрышек на надежные и ненадежные. Минимальная мощность достоверно-надежной покрышки (по Г. П. Сверчкову) для газовых месторождений Западно-Сибирской низменности принимается равной примерно 120 м, а для нефтяных — 140 м, причем залежи с меньшими высотами перекрываются более мощными покрышками и наоборот. Так, газовые залежи с высотой около 5 м имеют покрышку мощностью и 480, и 110 м, соответственно при высоте залежей 70 м мощности покрышек изменяются от 120 до 520 м и т. д. Однако, эти выводы являются ошибочными и не увязываются с фактическим материалом. Нами более чем по 300 залежам в Западно-Сибирской низменности изучены зависимости между высотой залежи и мощностью глинистой покрышки над ней. Данные по соотношению этих параметров для всех месторождений в целом по мезо-кайнозойскому осадочному чехлу Западно-Сибирской плиты и по отдельным стратиграфическим комплексам, а также для многозалежных месторождений в целом по чехлу и по отдельным стратиграфическим интервалам показывают, что значимых зависимостей между высотой залежей и мощностью покрышки практически нет (рис. 12). Это связано в Западной Сибири с особенностями строения и состава залежей нефти и газа и экранирующих их глинистых пород.

Тезис об обязательном увеличении мощности покрышки с возрастанием высоты залежи, основан на необходимости компенсации избыточных (по сравнению с гидростатическими) давлений, возникающих в залежах за счет разницы удельных весов углеводородов и подпирающих их пластовых вод. Избыточное давление определяется по формуле:

$$P = (\Upsilon_1 - \Upsilon_2)h$$

где

P — избыточное давление,

γ_1, γ_2 — соответственно удельный вес воды, нефти (или газа) в пластовых условиях,

h — высота залежи.

Удельный вес пластовой воды в Западно-Сибирской низменности

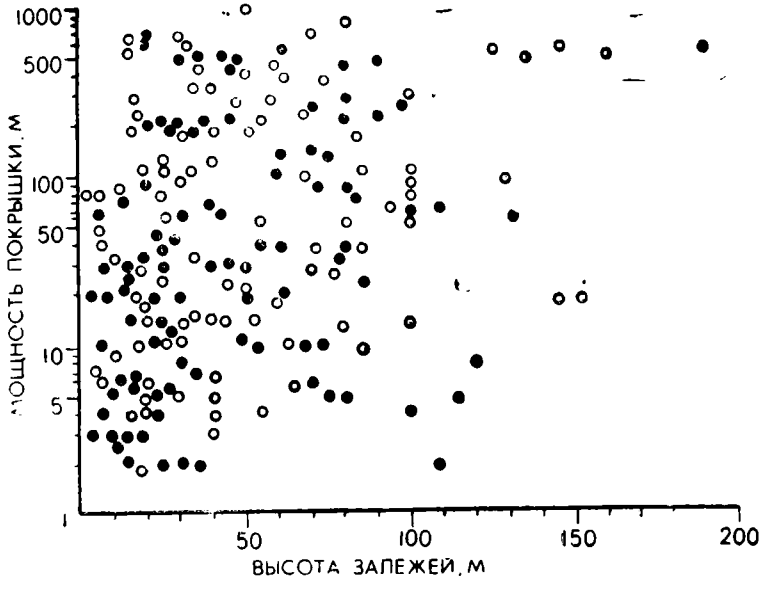


Рис. 12. Соотношения мощностей покрышек и высот залежей нефти (черные точки) **и газа** (кружки) **в месторождениях Западной Сибири** (по И. И. Нестерову).

близок к I, нефти — колеблется в пределах 0,8—0,9, в среднем 0.86 г/см³. Удельный вес газа в среднем равен 0,56 по воздуху. В пластовых условиях (давление порядка 100 атм) удельный вес воздуха составляет приближенно 0,13 г/см³, отсюда удельный вес газа — 0,07 г/см³. Подставляя указанные цифры в формулу, получаем, что избыточное давление в нефтяных залежах высотой до 100 м. составляет не более 1,5 атм, а в газовых — не более 20 атм. При высоте залежей 200 м эти цифры соответственно увеличиваются в два раза.

Эти расчеты показывают, что и теоретически в конкретных условиях Западной Сибири зависимости между высотой залежи и мощностью покрышек не должно быть. В связи с этим, большое значение приобретают исследования покрышек с позиций выявления параметров, определяющих экранирующие свойства глинистых пород для залежей углеводородов.

Как показано, мощность покрышки над залежами нефти и газа в Западной Сибири не является решающей при анализе условий их формирования и сохранности. Мы считаем, что экранирую-

щие свойства глинистых покрышек нефтяных и газовых залежей, определяются литологическими и физико-химическими факторами. Первые учитывают литологические состав и строение покрышек, их распространение, выдержанность по разрезу и в плане, фациальные условия образования пород; вторые — состав, строение и свойства глинистых пород (минералогия, обменный комплекс, размеры, форма, ориентация, упаковка, гидрофильность глинистых частиц, величина пор, пластичность, способность к трещиноватости и другие). В конечном итоге действие указанных факторов выражается через проницаемость, т. е. способность покрышки удержать в течение того или иного отрезка времени жидкие или газообразные углеводороды при определенных термодинамических условиях.

В Шаимском и Красноленинском районах Западно-Сибирской низменности толща глин улансынской свиты имеет однородное литологическое строение и регионально выдержанное распространение при мощности 70 — 150 м. С этой стороны экранирующая способность толщи сомнений не вызывает. По гранулометрическому составу толща слагается глинистыми минералами с размером частиц менее 0,01 и менее 0,001 мм, примесь алевритового материала составляет единицы процентов. При таких условиях определяющее значение приобретают минеральный состав и физико-химические особенности глин.

Основными минералами глин по результатам рентгеноструктурных, электронографических, электронно-микроскопических, термических анализов, являются смешанно-слойные образования ряда гидрослюда-монтмориллонит, диоктаэдрическая гидрослюда, в качестве второстепенных минералов или примеси присутствуют каолинит, монтмориллонит, хлорит (табл. 18).

Смешанно-слойные образования представлены трехкомпонентной системой: гидрослюда Na — монтмориллонит, Ca — монтмориллонит (10/12/15). Число набухающих слоев варьирует от 10 — 30 до 50 — 70%. Натриевый компонент преобладает над кальциевым приблизительно в соотношении 2,5:1. При прокаливании в течение часа до 500°С подавляющее число набухающих слоев сжимается до 9,9 — 10 Å, незначительное количество до 13 — 14 Å. Последнее обстоятельство указывает на присутствие в их составе хлоритовых слоев. Смешанно-слойные минералы — весьма тонкодисперсные образования обычно неопределенной формы с величиной частиц порядка 0,1 — 0,2 микрона, происхождение их главным образом аллотигенное. Гидрослюда диоктаэдрическая, большей частью относится к модификации $2M_1$, элементарная ячейка характеризуется следующими параметрами: $a = 5{,}18—5{,}20$; $в = 8{,}97—8{,}99$; $c = 20 — 20{,}05$ Å; $\alpha = 95°15'$; $\beta = \Upsilon = 90°$. Форма частиц гидрослюды изометричная и удлиненная, их размеры — 0,5—1 микрон, генезис — главным образом аллотигенный, частью эпигенетический (модификация 1М). Каолинит надежно устанавливается рентгеновским методом по базальным рефлексам первого и второго поряд-

Таблица 18

Минеральный состав и генезис глинистого материала пород-покрышек нефтяных залежей Шаимского и Красноленинского районов Западно-Сибирской низменности

Свиты, породы	Основные минералы	Второстепенные минералы	Минералы-примеси	Генезис минералов
Улансынская, алясовская свиты, глины тонкоотмученные и алевритистые	CO_{1-3}; Г	Х; ($К_1$)	$К_1$; М; (Х); Гл.	А; [Д-Э]
Верхнешаимская подсвита, тутлеймская, баженовская свиты, глины дисперсные, битуминозные	Г; (CO_{2-3}; Х)	Х; CO_{2-3}; ($К_1$; М)	$К_1$; М; Гл.; (Х)	А; [Д-Э]
Глины алевритовые низов волжского яруса (нижне-шаимская подсвита)	Г; $К_1$; ($К'_2$)	Г; CO_{2-3}; $К'_2$)	Х; М; Гл; CO_{2-3}; $К_2$	А; [Э—Д]
Глины дисперсные абалакской свиты	Г; (CO_{2-3})	$К_1$; (М; Гл.)	М; Гл; Х	А; [Д—Э]

Примечание к табл. 18. Г—гидрослюда диоктаэдрическая (модификация $2М_1$); Гл—глауконит, селадонит; $К_1$—каолинит несовершенной структуры (преимущественно аллотигенный); $К_2$, $К'_2$—каолиниты совершенной и менее совершенной структуры (преимущественно эпигенетические); М—монтмориллонит; Х—хлоритовые, септехлоритовые минералы; CO_1, CO_2, CO_3 — смешанно-слойные образования преимущественно ряда гидрослюда-монтмориллонит с высоким (60—80%), средним (40—60%) и низким (20—40%) числом набухающих слоев. Круглые скобки указывают на значительные колебания в содержаниях минералов (минералы могут присутствовать в разных группах). Генезис: А—аллотигенный, Д—диагенетический, Э—эпигенетический; в квадратных скобках подчиненное или частичное происхождение минералов.

ков с межплоскостными расстояниями 7,14 и 3,57 А. Каолинит в глинистых породах покрышек преимущественно аллотигенный, размеры частиц — порядка микрона. Форма — округленная шестиугольная, частицы нередко обломаны по краям. Хлорит в изученных образцах обычно присутствует в виде примеси и в большинстве случаев совместно с каолинитом. В силу этих причин и дисперсности его частиц (0,3 — 0.5 мк) выявление минерала на дифрактограммах вызывает некоторые затруднения; электронографические данные подтверждают его присутствие. Хлорит преимущественно железистый и железисто-магнезиальный. Происхождение минерала аллотигенное, частью — диагенетическое. Количество примеси монтмориллонита непостоянно. При увеличении его содержания сравнительно надежно устанавливается в исходных образцах по отражениям в области 12,5 и 15 Å, а при насыщении образца этиленгликолем — в области 17 А; преобладает натриевый монтмориллонит (межплоскостное расстояние первого базального рефлекса минерала составляет в воздушносухом состоянии 12,4 — 12,5 Å).

Таким образом, в изучаемых глинах размеры частиц, слагающих их аллотигенных и диагенетических минералов, составляют обычно десятые доли микрона, частицы имеют пластинчатую иногда удлиненную, а чаще неопределенную форму с нечеткими ограничениями. Они располагаются в пространстве преимущественно параллельно слоистости пород, создавая равномерную сравнительно однородную упаковку, что существенно улучшает экранирующие свойства пород.

С дисперсностью частиц глинистых минералов связаны высокие сорбционные свойства глин, их способность поглощать те или иные катионы. Чем выше дисперсность и емкость поглощения глины, тем более она способна к набуханию и тем менее проницаема. Наименьшей сорбционной способностью (Грим, 1967) отличается каолинит (3—10 мг-экв на 100 г. вещества), затем следуют хлорит (10—40), гидрослюды (20—40), монтмориллонит (80—150 мг-экв). Важное значение имеет не только емкость поглощения, но и состав поглощенных катионов. Глины, насыщенные натрием (Морозов, 1946), по сравнению с кальциевыми, обладают большей набухаемостью, пластичностью, минимальными капиллярным подъемом воды и фильтрационной способностью. Изучение образцов почвы (Шаврыгин, 1936) показало, что при содержании в составе поглощенного комплекса 2 мг-экв обменного натрия (при емкости поглощения 50 мг-экв на 100 г вещества) капиллярный подъем воды и фильтрационная способность замедляются в 2 раза (по сравнению с почвой, насыщенной кальцием) при содержании натрия 4 мг-экв — соответственно в 8 и 3 раза, при 7 мг-экв — в 11 и 5 раз. С этой точки зрения минеральный состав глин улансынской свиты оказывается благоприятным для их экранирующих свойств в пределах всего Шаимского и Красноленинского районов.

При этом особо важную роль выполняют преобладающие в составе глин улансынской свиты смешанно-слойные образования с монтмориллонитовыми слоями. Обменный комплекс этих образований представлен натрием, кальцием, меньше — магнием и калием, натрий преобладает над кальцием в 1,5 — 2,5 раза. Содержание обменного натрия в глинах изменяется от 1,5 до 7,4 мг-экв на 100 гр породы, кальция — от 2 до 5 мг-экв.

Из приведенных выше данных ясно, что преобладание натрия в составе поглощенного комплекса глин отрицательно сказывается на фильтрационной способности пород. Содержание набухающих слоев в рассматриваемых смешанно-слойных образованиях, как указывалось, изменяется от 20—30 до 50—60%. В водной среде увеличение объема таких слоев при набухании (по сравнению с высушенным образцом) происходит примерно в 1.3 — 1,5 раза (в расчете на монтмориллонит), а при наличии органических жидкостей (этиленгликоль, глицерин) —почти в 2 раза. Подобное воздействие оказывает и нефть.

Ряд исследователей (Taylor, 1928 ;Филиппов, 1964) считает, что необходимым условием надежности глинистых перекрытий нефтяных или газовых залежей является резкое преобладание в глинах обменного натрия над кальцием. Изучение глинистых покрышек нефтяных залежей Шаимского района и других, в том числе и крупнейших месторождений нефти и газа Западной Сибири, а также других регионов СССР (Шабаева, Чулкова. 1966) показывает, что присутствие относительно небольших количеств обменного натрия уже существенно снижает фильтрационные свойства пород. Поэтому и в тех случаях, когда обменный натрий в глинах резко не превалирует над кальцием или даже содержится по сравнению с ним в несколько меньшем количестве, надежность глинистой покрышки по этому признаку не может считаться отрицательной.

Проницаемость глин улансынской свиты соответствует их минеральному составу и физико-химическим особенностям. По данным С. И. Шишигина (1968) однородные по составу и физико-химическим особенностям образцы таких глин имеют проницаемость менее 0,001 мд (или последняя в лабораторных условиях не регистрируется).

По классификации А. А. Ханина (1968) глины улансынской свиты можно отнести к покрышкам группы А или к покрышкам I — II классов по нашей классификации (табл. 19). При доминирующей роли смешанно-слойных образований ряда гидрослюда-монтмориллонит с размерами частиц 0,1 — 0,2 мк величина пор в этих глинах, вычисленная на основе формулы И. И. Нестерова (1969), составляет 10 — 20 А (глубины 1500—1600 м). Эти размеры пор лишь в несколько раз превышают кинематический диаметр молекулы метана (не говоря уже о более сложных углеводородах) и намного меньше длины ее свободного пробега. Между тем, В. А. Соколов (1956, 1965) указывает, что диффузия газов затруд-

ков с межплоскостными расстояниями 7,14 и 3,57 А. Каолинит в глинистых породах покрышек преимущественно аллотигенный, размеры частиц — порядка микрона. Форма — округленная шестиугольная, частицы нередко обломаны по краям. Хлорит в изученных образцах обычно присутствует в виде примеси и в большинстве случаев совместно с каолинитом. В силу этих причин и дисперсности его частиц (0,3 — 0.5 мк) выявление минерала на дифрактограммах вызывает некоторые затруднения; электронографические данные подтверждают его присутствие. Хлорит преимущественно железистый и железисто-магнезиальный. Происхождение минерала аллотигенное, частью — диагенетическое. Количество примеси монтмориллонита непостоянно. При увеличении его содержания сравнительно надежно устанавливается в исходных образцах по отражениям в области 12,5 и 15 Å, а при насыщении образца этиленгликолем — в области 17 А; преобладает натриевый монтмориллонит (межплоскостное расстояние первого базального рефлекса минерала составляет в воздушносухом состоянии 12,4 — 12,5 Å).

Таким образом, в изучаемых глинах размеры частиц, слагающих их аллотигенных и диагенетических минералов, составляют обычно десятые доли микрона, частицы имеют пластинчатую иногда удлиненную, а чаще неопределенную форму с нечеткими ограничениями. Они располагаются в пространстве преимущественно параллельно слоистости пород, создавая равномерную сравнительно однородную упаковку, что существенно улучшает экранирующие свойства пород.

С дисперсностью частиц глинистых минералов связаны высокие сорбционные свойства глин, их способность поглощать те или иные катионы. Чем выше дисперсность и емкость поглощения глины, тем более она способна к набуханию и тем менее проницаема. Наименьшей сорбционной способностью (Грим, 1967) отличается каолинит (3—10 мг-экв на 100 г. вещества), затем следуют хлорит (10—40), гидрослюды (20—40), монтмориллонит (80—150 мг-экв). Важное значение имеет не только емкость поглощения, но и состав поглощенных катионов. Глины, насыщенные натрием (Морозов, 1946), по сравнению с кальциевыми, обладают большей набухаемостью, пластичностью, минимальными капиллярным подъемом воды и фильтрационной способностью. Изучение образцов почвы (Шаврыгин, 1936) показало, что при содержании в составе поглощенного комплекса 2 мг-экв обменного натрия (при емкости поглощения 50 мг-экв на 100 г вещества) капиллярный подъем воды и фильтрационная способность замедляются в 2 раза (по сравнению с почвой, насыщенной кальцием) при содержании натрия 4 мг-экв — соответственно в 8 и 3 раза, при 7 мг-экв — в 11 и 5 раз. С этой точки зрения минеральный состав глин улансынской свиты оказывается благоприятным для их экранирующих свойств в пределах всего Шаимского и Красноленинского районов.

При этом особо важную роль выполняют преобладающие в составе глин улансынской свиты смешанно-слойные образования с монтмориллонитовыми слоями. Обменный комплекс этих образований представлен натрием, кальцием, меньше — магнием и калием, натрий преобладает над кальцием в 1,5 — 2.5 раза. Содержание обменного натрия в глинах изменяется от 1,5 до 7,4 мг-экв на 100 гр породы, кальция — от 2 до 5 мг-экв.

Из приведенных выше данных ясно, что преобладание натрия в составе поглощенного комплекса глин отрицательно сказывается на фильтрационной способности пород. Содержание набухающих слоев в рассматриваемых смешанно-слойных образованиях, как указывалось, изменяется от 20—30 до 50—60%. В водной среде увеличение объема таких слоев при набухании (по сравнению с высушенным образцом) происходит примерно в 1.3 — 1,5 раза (в расчете на монтмориллонит), а при наличии органических жидкостей (этиленгликоль, глицерин) —почти в 2 раза. Подобное воздействие оказывает и нефть.

Ряд исследователей (Taylor, 1928 ;Филиппов, 1964) считает, что необходимым условием надежности глинистых перекрытий нефтяных или газовых залежей является резкое преобладание в глинах обменного натрия над кальцием. Изучение глинистых покрышек нефтяных залежей Шаимского района и других, в том числе и крупнейших месторождений нефти и газа Западной Сибири, а также других регионов СССР (Шабаева, Чулкова. 1966) показывает, что присутствие относительно небольших количеств обменного натрия уже существенно снижает фильтрационные свойства пород. Поэтому и в тех случаях, когда обменный натрий в глинах резко не превалирует над кальцием или даже содержится по сравнению с ним в несколько меньшем количестве, надежность глинистой покрышки по этому признаку не может считаться отрицательной.

Проницаемость глин улансынской свиты соответствует их минеральному составу и физико-химическим особенностям. По данным С. И. Шишигина (1968) однородные по составу и физико-химическим особенностям образцы таких глин имеют проницаемость менее 0,001 мд (или последняя в лабораторных условиях не регистрируется).

По классификации А. А. Ханина (1968) глины улансынской свиты можно отнести к покрышкам группы А или к покрышкам I — II классов по нашей классификации (табл. 19). При доминирующей роли смешанно-слойных образований ряда гидрослюда-монтмориллонит с размерами частиц 0,1 — 0,2 мк величина пор в этих глинах, вычисленная на основе формулы И. И. Нестерова (1969), составляет 10 — 20 А (глубины 1500—1600 м). Эти размеры пор лишь в несколько раз превышают кинематический диаметр молекулы метана (не говоря уже о более сложных углеводородах) и намного меньше длины ее свободного пробега. Между тем, В. А. Соколов (1956, 1965) указывает, что диффузия газов затруд-

Основные параметры экранирующих свойств и классы Западно-Сибирской

Классы	Группы	Типы пород	Диаметр пор в глинах, см	Экспериментальная воздухопроницаемость образцов, мд
1	—	Глина высокодисперсная	$6 \cdot 10^{-8}$—$6 \cdot 10^{-7}$	—
II	А	Глина тонкодисперсная	$6 \cdot 10^{-7}$—10^{-6}	$<10^{-6}$
III	В	Глина крупнодисперсная, алевритистая	$2 \cdot 10^{-6}$—$5 \cdot 10^{-6}$	10^{-5}
IV	С	Глина алевритовая	$1 \cdot 10^{-5}$—$3 \cdot 10^{-5}$	10^{-4}
V	Д	Глина песчано-алевритовая (алевролит глинистый)	$4 \cdot 10^{-5}$—$2 \cdot 10^{-4}$	10^{-3}
VI	Е	Глина песчанистая (алевролит глинистый)	$3 \cdot 10^{-4}$—10^{-3}	10^{-2}
VII	F	Глина песчаная (алевролит)	$>10^{-3}$	$>10^{-1}$

Примечание к табл. 19. Данные в колонках 2, 5, 6 приведены по

Таблица 19

глинистых пород-покрышек низменности

Давление порыва газа через смоченный керосином образец, атм	Порядок величины суммарного коэффициента диффузии, см²/сек.	Проницаемость для газа в пластовых условиях	Проницаемость для нефти в пластовых условиях
—	10^{-10}—10^{-9}	Непроницаема	непроницаема
>120	10^{-9}—10^{-10}	»	»
≈80	10^{-6}—10^{-7}	диффузионно-слабопроницаема	»
55	10^{-7}—10^{-6}	диффузионно-проницаема	»
30	10^{-6}—10^{-5}	диффузионно-проницаема, фильтрационно-слабопроницаема	диффузионно-слабопроницаема
<5	>10^{-5}	фильтрационно-проницаема	фильтрационно-проницаема
<0,01	>10^{-5}	»	»

А. А. Ханину (1968).

нительна уже при величине пор, приближающейся к длине свободного пробега газовых молекул (примерно 10^{-5} см).

При таких условиях пространства между минеральными частицами заполнены связанной водой, окружающей каждую глинистую частицу оболочкой толщиной в десятки и сотни молекулярных слоев воды. Диффузия газов сквозь эту оболочку затруднительна в силу ее особых физических свойств (Грим, 1967; Котяхов, 1956; Ромм, 1966; Соколов, 1956, 1965; Ханин, 1965, 1969 и др.). Подвижность жидких углеводородов, растворимость в воде намного меньше, чем газообразных, поэтому говорить об их диффузии в этих условиях не приходится. Если сквозь рассматриваемые глины затруднена диффузия углеводородов, то тем более это относится к возможности их фильтрации. Последняя будет затруднена и в алевритистых глинах (покрышки III — IV классов, табл. 19) с размером пор до 0,1 — 0,5 мк в силу аномальных свойств воды в этих порах. То же самое относится и к трещинам, раскрытость, которых не превышает 0,15 мк (Ромм, 1966).

Близкую к вышеприведенной для глин улансынской свиты имеют литолого-минералогическую характеристику тонкоотмученные глины верхнешаимской подсвиты, тутлеймской и баженовской свит. Однако, присутствие среди них разновидностей глин с листоватым строением, по данным ряда исследователей (Филиппов, 1964; Ясович, 1969), повышает их проницаемость и соотвественно снижает экранирующие свойства.

Перекрывающие продуктивные отложения вогулкинской толщи глины волжского яруса в нижней части содержат прослои конгломератов, они обогащены песчано-алевритовым материалом (до 18% и более), выше по разрезу его количество понижается. Алевритовый материал присутствует и в виде маломощных (до нескольких миллиметров) прослойков и линзочек. Наряду с ними в глинах встречаются отдельные гальки кварцитов, пиритизированные ядра аммонитов, фосфатизированные скопления обломков ихтиофауны. Под микроскопом глины обнаруживают алевро-пелитовую структуру, среди основной глинистой массы отмечаются угловатые или слабообкатанные зерна кварца, полевых шпатов, кальцита, глауконита, листочки слюд, обугливающиеся растительные остатки. Основную роль в минеральном составе рассматриваемых глин играет каолинит, меньшую — смешанно-слойные образования ряда гидрослюда-монтмориллонит, гидрослюды; хлорит, монтмориллонит являются примесью. Совместно с пелитоморфным аллотигенным каолинитом здесь, особенно среди алевритовых участков, развит более крупночешуйчатый эпигенетический каолинит. Количество гидрослюдисто-монтмориллонитовых смешанно-слойных образований и набухающих слоев в них в таких участках существенно понижается, а общее содержание каолинита — увеличивается. Содержание обменного натрия в глинах изменяется от 0,57 до 4,5 мг-экв на 100 г породы, кальция — от 2,0 до 5,5 мг-экв, среднее отношение натрия и кальция не превышает 1,5.

Описываемые глины в различной степени обогащены известковым (главным образом кальцит) материалом, содержание последнего изменяется от нескольких до 15%. Важно отметить, что в тех случаях, где глины обогащены карбонатным и песчано-алевритовым материалом, развиты зеркала скольжения и трещиноватость. Ухудшая пластичность глин, примесь карбонатного и алевритового материала приводит к их растрескиванию и вследствие этого к повышению проницаемости. Зеркала скольжения обычно ориентированы под углами 10 — 20°, а трещины расположены большей частью почти параллельно слоистости пород. Некоторые трещины имеют в последних углы 40—60°. Трещины имеют прямолинейную и извилистую формы, ширина их изменяется от еле заметных до 1—2 мм, видимая длина составляет 5 — 15 см. Многие из наблюдаемых крупных трещин залечены относительно крупнозернистым кальцитом, однако в целом с точки зрения проницаемости покрышек это обстоятельство во многих случаях существа дела не меняет, тем более, что кальцит в таких трещинах обычно является позднеэпигенетическим и образовывался до прихода нефти в пласт (Ушатинский, Цепелев, Бачурин и др., 1968).

Открытая пористость этих глин (Абдуллин, 1968) варьирует от 1,67 до 9,22% (30 образцов), проницаемость, по данным С. И. Шишигина (1968), в однородных глинистых образцах составляет сотые доли миллидарси, в обогащенных алевритовых материалом и трещиноватых образцах она поднимается до нескольких миллидарси. Величина пор в алевритовых глинах достигает нескольких микронов, т. е. такие участки глин являются диффузионно-проницаемыми для углеводородов (покрышки VI — VII классов, табл. 19). Однако, главную роль в их миграции здесь будет играть описанная выше трещиноватость пород.

Как видно, из изложенного материала, по своей литолого-минералогической характеристике описанные глины волжского яруса не могли служить надежным экранирующим перекрытием при формировании нефтяных залежей Шаимского района и после их образования. Этот вывод подтверждается и повышенной концентрацией тяжелых углеводородов в породах этой пачки над нефтяными залежами Шаимского района (Масленников, 1965). Надежным экраном для нефтяных и газовых залежей Сибирского Приуралья служит толща глин улансынской, алясовской свит и частью, возможно, глины верхнешаимской, тутлеймской, баженовской свит.

Полученные выводы интересны и с точки зрения определения времени формирования залежей. Последнее для газовых залежей Березовского района Западно-Сибирской низменности, рассчитанное по пластовому давлению газа, устанавливалось как аптское (Нестеров, 1969). Однако, изучение эпигенетической измененности глинистого цемента коллекторов Шаимского района показало (Ушатинский, Цепелев, Бачурин и др., 1968), что время формирования нефтяных залежей здесь, как и во многих месторождениях Среднего Приобья (Ушатинский, Цепелев, 1969), значительно мо-

ложе (неоген). Приведенные данные об определяющей экранирующей роли для основных нефтяных месторождений Шаимского района меловых отложений также говорят в пользу молодого времени формирования залежей. К таком уже мнению на основании других фактов в последнее время приходят и другие исследователи (Елисеев, 1970).

Прогнозирование распространения высококачественных покрышек связано и с фациальными условиями их образования. Как показали исследования, в Западно-Сибирской низменности тонкодисперсные глины отлагались в области глубоководного морского шельфа обычно с нормальной соленостью вод бассейна седиментации (Прозорович, 1968; Ушатинский, Цепелев, Гаврилова, 1969). При этом породы покрышек более низких классов отлагались ближе к берегу в менее стабильных динамических условиях. Имеющийся материал показывает, что в Западной Сибири зоны распространения покрышек с высокими экранирующими свойствами тяготеют к областям выделенных (Нестеров, 1969) перспективных земель, и наоборот, малоперспективные земли не имеют высоконадежных региональных покрышек. Однако эта общая закономерность справедлива лишь при региональной оценке перспективности рассматриваемой территории. Она не исключает возможности присутствия локальных покрышек высоких классов, экранирующих промышленные скопления углеводородов в разных районах низменности.

Березовский район (в отличие от нефтеносного Шаимского) является газоносным. Месторождения газа здесь также связаны преимущественно с вогулкинской толщей (продуктивный горизонт П), мощность, которой изменяется от 0 до 120 м, глубина залегания продуктивного горизонта колеблется в пределах 1100 — 1800 м. На Деминской и Алясовской площадях выделяется второй продуктивный горизонт (песчано-алевритовые породы пачки Н) в готерив-барремских отложениях.

Основным экранирующим газовые залежи горизонтом здесь являются выдержанные по простиранию тонкодисперсные глины верхней части алясовской (валанжин-готерив) свиты мощностью до 50 м, в составе, которой преобладают (табл. 18) смешанно-слойные монтмориллонитовые образования. Эти глины относятся нами к покрышкам II класса (табл. 19). Однако, нижняя часть алясовской свиты, обогащена алевритовым материалом, в ней увеличивается содержание каолинита, гидрослюд (и соответственно уменьшается количество монтмориллонитовых образований), проницаемость образцов алевритовых глин здесь повышается до десятых долей и единиц миллидарси, а газовый каротаж устанавливает присутствие значительного количества углеводородов (Ястребова, 1969). Выклиниванием пачки дисперсных глин алясовской свиты объясняется (наряду с другими факторами) отсутствие залежей газа на некоторых структурах Березовского района (Зимне-Кочебская и др.).

Залегающие ниже алясовской битуминозные глины тутлеймской и баженовской свит, как отмечалось выше, в целом характе-

ризуются благоприятными экранирующими свойствами, однако они часто обладают листоватым строением, в таких участках их проницаемость повышается до десятых долей миллидарси. В Березовском районе, как и в Шаимском, наблюдается выклинивание или опесчанивание глинистых пород в непосредственно перекрывающих продуктивную вогулкинскую толщу верхнеюрских отложениях (абалакская свита), в силу чего их экранирующая способность (особенно по отношению к газообразным углеводородам) резко уменьшается .Особенно часто такое явление наблюдается на сводах структур. Так, на Алясовской группе локальных поднятий перекрывающие продуктивный горизонт П породы представлены алевритовыми глинами и глинистыми алевролитами с высокой диффузионной проницаемостью (покрышки IV — VI классов, табл. 19). Характерно, что именно на этих площадях обнаружены скопления газа в залегающих выше готерив-барремских отложениях (газоносный горизонт Н). На тех структурах (Березовская площадь), где опесчанивания глин, перекрывающих верхнеюрскую продуктивную толщу, не происходит, залежи газа в нижнемеловых песчано-алевритовых породах отсутствуют. Однако здесь не исключена возможность поступления углеводородов и за счет их генерации в тутлеймской и баженовской свитах.

Как уже отмечалось, расстояние между минеральными частицами в глинистых покрышках влияет на процессы диффузии. Подсчет расхода газа, диффундирующего сквозь глинистые покрышки различных классов (на границе покрышки с залежью), может быть произведен по предложенной И. И. Нестеровым (1969) формуле:

$$Q = \frac{4}{3} S \sqrt{\frac{D \cdot T}{\pi}} \left[[n_1(P_2 - P_1) - n_2(P_3 - P_1] \right],$$

где:

Q — количество газа, прошедшее через 1 см^2 площади на границе покрышки с залежью, см^3;

S — площадь, через которую диффундирует газ (принимается для удобства расчетов равной 1 см^2);

D — суммарный коэффициент диффузии, учитывающий размеры пор и частиц в глинах, величину сорбции и растворимости газа, см^2/сек;

T — время диффузии газа, сек (время, прошедшее от момента появления в ловушке свободного газа до настоящего момента; 1 млн. лет принимается равным $31{,}5 \cdot 10^{12}$ сек);

n_1, n_2 — соответственно эффективная пористость пород в залежи и над залежью, % (для глинистых пород принимается равной 0,682n, где n — абсолютная пористость глин — находится по графику И. И. Нестерова, 1965);

P_1, P_2 — соответственно давление газа в залежи в начале ее формирования и в настоящий момент, атм;

P_3 — упругость растворенных газов над залежью в настоящий момент.

В приведенной формуле, учитывая данные П. Л. Антонова (1954), Соколова (1956, 1965), мы принимаем $D = D_1\beta$, где D_1 — коэффициент диффузии, β — коэффициент, отображающий влияние сорбции газов породами и растворимость газов.

Исходя из расчетов, получаем:

$$D_1 = \frac{k \cdot 15n}{10^6};$$

$$\beta = \frac{\text{alg} \cdot 1{,}2n}{10^2};$$

где:

k — коэффициент, учитывающий соотношение размеров пор и частиц в глинах;

n — абсолютная пористость глин;

alg — антилогарифм.

Для покрышек первого класса средние значения коэффициента k равны $1 \cdot 10^{-2} — 5 \cdot 10^{-2}$, второго — $5 \cdot 10^{-2} — 1 \cdot 10^{-1}$, третьего — $1 \cdot 10^{-1} — 1$, четвертого — 1.

Выполненный по указанной формуле условный подсчет расхода газа на ряде газовых месторождений Березовского района Западно-Сибирской низменности показал, что в отдельных залежах количество газа, прошедшего сквозь верхнеюрскую покрышку III — IV классов (на границе с залежью), более чем в 2 раза превышает его современные запасы. Существенную роль в процессе диффузии газа в этих случаях играл и фактор времени (время формирования рассматриваемых залежей принято как альб, 100 млн. лет назад; Боярских, Нестеров и др., 1967). Произведенный таким же образом подсчет диффузионного расхода газа из сеноманского газоносного горизонта, прошедшего сквозь туронскую покрышку I класса (на ее границе с залежью) на крупнейшем в мире Уренгойском газовом месторождении, показал, что потери газа составляют менее 0,3% его современного объема в залежи. Эта цифра не выходит за пределы точности подсчета запасов. Если допустить, что покрышки над нефтяными и газовыми залежами в Приуральской части низменности относятся к I — II классам, то разрушение залежей за счет диффузии также будет намного менее значительным, чем указано для покрышек III — IV классов.

Из приведенных данных видно, что газовые залежи могут сохраняться от разрушения (за счет диффузии газа) под глинистыми покрышками со значениями суммарного коэффициента диффузии порядка $10^{-9} — 10^{-10}$ см^2/сек. Диффузии нефти сквозь рассматриваемые покрышки, как указывалось, практически не происходит. При этом надо учитывать, что процессы формирования и разрушения нефтяных и газовых залежей находятся не в абсолютном, а в относительном динамическом равновесии. В Западно-Сибирской низменности сохранности крупнейших залежей нефти и газа способ-

ствовали, помимо других факторов, их молодой возраст и благоприятные тектонические условия изучаемого региона (Нестеров, 1969; Рудкевич, 1969; Кулахметов, 1969; Ушатинский, 1969 и др.).

В Приуральской части Западно-Сибирской низменности наиболее перспективными на нефть и газ являются в настоящее время верхнеюрские отложения. Коллекторские свойства пород в них в целом улучшаются к западному обрамлению низменности, т. е. к береговой линии верхнеюрского морского бассейна. Вместе с тем перекрывающие вогулкинскую толщу юрские и меловые глинистые породы здесь опесчаниваются и выклиниваются, тогда как к востоку (в сторону Ханты-Мансийской и Надымской впадин), по направлению к центру морского бассейна, они увеличивают свою мощность и однородность строения; в свою очередь песчано-алевритовые породы тут замещаются глинами. Отсутствием горизонтов малопроницаемых пород в разрезе мезо-кайнозойских отложений, прилегающих к Уралу площадей, можно объяснить здесь многочисленные (связанные с минеральными источниками) газопроявления на поверхности. Последние могут вызываться и разрушением существующих залежей газа.

Отмеченные закономерности распространения коллекторов и покрывающих их глинистых пород показывают, что наиболее перспективными на нефть и газ (верхнеюрские отложения) будут в Приуралье территории, расположенные между западной окраиной низменности (при удалении от Урала на 100 — 200 км) и зонами развития существенно глинистых пород в Ханты-Мансийской и Надымской впадинах. При этом для экранирования нефтяных залежей будут достаточны глинистые покрышки III — IV классов, а для газовых необходимы экраны преимущественно I — II классов.

Изложенный материал показывает, что формирование, сохранность, размеры и локализация нефтяных и газовых залежей в Западной Сибири наряду с другими факторами существенно контролируются их глинистыми покрышками, причем не только региональными, но зональными и локальными. Экранирующие свойства покрышек в первую очередь зависят не от их мощности, а от литологического строения, минерального состава и физико-химических особенностей, что связано с фациальными условиями образования покрышек и постседиментационными изменениями пород.

Для газовых залежей надежными являются глинистые покрышки с суммарным коэффициентом диффузии не более 10^{-9} — 10^{-10} см^2/сек. Покрышки III, частью IV классов являются ненадежными, покрышки остальных классов не экранируют газовых залежей. Для нефтяных залежей надежными являются все покрышки, способные надежно и ненадежно экранировать газовые залежи (покрышки I — III классов), а также фильтрационно-непроницаемые для нефти покрышки с порядком величины пор 10^{-4} — 10^{-5} см (покрышки IV класса). Покрышки V класса являются ненадежными, VI — VII классов — не экранируют нефтяных залежей. При не-

надежных (низкоклассных) покрышках газовые и нефтяные залежи с течением времени разрушаются или не образуются.

Учет характеристики глинистых перекрытий существенно повышает достоверность выводов при оценке перспектив нефтегазоносности, масштабов, закономерностей распределения залежей нефти и газа и выборе направлений поисковых и разведочных работ.

Г. С. ЯСОВИЧ

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ШАИМСКОГО И КРАСНОЛЕНИНСКОГО НЕФТЕНОСНЫХ РАЙОНОВ

Литолого-фациальные и палеогеографические карты мезозойских отложений Шаимского и Красноленинского районов приведены в печатных работах Л. П. Колгиной, Л. Г. Орьева и др. (1961); Г. С. Ясовича (1966, 1967), М. Я. Рудкевича (1969), в 44 томе «Геология СССР» (1964), С. Г. Саркисяна, М. В. Коржа и др. (1967), а также в ряде фондовых отчетов. В связи с недостатком фактического материала и относительно слабой разработанностью стратиграфической схемы мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности, палеогеографические карты в большинстве случаев составлены в мелком масштабе и для продолжительных интервалов времени.

Для выяснения условий образования продуктивных отложений и глинистых пород-покрышек в особенности отдельных пластов и пачек, а также для выявления закономерностей их распространения исключительно важное значение приобретают средне- и крупномасштабные палеогеографические карты, составленные для относительно узких отрезков времени, в особенности для юры Сибирского Приуралья. В настоящее время по Шаимскому нефтегазоносному району накоплен значительный фактический материал по стратиграфии, литологии и тектонике, который позволяет решать эту задачу. Для анализа литолого-палеогеографических условий выбраны следующие временные отрезки: раннеюрский, среднеюрский и раннекелловейский, средне- и позднекелловейский, раннеоксфордский, позднеоксфордский и кимериджский ,ранне- и средневолжский и поздневолжский. Анализ литолого-палеогеографических условий производился в соответствии с методическими указаниями по составлению атласа литолого-палеогеографических карт (Наливкин, Верещагин и др., 1962).

РАННЕЮРСКАЯ ЭПОХА

В конце триасового периода большая часть территории Сибирского Приуралья представляла собою обширную возвышенную денудационную равнину. В это время происходит интенсивное разрушение среднетриасовых столовых гор Западной Сибири и опускание по разломам блоков, которые становятся впадинами будущей единой Западно-Сибирской плиты.

В раннеюрскую эпоху на большей части исследуемой территории продолжают господствовать процессы денудации и эрозии. Только на крайнем востоке в пределах Ханты-Мансийской впадины и северной части примыкающего к ней Верхне-Кондинского мегапрогиба происходило накопление осадков. Расширение областей седиментации происходило последовательно во времени от наиболее прогнутых участков Ханты-Мансийской впадины на запад и юго-запад. В этом же направлении уменьшаются мощности вплоть до полного выклинивания.

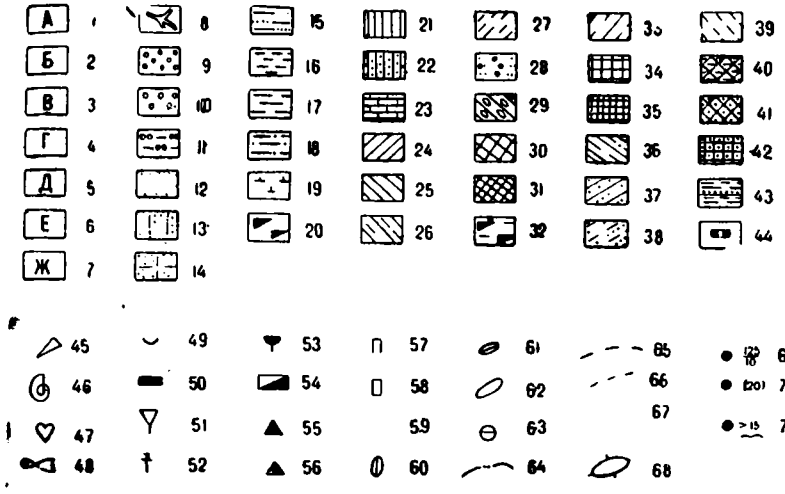
Различаются три палеогеографические зоны (рис. 14, 13): низменная аккумулятивная озерно-аллювиальная равнина, возвышенная денудационно-аккумулятивная равнина и возвышенная денудационная равнина. Эти зоны сменяют друг друга в западом и юго-западном направлениях.

Первая зона совпадает пространственно с северным склоном Красноленинского свода. В ее пределах развиты наиболее полные разрезы нижней юры. Здесь на протяжении всей ранней юры происходило накопление осадков. Зона возвышенной денудационно-аккумулятивной равнины распространена на западных бортах Ханты-Мансийской впадины и в Верхне-Кондинском мегапрогибе.

В пределах этой зоны разрезы нижней юры стратиграфически неполные; обычно присутствуют либо только верхняя часть (верхний лейас), либо —верхняя и средняя части (средний и верхний лейас) нижней юры. Осадконакопление здесь началось только в конце среднего, а преимущественно в позднем лейасе. Кроме того, в направлении к сводовым частям внутренних поднятий отложения нижней юры нередко выклиниваются. Зона возвышенной денудационной равнины занимает большую часть исследованной территории: Шаимский мегавал, Восточно-Туринская моноклиналь, значительную (юго-западную) часть Верхне-Кондинского мегапрогиба и Красноленинский свод. В пределах этой области осадки нижней юры присутствуют спорадически.

В зоне низменной аккумулятивной озерно-аллювиальной равнины, где характерной чертой является ритмичное строение нижнеюрских отложений, выделяется две литофациальные подзоны.

I литофациальная подзона развита в пределах северной части склона Красноленинского свода и примыкающих к нему участков Ханты-Мансийской впадины. Выделена она на основании разрезов скважин Мало-Атлымской и Подгорненской площадей. Разрез нижней юры здесь слагается тремя ритмично построенными пачками пород, которые описаны в разделах стратиграфии под названием



Р и с. 13. Условные обозначения к литолого-палеогеографическим картам Шаимского нефтеносного района. Палеогеографические области:

1 — море, глубокая часть шельфа; 2 — море, мелкая часть шельфа и прибрежная зона; 3 — заливы с пониженной соленостью; 4 — пресные озера; 5 — равнины низменные аккумулятивные; 6 — равнины возвышенные денудационно-аккумулятивные и плато с реками, озерами и болотами; 8 — предполагаемые речные долины. Литологические и петрографические з н а к и: 9—галечники и гравий; 10—галечники с песком (10—50%); 11—глинистые галечники (глины 10—50%); 12 — пески; 13 — пески с известковым цементом (карбоната 10 — 50%); 14 — пески с известково-глинистым цементом; 15 — пески глинистые (глины 10 — 50%); 16 — алевролиты; 17 — глины; 18 — алевритовые глины; 19 — известковые глины; 20 — битуминозные глины; 21 — органогенно-обломочные известняки и спонголиты; 22 — органогенно-обломочные известняки и спонголиты с примесью песка (10 — 50%); 23 — известняки; 24 — пески преобладают над глинами; 25 — глины преобладают над песками; 26 — чередование алевролитов и глин с преобладанием глин; 27 — чередование алевролитов и г л и н с преобладанием алевролитов; 28 — чередование песков и галечников с преобладанием песков; 29 — чередование глин и галечников с преобладанием глин; 30 — чередование органогенно-обломочных известняков, спонголитов и песков с преобладанием песков; 31 — то же, но с преобладанием органогенно-обломочных известняков и спонголитов; 32 — чередование битуминозных и небитуминозных глин; 33 — чередование алевритов и песков с преобладанием песков; 34 — чередование органогенно-обломочных известняков, спонголитов и глин с преобладанием глин; 35 — то же, но с преобладанием органогенно-обломочных известняков и глин; 36 — чередование глин, алевритов и песков с преобладанием глин и алевритов; 37 — то же, но с преобладанием песков; 38 — то же, но с преобладанием алевритов; 39 — то же, но содержание каждого типа приблизительно одинаковое; 40 — чередование песков, глин, спонголитов и органогенно-обломочных известняков с преобладанием песков; 41 — то же, но преобладают органогенно-обломочные известняки и спонголиты; 42 — то же, но преобладают глины; 43 — разрезы, сложенные крупными и различными пачками пород; 44— уголь. Характерные экологические и систематические группы ф а у н ы и ф л о р ы; 45 — белемниты; 46 — аммониты; 47 — пелециподы; 48 — остатки рыб; 49 — обломки раковин; 50 — обломки остатков растений; 51 — папоротники; 52 — гинкговые; 52 — древние папоротники; 54 — древние голосе-

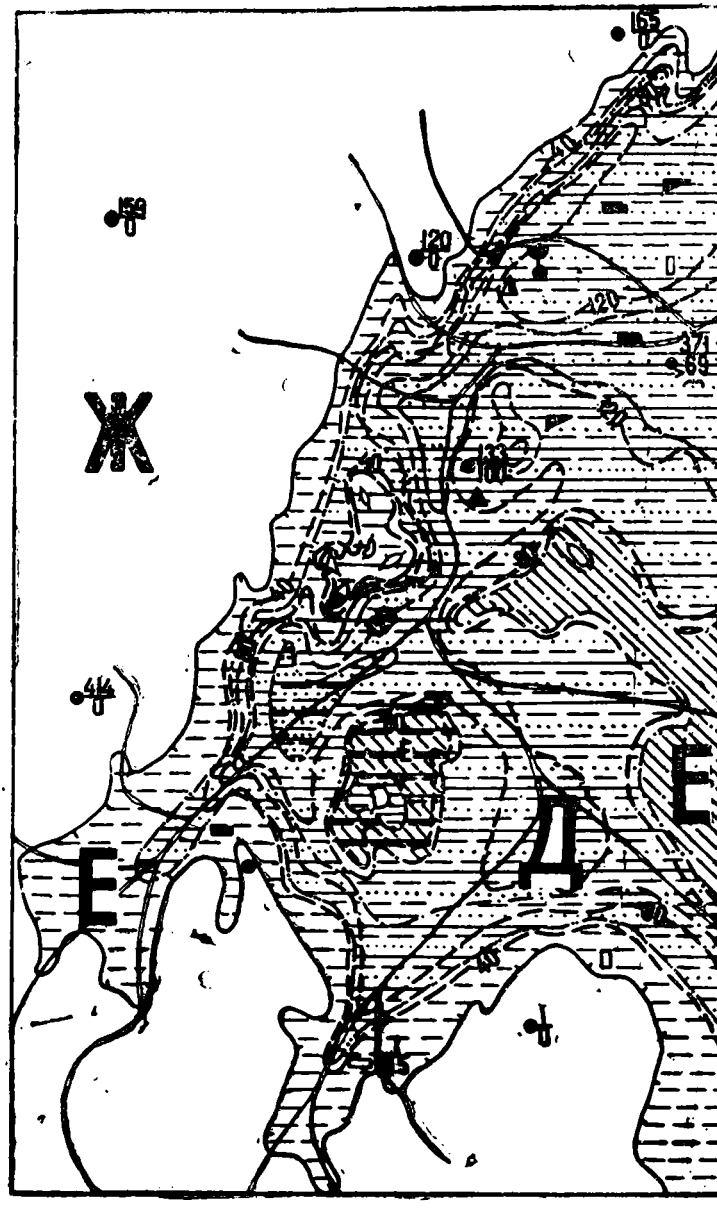


Рис. 14. Схематическая литолого-палеогеографическая карта раннеюрской эпохи Приуральской части Западно-Сибирской низменности. Составил Г. С. Ясович, 1967. Условные обозначения те же, что и на рис. 13.

мянные; 55 — глейхениевые; 56 — беннетитовые; Знаки аутигенных минералов, конкреций, включений и других показателей палеогеографической среды; 57 — пирит; 58 — сидерит; 59 — глауконит; 60 — фосфорит; 61 — железисто-карбонатные конкреции; 62 — карбонатные конкреции; 63 — шамозит-сидеритовые оолиты. Границы, изопахиты и другие знаки: 64 — границы литологических комплексов; 65 — границы палеогеографических областей; 66 — изопахиты; 67 — границы древних размывов; 68 — границы областей сноса 69 — числитель: номер скважины; знаменатель: мощность полная; 70 — мощность, полученная путем деления нерасчлененной толщи; 71 — мощность неполная за счет отсутствия данных по нижней части толщи.

среднешеркалинской, верхнешеркалинской и радомской пачек тюменской свиты. Мощность нижнеюрских отложений в пределах развития первой подзоны равна 100—150 м.

Вторая литолого-фациальная подзона окаймляет предыдущую зону с запада и юга. Она развита на бортах прогибов, залегая гипсометрически несколько выше. Контуры южной части зоны проведены условно. Разрез нижней юры слагается снизу вверх двумя пачками, состав которых аналогичен двум верхним пачкам предыдущей подзоны. Нижняя пачка отсутствует в разрезе. Общая мощность нижнеюрских отложений описываемой подзоны составляет 85 — 115 м.

В пределах возвышенной денудационно-аккумулятивной равнины выделяются следующие литолого-фациальные подзоны:

1) алеврито-глинистая; 2) песчано-глинистая; 3) преимущественноглинистая.

1. Алеврито-глинистая подзона охватывает северо-западный склон Красноленинского свода. Отложения нижней юры здесь представлены переслаивающимися аргиллитами и алевролитами с подчиненными прослоями песчаников. По данным спорово-пыльцевого анализа отложения описываемой литолого-фациальной подзоны охватывают только верхи нижней юры.Состав и текстурные особенности отложений данной подзоны позволяют утверждать, что они принадлежат к озерным (возможно, озерно-болотным) и пойменным фациям, причем первые, по-видимому, резко преобладают. Русловые фации в разрезе отсутствуют. Мощность рассматриваемых отложений изменяется от 0 до 60 м.

Песчано-глинистая литофациальная подзона развита узкой полосой, окаймляющей вторую подзону низменной аккумулятивной равнины. Отложения нижней юры данной фациальной подзоны керном очень слабо охарктеризованы. Они представлены двумя пачками: нижней—песчаной и верхней—глинистой. По палинологическим данным отложения данной подзоны соответствуют верхам нижней юры. Состав пачек аналогичен составу верхних двух пачек первой палеогеографической зоны. Верхняя пачка, судя по составу и текстурным особенностям отложений, представлена преимущественно озерными а нижняя, — по-видимому, русловыми фациями. На сводах внутренних локальных поднятий отложения нижней юры выклиниваются (вначале нижняя, а затем верхняя пачки). Мощности изменяются от 40 до 80 м.

Глинистая литолого-фациальная подзона развита в краевой части рассматриваемой палеогеографической области. Она выделяется по разрезам Адым-Юганской и Кандырской площадей. Северная часть зоны проведена условно. Отложения представлены углистыми темно-серыми, почти черными аргиллитами, прослоями битуминозными, с редкими прослоями алевролитов и песчаников. В основании разреза аргиллиты и песчаники обогащаются грубообломочным материалом местного происхождения. Слоистость аргиллитов горизонтальная и линзовидно-волнистая, подчеркиваемая линзочками светло-серого алевритового материала. Отложения зоны отвечают самим верхам нижней юры. Специфическими особенностями данной фациальной подзоны является присутствие по всему разрезу отложений многочисленных линз и слойков глинистых сидеритов. Мощности нижнеюрских отложений изменяются от 0 до 40 м. Отложения описываемой подзоны аналогичны верхней пачке предыдущей подзоны. Они образовались, судя по составу и текстурным особенностям, также в условиях озерного водоема, только в более мелкой прибережной его части. Об этом указывают присутствие прослоев песчаников, а также волнистая слоистость глинистых пород. На основании закономерностей формирования аллювиальных толщ, описанных в ряде работ (Шанцер, 1966; Ботвинкина, 1965 и др.), в раннеюрской эпохе выделяются основные направления предполагаемых речных долин. Выше было показано, что в пределах низменной аккумулятивной и возвышенной денудационно-аккумулятивной равнин отложения нижней юры характеризуются ритмичным строением, выражающимся в чередовании преимущественно гравийно-песчаных и глинистых пачек. При этом в песчаниках отмечается не всегда ясно выраженная косая или массивная слоистость. Установлено, что нормально сформировавшаяся толща речного аллювия одного эрозионного цикла слагается двумя основными комплексами фаций: русловым — внизу и пойменным — вверху. Исходя из состава нижнеюрских отложений, условий их залегания, а также текстурных особенностей, нами выделены основные направления (тальвеги) речных долин. Известно, что речные долины часто располагаются вдоль наиболее пониженных частей рельефа, обычно тяготея к днищам впадин. Имеющийся в нашем распоряжении материал подтверждает эту закономерность. Предполагаемые направления долин проведены вдоль осевых частей прогибов и впадин. Они выделены по разрезам скважин Кандырской, Филипповской, Эсской и Адым-Юганской площадей. Реки стекали, по-видимому, с располагавшейся на западе и юго-западе денудационной возвышенной равнины. В верховьях рек, располагавшихся в пределах денудационных возвышенных равнин, аллювий, по-видимому, не накапливался, если же и накапливался, то впоследствии он был размыт.

Изучение состава обломков алевролитов, песчаников и грубообломочных пород нижней юры показывает, что основными

областями сноса служили располагавшиеся на западе и юго-западе денудационные возвышенные равнины, а также местные выступы фундамента. На существование близко расположенных источников сноса указывает аркозовый состав песчаников, в которых среди полевых шпатов резко преобладают микроклины. В аркозах содержится значительное количество обломков различных сланцев, кремнистых пород и порфиритов, что указывает на участие кроме гранитов и других пород. В большинстве же разрезов нижней юры терригенные породы имеют полимиктовый состав: обломочная часть сложена кварцем (до 60%), полевыми шпатами, различными сланцами и эффузивами кислого и основного состава.

Климат в раннеюрскую эпоху был умеренно теплым и влажным (Войцель, 1961; Ровнина, 1967). Об этом свидетельствует состав флоры, состоящей из хвойных, листопадных гинкговых, беннеттитовых и теплолюбивых папоротников. Характерной чертой лейасовой флоры является ее смешанный состав. В значительном количестве встречаются голосемянные; значительно меньше папоротников. Некоторые палеоботаники (Дукельский-Тесленко, 1965) считают, что хвойно-гинкговые леса в нижней юре произрастали на водоразделах, а в низменных и влажных участках — папоротники и другие влаголюбивые растения.

СРЕДНЕЮРСКАЯ ЭПОХА И РАННЕКЕЛЛОВЕЙСКИЙ ВЕК

В среднеюрскую эпоху и раннекелловейское время происходит погружение значительной части Шаимского нефтегазоносного района. Осадконакопление происходит по всему западному борту Ханты-Мансийской впадины, в Верхне-Кондинском мегапрогибе, на склонах Восточно-Туринской моноклинали и Шаимского мегавала.

Литолого-фациальный состав отложений характеризуется значительной пестротой и сильной изменчивостью. Характерной особенностью среднеюрских и нижнекелловейских отложений исследованной территории является значительное, а во многих участках преобладающее, участие в их составе аллювиального комплекса. Так же, как и в ранней юре, здесь происходит последовательное расширение во времени областей седиментации от прогнутых частей впадин к возвышенным участкам. В этом же направлении отмечается уменьшение мощностей отложений. Наряду с этой особенностью отмечаются частые внутриформационные размывы.

По литолого-палеогеографическим особенностям среднеюрской эпохи и раннекелловейского века выделяются четыре палеогеографические зоны (рис. 15): пресноводные озера, низменная аккумулятивная озерно-аллювиальная равнина, возвышенная денудационно-аккумулятивная равнина и денудационная равнина.

Эти зоны последовательно сменяют друг друга с северо-востока и востока на запад и юго-запад.

Зона пресноводного озерного бассейна выделена по характеру распространения и особенностям строения среднеюрских и нижнекелловейских отложений, низменной аккумулятивной озерно-аллювиальной равнины — по непрерывности осадконакопления, возвышенной денудационно-аккумулятивной равнины — по до-

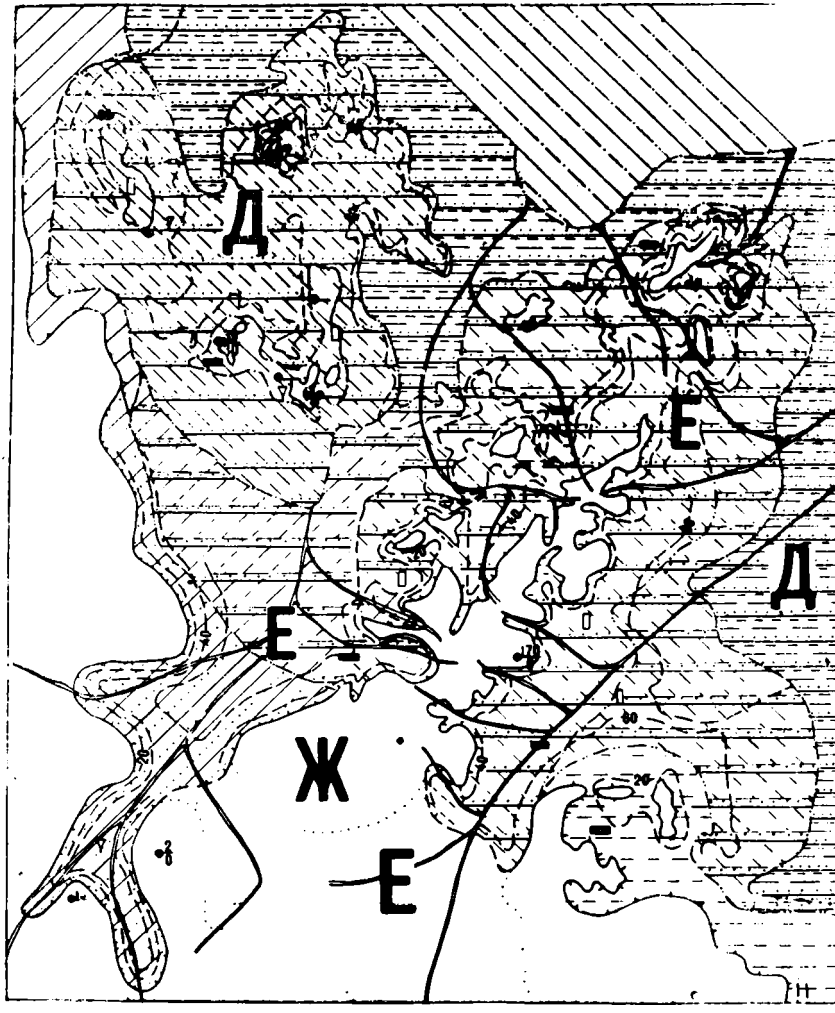


Рис. 15. Схематическая литолого-палеогеографическая карта среднеюрской эпохи и раннекелловейского (?) века Шаимского нефтеносного района. Составил Г. С. Ясович, 1967. Условные обозначения те же, что на рис. 13.

вольно расчлененному рельефу (наряду с зонами аккумуляции распространены многочисленные участки, где господствовали процессы эрозии и денудации), возвышенной денудационной равнины — по отсутствию осадконакопления.

Пресноводный озерный бассейн занимал примерно Ханты-Мансийскую впадину. Выделен по разрезам скважин Кальмановской, Елизаровской и др. площадей. Часть из перечисленных площадей располагается севернее рассматриваемой территории. Южная граница проведена условно.

Среднеюрские отложения представлены преимущественно аргиллитами и алевролитами с прослоями пластами песчаников. На поверхностях наслоения присутствуют обильные скопления обугленных растительных остатков. Характерны для алевролитов и аргиллитов различные типы горизонтальной и волнистой слоистости. Отложениям свойственно ритмичное строение. Волнистая слоистость в алевролитах обуславливается прослойками и линзочками глинистого материала и скоплениями растительных остатков. Среди волнистых типов слоистости преобладает линзовидная и полого-волнистая. Песчаники образуют линзы и линзовидные прослои. Изредка отмечаются текстуры, нарушенные корнями растений. Весьма интересны находки тонкостенных раковин пресноводных пелеципод в средней и верхней частях среднеюрских отложений. Разрез описываемого фациального комплекса плохо разделяется на пачки и довольно выдержан в пространстве. Здесь условно выделяются усть-казымская и нарыкарская пачки (Аргентовский, Бочкарев и др, 1968). Анализ условий распространения и залегания, состав, типы слоистости, присутствие на разных стратиграфических уровнях остатков пелеципод позволяет утверждать, что отложения образовались преимущественно в условиях крупного пресноводного озерного бассейна (может быть, нескольких бассейнов).

Вещественный состав обломочного материала указывает, что источниками сноса служили районы, располагавшиеся на западе и юго-западе. Они сложены различными сланцами и эффузивно-осадочными породами. Материал сносился реками из областей возвышенных денудационной и денудационно-аккумулятивной равнин в озерные бассейны (или бассейн). Мощность отложений здесь довольно выдержанная и составляет 120—150 м.

Зона низменной аккумулятивной равнины пространственно занимает наиболее погруженные части внешнего тектонического пояса в зоне его перехода в Ханты-Мансийскую впадину. В пределах этой области выделяются 2 литолого-фациальные подзоны: преимущественно аллювиальная песчано-глинисто-алевритовая и аллювиально-озерная песчано-глинистая.

Преимущественно аллювиальная песчано-глинисто-алевритовая подзона развита на северо-западном, северо-восточном и вос-

точном погружении Шаимского мегавала, располагаясь между выше описанным озерным бассейном и возвышенной денудационно-аккумулятивной равниной. Комплекс выделен по некоторым разрезам скважин Филипповской площади. Характерной чертой фациального комплекса является повышеное содержание грубообломочных, песчаных и алевритовых пород, суммарное содержание которых составляет в среднем 60% от мощности среднеюрских, частично келловейских отложений. Разрез слагается тремя пачками (снизу вверх): нижней — гравийно-песчаной, средней — преимущественно глинистой и верхней — глинисто-алевритовой. Во всех породах содержатся обильные скопления обугленного растительного детрита, подчеркивающие текстурные особенности. Для песчаников характерны косая однонаправленная слоистость, значительно реже (в отдельных прослоях, контактирующих с аргиллитами и алевролитами) косо-волнистая и веерообразная. В нижней пачке контакты гравелитов с песчаниками эрозионные, неровно-волнистые. В средней пачке среди аргиллитов отмечаются редкие пропластки бурого угля мощностью 0,05—0,2 м, а также прослои погребенных почв. Для верхней пачки характерно тонкое ритмичное чередование алевролитов и аргиллитов. Слоистость полого-волнистая и линзовидно-волнистая, участками горизонтальная.

Состав отложений, формы залегания и типы слоистости позволяют утверждать, что нижние две пачки представляют собою фации русел и пойм (нижняя — преимущественно русловая, а верхняя — пойменная), а верхняя — фации озер. При этом аллювиальные отложения составляют 75—80% разреза.

Вещественный состав обломочного материала полимиктовый. (рис. 16). Среди обломков преобладают метаморфические породы. Основными источниками сноса служили территории Пелымского выступа возвышенной денудационно-аккумулятивной равнины и местные выступы фундамента, сложенные гранитами, гнейсами и другими породами. В целом, отложения этой литолого-фациальной подзоны представляют собою аллювий нижних течений речек, стекавших с возвышенных равнин. В конце среднеюрской эпохи они были затоплены в результате озерной трансгрессии. Мощность отложений данной литолого-фациальной подзоны выдержанная и составляет 110—140 м.

Аллювиально-озерная песчано-глинистая литолого-фациальная подзона развита в пределах северной половины Верхне-Кондинского мегапрогиба. Она выделена по разрезам скважин Эсской и Адым-Юганской площадей. Южная и западная границы комплекса проведены условно. Среднеюрские и нижнекелловейские отложения здесь имеют четко выраженное двучленное строение. Низы слагаются пачкой песчаников и алевролитов с редкими прослоями бурых углей. Мощность ее — 15—20 м. В песчаниках иногда наблюдается неясно выраженная косая слоистость, чаще же —

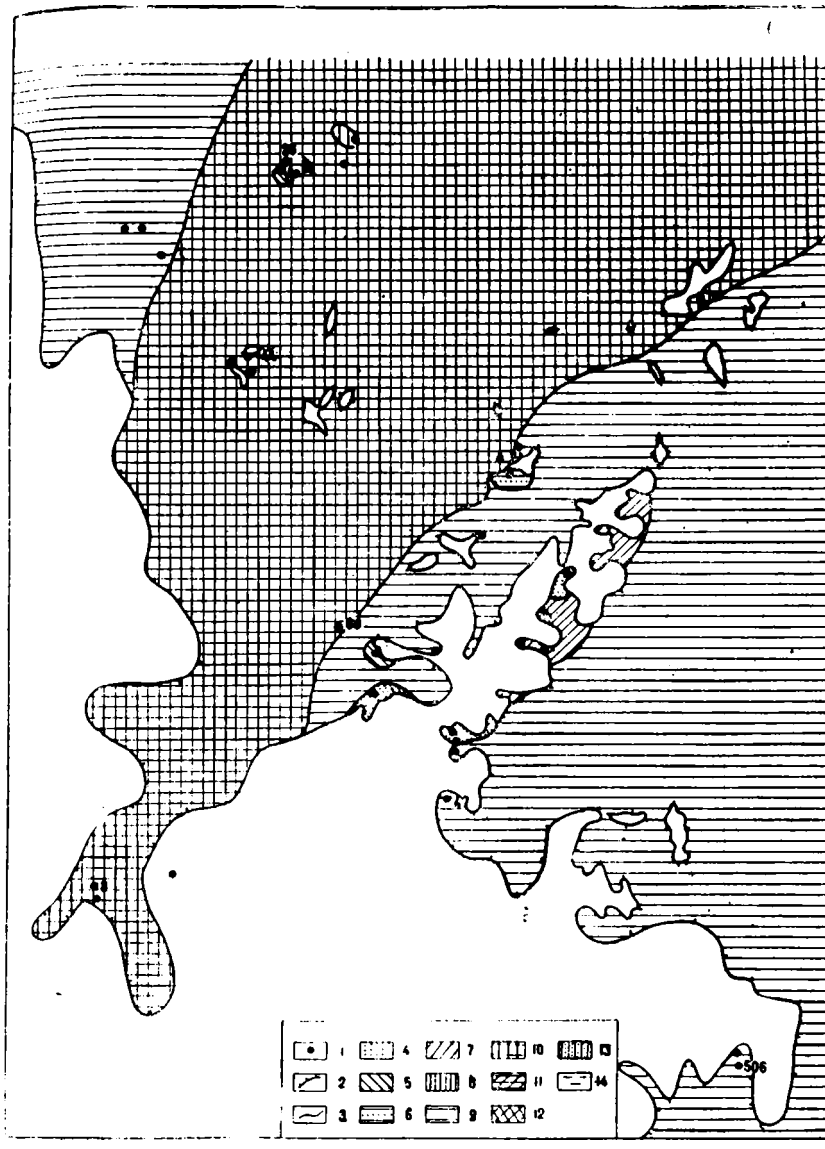


Рис. 16. Схема вещественного состава песчано-алевритовых пород ранне- и среднеюрского возраста Шаимского нефтеносного района.

1 — Скважины; 2 — граница выклинивания пород нижней и средней юры; 3 — границы между различными типами пород. Типы пород; 4 — кварцевые; 5 — полевошпатово-кварцевые; 6 — литокласто-кварцевые; 7 — кварцево-слюдистые; 8 — аркозовые; 9 — метакластические; 10 — собственно полимиктовые; 11 — пирокластические; 12 — граувакковые; 13 — кремнекластические; 14 — аргиллиты.

линзовидно-волнистая и полого-волнистая, обусловленная линзочками и прослойками алевролитов и намывами многочисленных растительных остатков. Характерны прослои и пропластки бурых углей мощностью 0,1—0,5 м.

Остальная часть среднеюрско-нижнекелловейской толщи сложена аргиллитами с подчиненными прослоями алевролитов и бурых углей. Для аргиллитов характерны горизонтальная и линзовидно-волнистая типы слоистости, обусловленные линзочками и прослойками алевролитов, а также многочисленные прослои и линзочки глинистых сидеритов. Мощность верхней пачки — 60—70 м. Нижняя пачка залегает с эрозионным контактом на нижнеюрских породах.

По составу, форме распространения и типам слоистости отложения низов средней юры можно относить к русловым и пойменным фациям, а верхнюю (глинистую) часть — преимущественно к озерным. Среди озерных и аллювиальных фаций встречаются прослои болотных фаций.

По вещественному составу песчано-алевритовые породы полимиктовые: на Эсской площади метакластические, а на Адым-Юганской полимиктовые и аркозовые*. По-видимому, основными источниками сноса служили Пелымский выступ и южная часть Верхне-Кондинского мегапрогиба. Фундамент этих структурных элементов сложен эффузивно-осадочными и метаморфическими породами. Дополнительными источниками сноса, а порой и преобладающими (Адым-Юганская площадь) служили местные выступы фундамента. На существование местных питающих участков указывает аркозовый состав песчаников в Адым-Юганской скв. 17-Р.

Таким образом, по имеющимся данным, во второй половине среднеюрской эпохи пресноводный озерный бассейн, занимавший Ханты-Мансийскую впадину, распространился и на северо-восточную часть Верхне-Кондинского мегапрогиба.

Зона возвышенной денудационно-аккумулятивной равнины характеризуется весьма значительной пестротой фаций. Здесь выделяется большое количество литолого-фациальных подзон. Ниже приводится лишь характеристика основных из них.

1. Аллювиальная глинисто-алеврито-песчаная подзона развита в юго-западной части Верхне-Кондинского мегапрогиба. Выделена по разрезам скважин Еремпнской и Ново-Троицкой площадей. Отложения представлены ритмично чередующимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Для данной литолого-фациальной подзоны характерно повышенное содержание песчаников и алевролитов, составляющих 70—80% от общей мощности пород.

* При характеристике песчаников по вещественному составу в работе использованы классификации М. К. Калинко (Справочное руководство, 1958) и В. Д. Шутова (1967).

В песчаниках наблюдается неправильно волнистая, реже однонаправленная косая слоистость, подчеркиваемая линзочками алевролита и прослойками и линзочками заиления. Для алевролитов характерна полого- и линзовидно-волнистая слоистость, подчеркиваемая прослойками заиления и намывами растительного детрита. Все породы содержат на плоскостях наслоения многочисленные обугленные остатки в виде остатков стеблей и листьев травы. По всему разрезу подзоны отмечаются многочисленные прослои и пропластки бурых углей мощностью 0,2—1 м. Общая мощность отложений достигает 70 м. В нижней половине разреза содержание песчаников значительно большее, чем в верхней. Таким образом, формы, распространения, состав, характер и типы слоистости осадков указывают на их принадлежность к русловым и пойменным фациям. Эпизодически отдельные участки поймы на короткие отрезки времени превращались в торфяники. Вещественный состав песчано-алевритовых осадков собственно полимиктовый. Это свидетельствует о том, что областями сноса служили Пелымский выступ и Среднеуральская моноклиналь.

2. Предположительно аллювиальная глинисто-песчаная литологофациальная подзона развита в районе Мало-Сосьвинской площади. Проведена весьма условно по разрезу скв. 414-Р. Для среднеюрских отложений данной фациальной зоны характерно повышенное содержание песчаников. Состав и текстурные особенности отложений указывают, что они представляют собою перемежающиеся русловые и пойменные фации. Мощность достигает 24 м.

3. Аллювиальная песчано-глинисто-алевритовая литологофациальная подзона распространена на склонах Шаимского мегавала. Границы комплекса на западе и северо-западе проведены по многочисленным разрезам скважин. Однако восточная граница условная. Среднеюрские отложения в полных разрезах имеют строение, типичное для аллювиальной толщи двух эрозионных циклов. Для разреза данной литолого-фациальной подзоны характерно ритмичное строение. Нижняя пачка сложена разнозернистыми песчаниками и гравелитами с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. В песчаниках наблюдаются массивная, однонаправленная мелкая косая, а также различные разновидности волнистого типа слоистости. Слоистость обуславливается намывами многочисленных растительных остатков, чешуйками слюды и линзочками и прослойками заиления. Средняя пачка сложена аргиллитами с прослоями алевролитов. Для пород характерны многочисленные прослои погребенных почв с корнями растений, а также горизонтальная и волнистая слоистость. Обе нижние пачки образуют нижний, эрозионный цикл. Верхняя пачка состоит из двух частей: нижней — песчаной и верхней — алевритовой с многочисленными прослойками и линзочками заиления, подчеркивающими линзовидно-волнистую слоистость пород. От-

ложения этой пачки образуют второй (верхний) эрозионный цикл. Для верхней половины верхней пачки характерны прослои с многочисленными корневидными витренизированными растительными остатками, а также тонкие пропластки бурого угля. Мощность нижней пачки достигает 35 м. Для нее характерно уменьшение как мощности отдельных слоев, так и зернистости отложений снизу вверх. Для отдельных же пластов пачки характерна прямая ритмическая сортировка материала. Аналогичное строение имеет нижняя половина верхней пачки. Эти особенности, а также формы распространения указывают, что отложения нижней пачки, а также нижней половины верхней пачки накапливались в условиях преимущественно русловых фаций. Состав и текстуры отложений средней пачки и верхней половины верхней пачки, а также наличие прослоев почв позволяет их относить преимущественно к пойменным фациям.

Преобладание среди отложений русловых фаций волнистой и косо-волнистой слоистости, а прослоями горизонтальной, а также значительные мощности дают основание предполагать, что их формирование происходило в условиях значительной тектонической активности.

Такое строение среднеюрская, частично, келловейская толщи данной литофациальной подзоны имеют в осевых частях долин, значительно удаленных от гребня Шаимского мегавала. В верховьях же древних долин среднеюрские и нижнекелловейские отложения размыты на различную глубину вследствие тектонических положительных подвижек и трансгрессий моря в позднеюрское время. Особенно значительный размыв произошел в волжском веке. В настоящее время на участках этих размывов фиксируются лишь отдельные фрагменты аллювиальной толщи, главным образом, нижне-эрозионного цикла. Песчаники и алевролиты на западном склоне Шаимского мегавала имеют преимущественно метакластический, а на восточном — кварцевый и кварцево-слюдистый состав, что свидетельствует о поступлении обломочного материала на западном склоне с осевой части Шаимского мегавала, сложенной преимущественно различными сланцами (главным образом, кварц—слюдистыми). Значительное распространение кварцевых песчаников на восточном склоне указывает, что в пределах питающей провинции размывались также породы коры выветривания. В восточной части данной лито-фациальной подзоны обломочный материал приносился, по-видимому, реками как с Шаимского мегавала, так и с юго-запада, со стороны Средне-Уральской и Восточно-Туринской моноклиналей, фундамент которых сложен различными метаморфическими и кристаллическими сланцами.

4. Преимущественно аллювиальная глинисто-алеврито-песчаная литолого-фациальная подзона развита в средней части Верхне-Кондинского мегапрогиба. Выделена весьма условно по

разрезу скв. 60-Р Южно-Чанчарской площади. Среднеюрские и нижнекелловейские отложения здесь характеризуются повышенным содержанием песчаных и алевритовых пород, достигающим 70% от общей мощности. По условиям образования и характеру строения разреза данная фациальная подзона очень близка к предыдущей. Среднеюрская —нижнекелловейская аллювиальная толща состоит также из двух эрозионных циклов: нижнего и верхнего. Нижний цикл слагается мощной песчано-алевритовой (до 50 м) внизу и глинистой пачками — вверху. Верхний цикл состоит из одной пачки, представленной песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. Мощность верхнего цикла всего 12 м. Общая мощность толщи составляет в Южно-Чанчарской скв. 60-Р — 71 м. Анализ вещественного состава песчаников этой скважины показывает, что в областях сноса разрушались различные метаморфические сланцы, порфириты, значительно меньше серпентиниты. По-видимому, областями сноса служили Шаимский мегавал и северо-восточный склон Средне-Уральской моноклинали.

5. Преимущественно аллювиальная песчано-глинистая литологофациальная подзона встречена по периферии Шаимского мегавала. Выделена по разрезам скважин Убинской, Потанайской, Филипповской и Кандырской площадей. Границы подзоны проведены условно, в особенности в восточной его части.

Среднеюрские и нижнекелловейские отложения данного комплекса имеют строение, типичное для аллювиальной толщи: внизу залегают песчаники с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов, а выше — преимущественно аргиллиты и алевролиты с прослоями песчаников. Разрез состоит из трех пачек. Нижняя пачка сложена песчаниками, обогащенными в подошве гравийным материалом. Слоистость песчаников преимущественно асимметричная волнистая и косоволнистая. Характерна ритмичная сортировка зерен в каждом слойке, внизу — грубозернистая и более тонкая — вверху. Средняя пачка сложена массивными, горизонтально-и волнистослоистыми аргиллитами с редкими прослойками алевролитов и аргиллитов. Характерны прослои почв. Обе эти пачки слагают нижний эрозионный цикл. Суммарная мощность цикла составляет — 20—40 м. Верхняя пачка разреза сложена ритмично переслаивающимися аргиллитами, алевролитами и песчаниками с преобладанием первых двух типов пород. Слоистость пород — полого-волнистая, иногда — типа завихрения. В основании пачки содержится рассеянная галька кристаллических пород. Пачка образует верхний эрозионный цикл (мощность цикла достигает 30 м). В целом, в данной литолого-фациальной подзоне преобладают аргиллиты и алевролиты. Песчаники обычно сильно глинистые с многочисленными линзочками и прослойками заиления. Их суммарная мощность составляет в среднем 15—20 м. Текстурные особенности отложений данной фациальной подзоны

указывают, что долины, в которых они формировались, испытывали тектонические опускания.

Вещественный состав обломочного материала алеврито-песчаных пород позволяет утверждать, что источниками сноса служили территории осевой части Шаимского мегавала и местные выступы фундамента.

6. Предположительно аллювиально-болотно глинистая литолого-фациальная подзона развита на юго-востоке Шаимского района. Она выделена по разрезам скважин Леушинской и Половинкинской площадей. Границы подзоны в связи с ограниченным материалом проведены весьма условно. Среднеюрские и нижнекелловейские отложения здесь сложены аргиллитами с прослоями алевролитов. Слоистость волнистая и горизонтальная. В верхней части встречены прослои и пропластки бурых углей. Глинистый состав и характер слоистости позволяют предполагать, что отложения данной зоны накапливались в условиях фаций поймы и болот. Питающей провинцией служила Восточно-Туринская моноклиналь, фундамент которой сложен кристаллическими сланцами.

За пределами основного поля в виде пятен выделяются участки возвышенной денудационно-аккумулятивной равнины среди низменной аккумулятивной равнины. Такие поля выделяются на Каменной, Лемьинской, Верхне-Лемьинской и Даниловской площадях. В своде одноименных локальных поднятий среднеюрско-нижнекелловейские отложения выклиниваются. На склонах их появляются отложения верхов тюменской свиты. Низы средней юры, как правило, отсутствуют. По составу и текстурным особенностям они в большинстве случаев аналогичны соответствующим частям средней юры смежных литолого-фациальных подзон низменной равнины и представлены также идентичными или более песчанными фациями. Источники сноса местные.

Заканчивая фациальную характеристику среднеюрско-нижнекелловейских отложений, необходимо сказать несколько слов о выделении основных направлений речных долин. Реки, стекавшие с осевой зоны Шаимского мегавала, имели преимущественно широтное и субширотное направление. Отдельные делины рек располагались параллельно друг другу. Более крупные реки текли на северо-восток вдоль осей современных прогибов по региональному уклону складчатого основания. Они впадали в озера, располагавшиеся в северной части Верхне-Кондинского мегапрогиба и Ханты-Мансийской впадины.

Фациальный анализ и распределение мощностей среднеюрско-нижнекелловейских отложений показывают, что к концу накопления тюменской свиты сформировались и были выражены в рельефе основные структуры изученной территории.

Климат в среднеюрскую эпоху и раннекелловейский век был влажным и умеренно теплым, что доказывается составом флоры и спорово-пыльцевых комплексов, в которых преобладают папо-

ротники рода Coniopteris (особенно во второй половине эпохи). Берега рек, озер и болот были покрыты папоротниками, хвощами и плаунами. На междуречьях и водоразделах росли хвойные, папоротники, гинкговые и цикадофиты. О влажном и теплом климате свидетельствуют обильные растительные остатки, прослои углей, сероцветность пород, значительное содержание каолинита и присутствие прослоев и линз сидерита. В начале позднеюрской эпохи происходит некоторая аридизация климата, выражающаяся в появлении флоры ксерофитного облика (родов Brachyphllum и Pagiophyullum).

ПОЗДНЕЮРСКАЯ ЭПОХА

§ 1. СРЕДНИЙ И ПОЗДНИЙ КЕЛЛОВЕЙСКИЕ ВЕКА

В средне- и позднекелловейском веках началась крупнейшая в мезозое морская трансгрессия, охватившая большую часть Сибирского Приуралья. Рельеф суши, созданный экзогенными и эндогенными процессами в среднеюрской эпохе и раннем келловее, в значительной мере определил глубину проникновения моря на территорию суши. Море довольно быстро затопило низменную аккумулятивную равнину, склоны возвышенной денудационно-аккумулятивной равнины и долины древних рек за исключением, может быть, их верховьев. Накопление осадков в это время происходило в пределах Ханты-Мансийской впадины в Верхне-Кондинском мегапрогибе, на склонах Шаимского мегавала и Восточно-Туринской моноклинали.

Для морских отложений среднего и верхнего келловея, как вообще для верхнеюрских морских отложений, характерна четкая зональность по гранулометрическому составу, обусловленная пространственным расположением существовавших в это время источников сноса и их рельефом.

По литолого-палеогеографическим условиям накопления осадков среднего и позднего келловея выделяются четыре палеогеографические зоны (рис. 17): глубокая часть шельфа, мелкая часть шельфа, включая прибрежную зону, опресненные заливы и суша (область сноса).

Зона глубокой части шельфа выделена на том основании, что в ее пределах средне- и верхнекелловейские отложения представлены исключительно глинистыми породами, выдержанными на громадной территории по составу и мощностям. Для отложений этой зоны характерны горизонтальная тонкая и линзовидно-прерывистая слоистость и донные тонкостенные пелециподы. Прибрежная зона и мелкая часть шельфа выделена по песчаному и песчано-глинистому составу осадков, а также по характерным типам слоистости и особенностям строения донной фауны в сочетании с аутигенным комплексом минералов. Заливы с пониженной соленостью выделены по составу фауны.

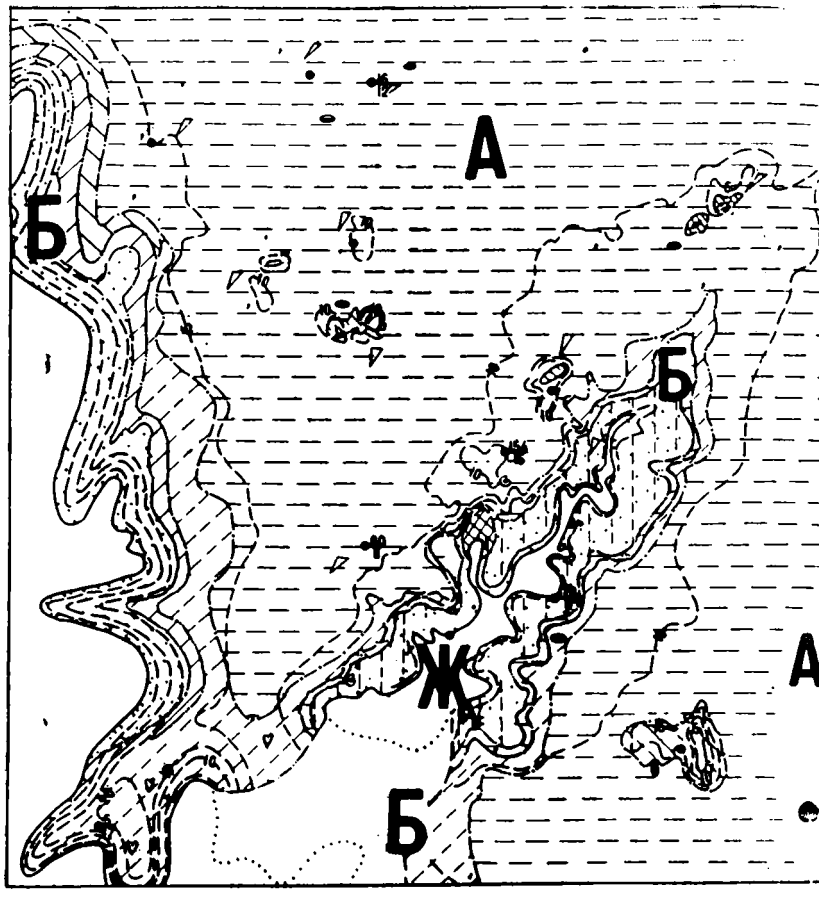


Рис. 17. Схематическая литолого-палеогеографическая карта средне- и позднекелловейского веков Шаимского нефтеносного района.

Составил Г. С. Ясович, 1967. Условные обозначения те же, что и на рис. 13.

Зона глубокой части шельфа занимает большую часть площади средне- и позднекелловейского морского бассейна на изученной территории. Отложения среднего и верхнего келловея представлены глинами сильно слюдистыми, алевритовыми, с обилием обломков и целых ростров белемнитов, тонкостенных раковин пелеципод и аммонитов разной степени сохранности. В западной части в зоне перехода в мелкую часть шельфа в глинистых породах содержатся линзочки светло-серого алевритового материала, подчеркивающие линзовидно-волнистую и линзовидно-прерывистую горизонтальную слоистость. Часто наблюдаются ходы илоедов, выполненные алевритовым материалом.

В основании морских келловейских отложений на контакте с тюменской свитой во многих разрезах выделяется пласт известковых сидеритов оолитового строения. Оолиты сложены лептохлоритами и сидеритом, причем последний коррозионно развивается по лептохлоритам. В сидерите содержится существенная примесь песчано-алевритового плохо отсортированного материала. Оолитовые сидериты, пожалуй, одна из наиболее специфических особенностей средне- и верхнекелловейских отложений. Содержание оолитов в среднем составляет 10—20% породы. Они имеют эллипсоидальную овальную форму и различные размеры в одном и том же образце. Строение оолитов указывает, что последние формировались в стадии раннего диагенеза в еще рыхлом осадке. Источником железа, по-видимому, служили грунтовые воды, содержащиеся в осадках тюменской свиты. Последние накапливались, как уже отмечалось выше, в условиях влажного и умеренно теплого гумидного климата. Грунтовые воды при таком климате содержат много железа в форме комплексных органоминеральных соединений и карбонатов (Страхов, 1948). Во время морской трансгрессии грунтовые, а также воды озер и болот взаимодействовали с солеными морскими водами, в результате чего в илах образовались лептохлориты оолитового строения и сидериты. По мере понижения окислительно-восстановительного потенциала сидериты коррозионно замещали лептохлориты. Согласно данным ряда исследователей, в частности Д. В. Наливкина (1956), В. Ф. Чухрова (1955), Н. М. Страхова (1948) и Б. П. Кротова (1946), оолиты лептохлорит-сидеритового состава образуются в неподвижном осадке раннего диагенеза путем концентрации гелей вокруг определенных центров. Этим объясняется очень плохая сортировка обломочного материала в оолитовых породах.

В пределах глубокой части шельфа резко выраженные локальные поднятия значительной амплитуды осложняли фациальное однообразие средне- и верхнекелловейских отложений. К таким поднятиям относятся Каменное, Потанайское, Картопьинское, Кандырское, Кетлохское, Филипповское, Даниловское, Лемьинское, Верхне-Лемьинское и другие.

На поднятиях наблюдается четко выраженная фациальная зональность. В сводовых частях осадки келловейского возраста отсутствуют, а на склонах развиты песчаники и грубообломочные породы, переходящие ниже по склонам в алевролиты и аргиллиты. Песчаники глинистые, плохо отсортированные, мелкозернистые, с обилием раковин пелеципод, ростров белемнитов и редкими углефицированными растительными остатками. Вниз по разрезу происходит укрупнение обломочного материла. В песчаниках часто встречаются линзы глинистого материала, подчеркивающие волнистую линзовидно-прерывистую слоистость. Ширина отдельных фациальных зон незначительная: чаще всего измеряется сотнями метров, реже километрами. Форма песчаных тел в плане

обычно неправильная. В структурно-эрозионных понижениях, осложняющих локальные поднятия, ширина и мощности зон песчаников, а также песчано-глинистых зон — наибольшие, а на выступах и мысах —минимальные. Короче говоря, участки, расположенные в заливообразных понижениях рельефа фундамента локальных поднятий, служили ловушками обломочного терригенного материала. Такие особенности в распределении обломочного материала в плане и по разрезу находятся в полном соответствии с распределением осадков в современных прибрежных и мелководных зонах морей и океанов (Зенкович, 1962; Шепард, 1964, и др.).

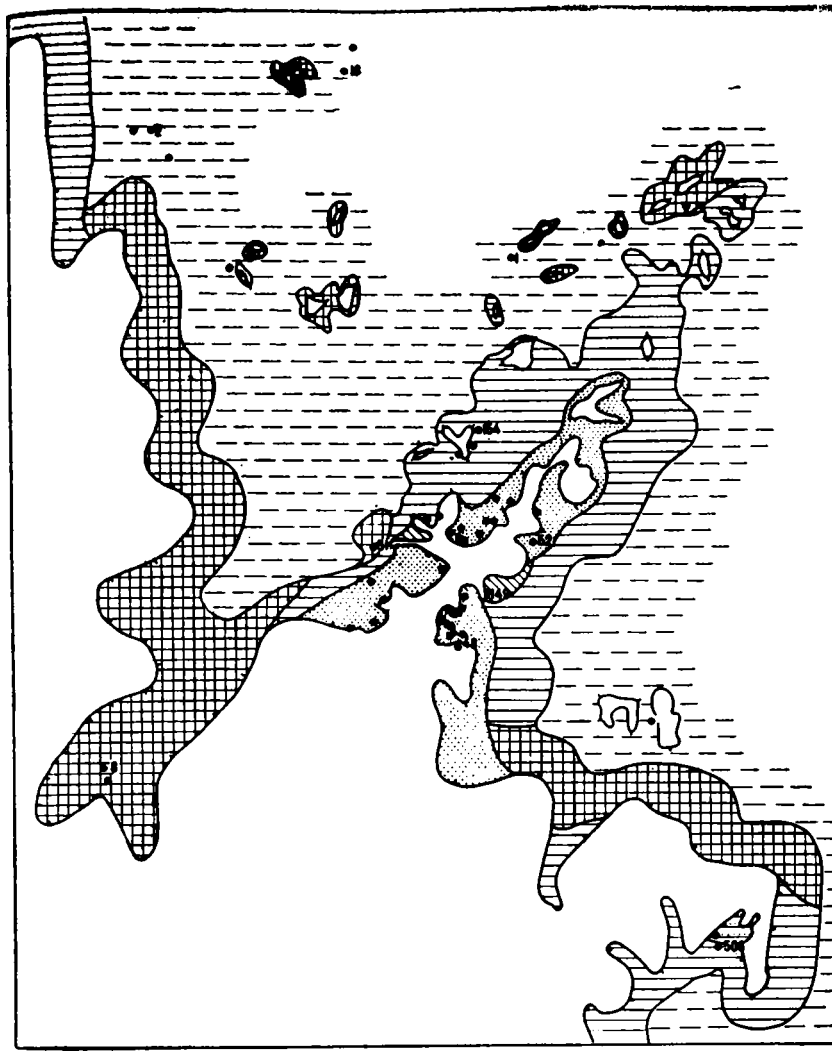
В целом, в пределах указанных локальных поднятий выделяются следующие фациальные подзоны: область сноса, подзона прибрежно-морских песчано-гравийных осадков и подзона мелководно-морских песчано-глинистых осадков. За пределами локальных поднятий песчано-алевритовые осадки замещаются глинами. Вещественный и гранулометрический состав осадков, а также фациальная зональность несомненно указывают на то, что локальные поднятия представляли собой острова, на подводных склонах которых формировались грубообломочные и песчано-алевритовые осадки в результате абразии морскими волнами берегов (рис. 18). Гранулометрический состав терригенных наносов определялся крутизной профиля морского дна и волновым режимом.

Зона прибрежной и мелкой части шельфа окаймляет нижнюю часть шельфа в виде полосы шириной 15—40 км. В пределах этой зоны выделяется несколько литолого-фациальных подзон: 1. подзона прибрежно-морских песчаников и алевролитов; 2. подзона мелководно-морских глинисто-песчаных пород и 3. подзона мелководно-морских песчано-глинистых пород.

1. Подзона прибрежно-морских алеврито-песчаных осадков развита в краевой части описываемой палеогеографической области в виде полосы шириной от 5 до 20—30 км. Ширина распространения подзоны определяется уклоном морского дна келловейского моря. Уклон морского дна в значительной мере зависел от рельефа досреднекелловейской суши. Наибольшая ширина литолого-фациальной подзоны фиксирована на участках развития досреднекелловейских речных долин, наименьшая — на участках, представляющих собою мысы. Подзона проведена по разрезам скважин Мало-Сосьвинской, Шаимской, Леушинской и др. площадей. На юго-западе границы подзоны проведены словно.

В пределах Шаимского мегавала отложения данной литофациальной зоны сложены мелкозернистыми песчаниками и алевролитами очень хорошо сортированными с обломками раковин пелеципод и углефицированных остатков. Скопления раковин пелеципод и растительных остатков подчеркивают прерывисто-волнистую и редко крупную косую слоистость песчаников и алевролитов. В подошве происходит укрупнение обломочного материала, часты прослои гравелитов и конгломератов.

На Леушинской площади в песчаниках и алевролитах рассмат-



Р и с. 18. Схема вещественного состава песчано-алевритовых пород средне- и позднекелловейского возраста Шаимского нефтеносного района.

Составил Г. С. Ясович, 1967. Условные обозначения те же, что и на рис. 16.

риваемой зоны часты линзы и прослойки глинистого материала, обуславливающие линзовидно-волнистую слоистость. Здесь сортировка обломочного материала хуже, чем на Шаимском мегавалу. В сторону регионального погружения подошвы средне-верхнекелловейских отложений происходит уменьшение размеров частиц. В этом же направлении намечается ухудшение сортировки терри-

генного материала, увеличение глинистости и появление линзочек и прослойков глинистых пород. Наряду с региональными фациальными изменениями состава наблюдаются местные отклонения, вызванные влиянием локальных поднятий. Закономерности изменения гранулометрического состава аналогичны региональным: в присводовых частях размеры частиц наибольшие, а на погружении они уменьшаются. В целом, отложения данной фациальной подзоны сформировались в прибрежных условиях и заливах. На это указывают состав пород, типы слоистости, характер донной фауны и обугленные растительные остатки.

Интересен вещественный состав песчано-алевритовых пород в пределах Шаимского мегавала, в той части, которая примыкает к его гребню. Здесь развиты песчаники кварцевого и полевошпат-кварцевого состава. В сторону регионального погружения слоев кварцевые разновидности переходят в полимиктовые и метакластические. Изменение гранулометрического и вещественного состава осадков указывает на их образование, в основном, за счет разрушения как берегов континента, так и островов, которые располагались в прибрежной зоне. Состав тяжелой фракции песчано-алевритовых пород также говорит в пользу того, что источником сноса служили примыкавшие участки суши, а также локальные выступы фундамента. Кварцевый состав песчаников на склонах Шаимского мегавала, на наш взгляд, связан, по-видимому, с перемывом подстилающих кварцево-слюдистых и кварцевых песчано-алевритовых пород тюменской свиты во время морской трансгрессии. Возможно, что кварцевые породы частично формировались за счет абразии пород коры выветривания, развитых на склонах Шаимского мегавала. Тот факт, что источником сноса для кварцевых пород служили подстилающие образования кристаллического основания, подтверждает сравнение состава тяжелой фракции с акцессориями из пород фундамента Шаимского мегавала. Мощность отложений данной подзоны — до 10 м.

2. Подзона прибрежно-морских отложений гипсометрически ниже в направлении регионального погружения подошвы средне-верхнекелловейских отложений переходит в подзону мелководно-морских глинисто-песчаных пород. Последняя протягивается параллельно подзоне прибрежных отложений, образуя полосу шириной 5—20 км. Данная литофациальная подзона выделена условно, в основном, по разрезам скважин Леушинской площади. К северу от Шаимского района она выделяется более уверенно.

Здесь средне-и верхнекелловейские отложения сложены песчаниками и аргиллитами с преобладанием первых. Песчаники преимущественно мелко- и среднезернистые с глинисто-лептохлоритовым цементов базального и порового типов. Для пород характерно высокое содержание глинистого цемента, составляющего 20—40% от объема породы, и преимущественно плохая сортировка обломочного материала. В песчаниках содержатся линзочки и прослойки гли-

нистого материала и скопления обугленных растительных остатков, обуславливающих линзовидно-волнистую и косую (очень редко) слоистость. Аргиллиты темно-серые, слюдистые, алевритовые, с многочисленными остатками тонкостенных раковин пелеципод и головоногих, главным образом, белемнитов. Линзочки алевритового материала подчеркивают волнистую слоистость. В подошве рассматриваемой толщи в песчаниках отмечается повышенное количество сидерит-лептохлоритового цемента, содержащего значительную примесь оолитов сидерит-лептохлоритового состава. Сортировка обломочного материала в оолитовых песчаниках очень плохая. Условия образования оолитов в песчаниках данной подзоны аналогичны условиям образования оолитовых сидеритов в пределах вышеописанной глубокой части шельфа.

Вещественный состав и характер пространственного распределения песчано-алевритовых пород данной фациальной зоны показывают, что источниками обломочного терригенного материала служили прилегающие участки суши, откуда он поступал в прибрежную зону и морское мелководье. Часть материала, вероятно, поставляли выступы фундамента локальных поднятий. Иной вещественный состав имеют песчаные породы на локальных поднятиях данной подзоны. Здесь минералого-петрографический состав обломочного терригенного материала целиком зависит от состава подстилающих пород фундамента. Вещественный состав и характер распределения песчаных пород на локальных поднятиях несомненно указывает на то, что они представляли собою острова и служили источниками песчаного и грубообломочного материала. Мощность средне-верхнекелловейских отложений данной подзоны составляет 7—10 м.

3. Подзона мелководно-морских песчано-глинистых пород расположена между предыдущей подзоной и глубокой частью шельфа. Она протягивается полосой шириной 10—30 км. Подзона выделена по разрезам скважин Андреевской, Средне-Мулымьинской и Убинской площадей.

Здесь средне- и верхнекелловейские отложения представлены аргиллитами и песчаниками с преобладанием глинистых пород. Песчаники мелкозернистые, сильно глинистые, плохо отсортированные. В направлении погружения подошвы средне- и верхнекелловейских отложений они постепенно замещаются вначале алевролитами, а затем глинами. Песчаники образуют прослои мощностью 2—3 м. Текстурные особенности песчаных и глинистых пород описываемой фациальной зоны аналогичны таковым предыдущей подзоны.

Источниками обломочного материала песчаников и алевролитов служила располагавшаяся на западе и юго-западе суша. Морскими волнами и течениями он разносился в пределах мелкой части шельфа. Часть обломочного материала песчаных пород кел-

ловея поставляли подстилающие песчано-алевритовые образования тюменской свиты, которые подвергались частичному перемыву в результате морской трансгрессии, главным образом, на начальном ее этапе. На это указывает вещественный состав песчаников данной фациальной зоны.

Локальные поднятия, современная амплитуда выступов фундамента в пределах которых составляет не менее 70 м, нарушают региональный характер распределения обломочного материала. В пределах таких поднятий (Северо-Убинское, Средне-Мулымьинское) наблюдается та же фациальная зональность в распределении осадков, что и в региональном плане. На сводах отсутствуют келловейские отложения, а на крыльях по направлению погружения слоев последовательно сменяют друг друга прибрежно-морская песчаная, мелководные глинисто-песчаная и песчано-глинистая подзоны. В плане они имеют чрезвычайно причудливые неправильные формы.

Источником обломочного материала песчаных пород в пределах локальных поднятий служили выступы фундамента в пределах этих же поднятий. На это указывают вещественный и гранулометрический состав, а также фациальная зональность осадков. Эти локальные поднятия представляли собою относительно невысокие острова с довольно крутыми склонами, на что указывают гранулометрический состав и степень сортировки обломочного материала.

Наряду с основными трему фациальными подзонами, в пределах мелкой части шельфа на Убинских площадях выделяется зона алевритовых осадков. Площадь ее весьма незначительная. Келловейские отложения представлены сильно глинистыми алевролитами с многочисленными линзочками и прослойками глинистого материала, обуславливающими волнистую слоистость. В северо-восточном направлении они замещаются глинистыми осадками.

На юго-западе за пределами Шаимского района (Ереминская площадь) выделяется подзона опресненного залива. Отложения среднего и верхнего келловея в пределах этого залива представлены алевролитами буровато-серыми слюдистыми, с редкими плохо сохранившимися единичными раковинами пелеципод и обилием углефицированных растительных остатков. Слоистость, подчеркиваемая чешуйками слюды и растительным детритом, пологоволнистая. В алевролитах содержится очень однообразный комплекс фораминифер, состоящий исключительно из большого количества экземпляров аммодискусов. Состав фауны послужил основанием для отнесения района к опресненному заливу. В этот залив, по-видимому, впадала река, долина которой была заложена еще в среднеюрскую эпоху.

Заканчивая анализ палеогеографии средне- и позднекелловейского времени, необходимо отметить одну ее особенность. Характер распределения фаций средне- и верхнекелловейских отло-

жений определяется формами досреднекелловейского рельефа и интенсивностью тектонических движений во время трансгрессии. Область низменной аккумулятивной равнины и частично склоны возвышенной денудационно-аккумулятивной равнины не оказывали сопротивления наступавшему морю. Здесь сформировалась глубокая часть шельфа с однообразными глинистыми фациями. Значительная же часть досреднекелловейской возвышенной денудационно-аккумулятивной равнины и денудационная возвышенность оказали противодействие продвижению моря в глубь суши. На этой территории формировались прибрежные и мелководно-морские осадки мелкой части шельфа с соответствующими фациальными подзонами. Аналогичное противодействие на трансгрессировавшее море оказывали также резко выраженные локальные поднятия.

§ 2. РАННЕОКСФОРДСКИЙ ВЕК

В раннеоксфордском и, возможно, в начале позднеоксфордского веков произошло тектоническое опускание изучаемой территории, которое привело к некоторому расширению морского бассейна. Площадь морского бассейна незначительно расширилась по сравнению с келловейским. Сушей оставались по-прежнему значительные части Шаимского мегавала и Восточно-Туринской моноклинали, Средне-Уральская моноклиналь и Пелымский выступ, а также отдельные внутренние локальные поднятия. Слабая дифференциация тектонических движений, в частности, относительная пассивность роста локальных поднятий на общем фоне опусканий предопределили довольно однообразный, преимущественно глинистый состав раннеоксфордских отложений.

По литолого-палеогеографическим условиям раннего и, возможно, начала позднеоксфордского веков выделяются следующие основные зоны (рус. 19): размыва (суша), прибрежная полоса и мелкая часть шельфа и глубокая часть шельфа. Все эти зоны выделены по тем же критериям, что и в келловейском веке.

Глубокая часть шельфа на исследованной территории занимает подавляющую часть пространства раннеоксфордского морского бассейна. В пределах глубокой части шельфа обособляются две фациальные подзоны: тонкоотмученных слабо слюдистых глинистых пород и слюдистых песчаных глинистых пород.

1. Подзона тонкоотмученных глинистых пород развита на востоке района и пространственно совпадает с Ханты-Мансийской впадиной. Нижнеоксфордские отложения представлены темно-серыми с буроватым оттенком тонкоотмученными глинами, часто содержащими прослои известковых разностей. Слоистость неясно выраженная, горизонтальная. Для пород характерно обилие ростров белемнитов, раковин пелеципод и аммонитов различной степени сохранности. Мощности отложений данной подзоны —3—8 м.

2. Подзона слюдистых алевритовых глинистых пород распространена широкой полосой западнее вышеописанной подзоны.

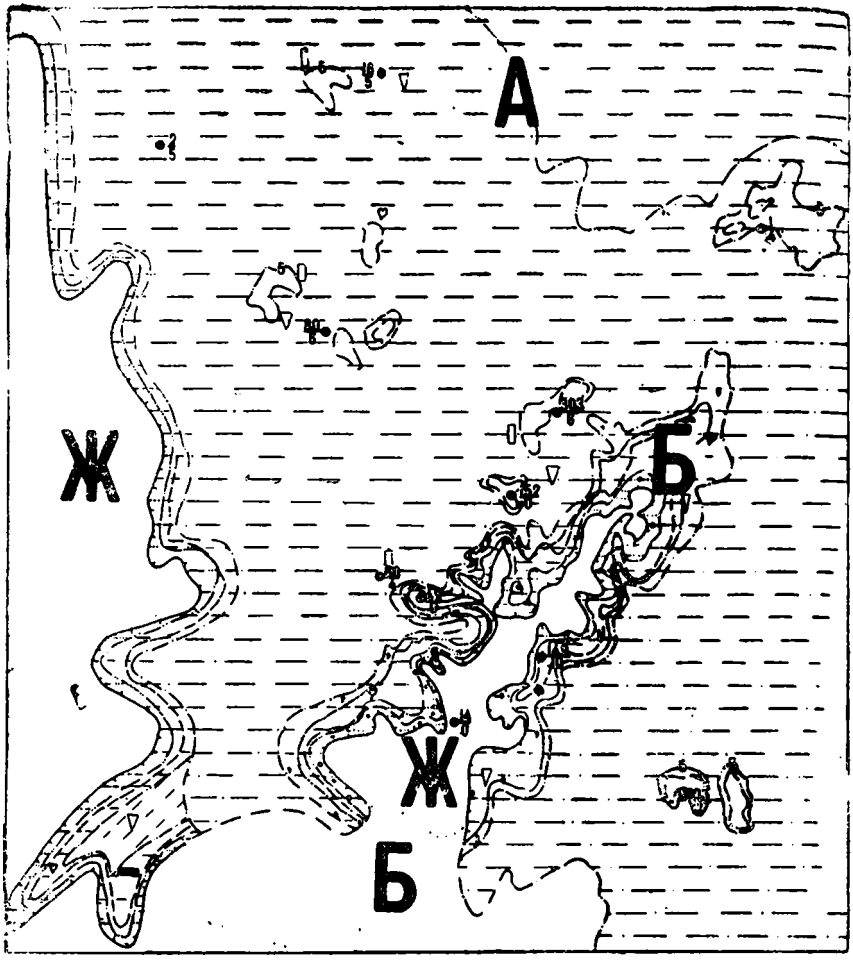


Рис. 19. Схематическая литолого-палеогеографическая карта раннеоксфордского и начала позднеоксфордского веков Шаимского нефтеносного района.
Составил Г. С. Ясович, 1967. Условные обозначения те же, что и на рис. 13.

В плане она занимает территории Верхне-Кондинского мегапрогиба, северо-восточное погружение Шаимского мегавала и Восточно-Туринской моноклинали.

Отложения нижнего оксфорда представлены аргиллитами темно-серыми почти черными с буроватым оттенком, слюдистыми, песчано-алевритовыми, с многочисленными остатками раковин пелеципод, аммонитов и белемнитов. Породы обогащены органическим веществом, которое обуславливает горизонтальную слоистость и бурый оттенок породы. Органическое вещество в значительной степени углефицировано, частью образует линзочки буро-

вато-красного цвета. Песчано-алевритовая примесь составляет 10—20% породы, несколько увеличиваясь сверху. вниз. Раковины пелеципод тонкостенные.

Зона прибрежно- и мелководно-морских отложений занимает значительно меньшую площадь, чем в келловейском веке. Эти отложения установлены на склонах Шаимского мегавала, а также на Еремпнской, Тайгинской и Леушинской (Лиственичной) площадях.

Мелкая часть шельфа выделена весьма условно на западе Шаимского мегавала и Верхне-Кондинского мегапрогиба. Зона показана всего лишь шириной 5—10 км и , по-видимому, является южным продолжением мелкой части шельфа Березовского района.

Вероятно, в раннем оксфорде территория Шаимского мегавала представляла собою остров, отделенный от основного континента, расположенного юго-западнее, проливом. Пролив выделен предположительно. Основанием для его выделения служит сходство состава фораминифер раннего оксфорда Еремпнской площади с таковыми района Покровки, Тюмени и Карабаша. Ширина пролива составляла в среднем 20—40 км.

В пределах прибрежной зоны и мелкой части шельфа выделяются 4 фациальные подзоны: прибрежная алеврито-песчаная и гравийно-песчаная; мелководная глинисто-песчаная; мелководная алевритовая; мелководная глинисто-алевритовая.

1. Прибрежная алеврито-песчаная и гравийно-песчаная фациальная подзона развита на крыльях Шаимского мегавала, где окаймляет осевую часть узкой полосой шириной 1—5 км. Отложения нижнего оксфорда здесь сложены песчаниками с прослоями гравелитов и органогенно-обломочных известняков. Песчаники мелко- и разнозернистые с различной примесью гравийного материала. Сортировка обломочного материала средняя, реже плохая. Для песчаников характерны относительно высокое содержание цемента, представленного кальцитом и глинистым материалом, присутствие зерен глауконита. В направлении выклинивания увеличиваются размеры частиц песчаных фракций, а также возрастает примесь гравийных обломков и относительное содержание гравелитов. Гравелиты мелко- и разнозернистые, плохо отсортированные. Слоистость песчаников неясная полого-волнистая. Вещественный состав песчаников и гравелитов исключительно полимиктовый. Среди песчаников выделяются собственно полимиктовые, метакластические, аркозовые и кремнекластические разновидности. Распределение этих разновидностей в плане зависит от состава подстилающих пород кристаллического фундамента.

Органогенно-детритовые известняки образуют прослои мощностью 0,1—0,5 м. Обломки фауны в значительной степени перекристаллизованные. Раковинный детрит состоит преимущественно из пластинок и иголок морских ежей и в меньшем количестве из обломков пелеципод. Породы разнодетритовые. Распределение

и состав гравийно-песчаных пород, степень сортировки, окатанность обломочного материала, комплекс аутигенных минералов и характер слоистости позволяет заключить, что описываемые отложения сформировались в прибрежных условиях на крутом подводном склоне. В таких условиях материал не подвергался сколько-нибудь длительной механической обработке, а быстро захоронялся. Это обусловило плохую сортировку и слабую окатанность обломочного материала. Основными источниками сноса служили прилегающие выступы фундамента осевой части Шаимского мегавала. Об этом свидетельствуют вещественный и гранулометрический состав песчаных пород.

2. Мелководная подзона глинистых песчаников узкой полосой окаймляет предыдущую подзону. Она уверенно прослеживается на Шаимском мегавалу, где образует полосу шириной 5—10 км. На западе данная подзона выделена условно ввиду отсутствия фактических материалов. Отложения рассматриваемой фациальной подзоны представлены песчаниками глинистыми мелко- и разнозернистыми, полимиктовыми с линзочками и тонкими прослойками алеврито-глинистого материала, подчеркивающими волнистую слоистость. Сортировка обломочного материала средняя и плохая. Вещественный состав песчаников полимиктовый и полевошпат-кварцевый. Такие критерии, как слабая сортировка, значительное содержание глинистого материала, тонкостенные раковины пелеципод, присутствие глауконита, тонкая волнистая слоистость, указывают, что образование песчаников происходило в условиях морского мелководья при довольно слабой гидродинамической активности среды осадконакопления. Некоторые исследователи считают, что глауконит образуется в условиях относительно слабой волновой деятельности (Крумбейн и Слосс, 1960).

Вещественный и гранулометрический состав песчаников и комплекс акцессорных минералов указывают, что они образовались в результате сноса обломочного материала с осевой части Шаимского мегавала. Значительные поля развития полевошпат-кварцевых песчаников отмечаются на северо-востоке мегавала (на Тетеревских площадях). Фундамент здесь сложен серицит-кварцевыми, серицит-хлорит-альбитовыми и эпидот-хлорит-плагиоклазовыми кристаллическими сланцами. Кажущаяся аномалия развития полевошпат-кварцевых и даже аркозовых песчаников объясняется особенностями состава пород кристаллического фундамента, Характер и состав полевых шпатов, высокое содержание эпидота и других характерных для сланцев акцессориев в песчаниках, несомненно, свидетельствуют о том, что источниками сноса служили местные выступы фундамента.

3. Мелководная алевритовая фациальная подзона развита на Лиственичной (Леушинской) площади, а также на Шаимском мегавалу. На остальной территории выделяется условно. Подзона распространена полосой шириной 1—5 км. На Шаимском валу

сна окаймляет подзону глинистых песчаников. Отложения нижнего оксфорда в пределах этой подзоны представлены алевролитами с многочисленными линзами и прослоями глинистого материала, подчеркивающими волнистую и горизонтальную слоистость пород. Вещественный состав алевролитов близок к песчаным, которые их фациально замещают в направлении берега. В алевролитах всегда содержится значительное количество глауконита и обилие обломков тонкостенных пелеципод, гастропод и ростров белемнитов. Алевролиты образовались в мелководных морских условиях. Среда осадконакопления имела спокойный гидродинамический режим. На это указывают горизонтальная и полого-волнистая слоистость и состав осадков. Материал осаждался преимущественно из взвеси. Волны и течения оказывали чрезвычайно слабое воздействие на осадок.

Южнее Шаимского района на Лиственичной (Леушинской) и Тайгинской площадях алевритовая зона непосредственно примыкает к области сноса, представлявшей собою сушу. Надо полагать, что на этих площадях в рассматриваемый век накапливались прибрежные песчаные и мелководные глинисто-песчаные фации, которые в позднем оксфорде и кимеридже были размыты в результате положительных движений указанных площадей.

Источниками сноса служили те же районы, которые поставляли обломочный материал для более мелководных фации. Мощность отложений данной фациальной подзоны — 3—10 м. В глубь морского бассейна алевролиты постепенно замещаются глинистыми породами.

4. Мелководно-морская глинисто-алевритовая фациальная подзона установлена и выделена только на Еремпнской площади и, возможно, развита в крайней западной части Шаимского района. Здесь отложения нижнего оксфорда представлены переслаиванием алевролитов. Слоистость горизонтальная, линзовидно- и полого-волнистая. Содержатся редкие обломки тонкостенных пелеципод и ходы илоедов. Вероятно, эти отложения представляют собою фации перехода мелкой части шельфа в глубокую.

В целом, фации нижнего оксфорда здесь значительно более глинистые, чем среднего и верхнего келловея. В это время значительно сократились области прибрежно- и мелководно-морских осадков. Эти особенности свидетельствуют о пониженной гидродинамической активности среды накопления. Рельеф суши, обрамлявшей раннеоксфордское море был, по-видимому, более сглаженным по сравнению с келловейским, что обусловило значительную глинистость даже прибрежных осадков.

ПОЗДНЕОКСФОРДСКИЙ И КИМЕРИДЖСКИЙ ВЕКА

В позднеоксфордском и кимериджском веках произошло некоторое расширение морского бассейна на исследованной территории. Большая часть Краснопенинского и Шаимского нефтеносных

районов оказалась под уровнем моря. Области размыва, которые представляли собой сушу, находились в наиболее приподнятых частях Шаимского мегавала, Восточно-Туринской и Средне-Уральской моноклиналей.

Для позднеоксфордского и кимериджского веков исследованной территории характерна значительная дифференциация тектонических движений. На фоне общего опускания крупных отрицательных структур, многие локальные поднятия испытывали периодические положительные движения. По этой и некоторым другим причинам, о которых будет сказано подробнее ниже, фации этого времени характеризуются наибольшим разнообразием и богатством типов пород. Пожалуй, среди верхнеюрских фаций верхнеоксфордские и кимериджские самые пестрые.

По литолого-палеогеографическим особенностям позднеоксфордского и кимериджского веков выделяются следующие зоны (рис. 20): глубокая часть шельфа, мелкая часть шельфа и прибрежная зона и суша (области размыва). Разграничение перечисленных зон произведено по тем же критериям, по которым выделены палеогеографические зоны в келловейском и раннеоксфордском веках.

Глубокая часть шельфа занимает большую часть территории Шаимского и Красноленинского районов. Она включает Ханты-Мансийскую впадину, Верхне-Кондинский мегапрогиб, северо-восточные периклинали Шаимского мегавала и Восточно-Туринской моноклинали, Красноленинский свод.

Верхнеоксфордские и кимериджские отложения в пределах глубокой части шельфа имеют довольно однообразный состав и сложены темносерыми, почти черными тонкоотмученными глинистыми породами, участками с прослоями известковистых разностей, с линзами и прослоями глауконититов. Для этих отложений характерны: отсутствие слоистости или неясная слоистость, остроугольно-оскольчатая отдельность, отсутствие сколько-нибудь значительной примеси песчано-алевритового материала, примесь глауконита и разнообразная, и богатая фауна пелеципод, гастропод, брахиопод, аммонитов, белемнитов и фораминифер различной степени сохранности. Для отложений также весьма характерны карбонатные стяжения специфического сидерит-манганокальцитового состава, которые, однако, встречаются не по всему полю распространения глинистых пород, а локализуются закономерно по склонам локальных поднятий, осложняющих общее фациальное однообразие осадков глубокой части шельфа. Эти поднятия характеризуются определенным фациальным профилем верхнеоксфордских и кимериджских отложений. Сидерит-манганокальцитовые конкреции приурочены к глинистым породам накапливавшимся в зоне их перехода в песчано-алевритовые и органогенно-обломочные осадки.

Полный и отчетливо выраженный фациальный профиль на локальных поднятиях имеет следующее строение в направлении

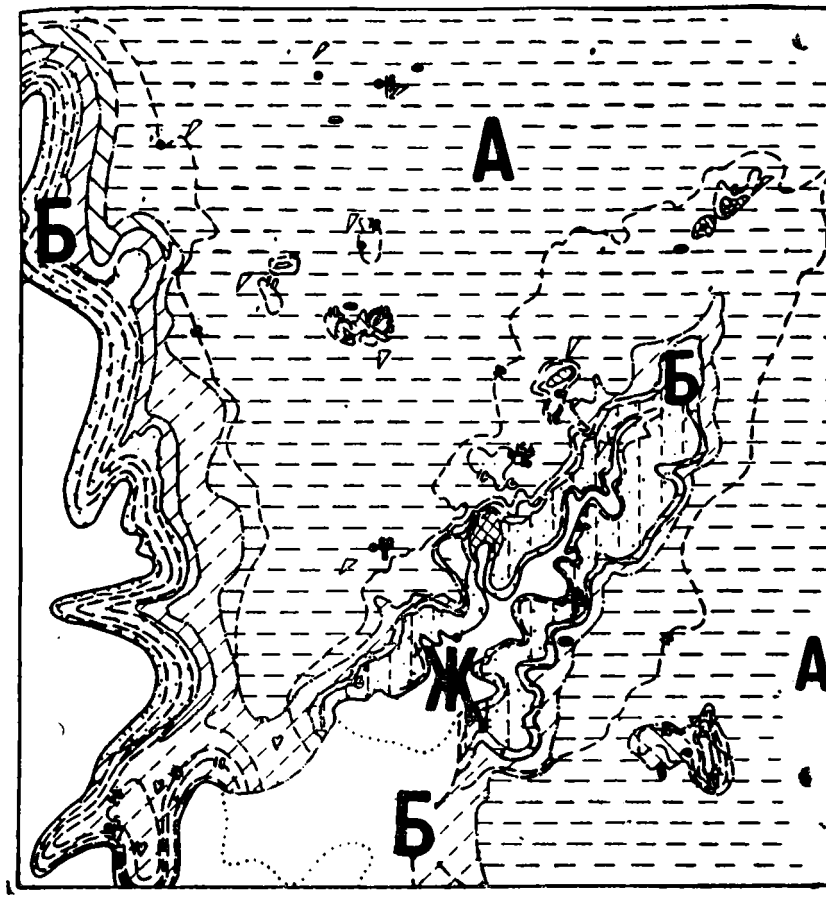


Рис. 20. Схематическая литолого-палеогеографическая карта конца позднеоксфордского и кимериджского (и ранневолжского ?) **веков Шаимского нефтеносного района.**

Составил Г. С. Ясович, 1967. Условные обозначения те же, что и на рис. 13.

от приподнятых участков в глубь моря. В присводовых частях многих поднятий отложения верхнего оксфорда и кимериджа отсутствуют. Ниже по склону развиты прибрежные и мелководные грубообломочные породы, песчаники, органогенно-обломочные известняки и спонголиты, еще ниже в зоне перехода мелководных осадков в относительно глубоководные развиты породы в виде переслаивания глинистых и органогенно-обломочных отложений которые переходят ниже по профилю в тонкоотмученные глины глубокой части шельфа. Такая же зональность в распределении фаций отмечается и в плане. Карбонатные конкреции приурочены

к полосе глинистых пород, которая граничит с мелководно-морскими песчаными и органогенно-обломочными породами, располагающимися ближе к берегу, т. е. они подчинены зоне перехода фаций мелкой части шельфа в фации глубокой части шельфа.

Вопросы образования карбонатных конкреций и их распределение в различных фациальных типах отложений подробно рассмотрены в трудах Н. М. Страхова (1962), А. В. Македонова (1966), Г. И. Бушинского (1962) и других исследователей.

Состав конкреций, их структурные и текстурные особенности, приуроченность строго только к глинистым отложениям, в основном, тонкоотмученным, неслоистым, свидетельствует, что их образование происходило в илах в стадии диагенеза вне поля действия волн и течений.

Согласно работам Н. М. Страхова (1962), аутигенные карбонаты кальция накапливаются в наибольших количествах в песчано-алевритовых илах, а карбонаты железа — в тонкозернистых глинистых породах. В нашем случае карбонатные стяжения имеют смешанный состав. Они сложены манганокальцитом и сидеритом с примесью родохрозита и анкерита. Очевидно, оптимальные условия для формирования отчетливо выраженных конкреций вышеуказанного состава существовали в зоне глинистых илов, граничащих с органогенными и песчано-алевритовыми осадками. В обе стороны от нее к прибрежным пескам и более пелагическим илам условия для формирования конкреций указанного специфического химико-минералогического состава резко ухудшились и постепенно сходили на нет. Ширина конкрециеносных зон определяется площадью поднятий — островов и рельефом морского дна. Чем большей была поверхность островов (поднятий) и положе уклон дна, тем шире эти зоны. Интересно отметить, что описанные конкреций не имеют современных аналогов (Македонов, 1966).

Резко выраженные в рельефе локальные поднятия нарушают общее закономерное распреедление глинистых пород в глубокой части шельфа. Таковы структуры Половинкинские, Даниловская, Лемьинская, Потанайская, Каменная и ряд других, сходных по амплитуде. В пределах этих поднятий выделяются прибережно-мелководно-морские фации, которые распределяются строго зонально. В связи с тем, что поднятия различаются друг от друга довольно значительно по величине амплитуды и площади, мощности отложений, состав и число фациальных зон на них также значительно разнятся.

В Шаимском и Верхне-Кондинском районах в отличие от Березовского мелководно- и прибрежно-морские фации внутренних локальных поднятий сложены почти целиком терригенными песчано-грубообломочными и глинисто-алевритовыми породами. Здесь органогенные породы обычно отсутствуют в разрезе верхнего оксфорда и кимериджа и лишь очень редко образуют прослои незначительной мощности. К таким поднятиям принадлежат По-

танайское, Убинское и Даниловское. На Половинкинском и Потанайском поднятиях органогенные породы образуют незначительные прослои и представлены почти исключительно спонголитами. В связи с этим фациальный состав отложений верхнего оксфорда-кимериджа относительно простой. На перечисленных выше локальных поднятиях отмечается следующая фациальная зональность. В сводах отложения верхнего оксфорда-кимериджа либо отсутствуют, либо пердставлены тонкоотмученными глинистыми породами с глауконитом. Глинистые породы соответствуют самой верхней части разреза интервала. На склонах выделяются глинисто-песчаная и песчано-глинистые фациальные подзоны. Они окаймляют сводовые участки и протягиваются параллельно друг другу. Ширина подзон определяется площадью поднятия и крутизной падения подошвы верхнеоксфордских-кимериджских отложений. Мелководно-морская глинисто-песчаная подзона сложена аргиллитами и песчаниками с преобладанием последних. Песчаники приурочены к нижней половине разреза. Они мелкозернистые с глинисто-карбонатным цементом, с прослоями алевролитов и линзочками и прослоями аргиллитов. В верхней части песчаники обогащены глауконитом, иногда до такой степени, что переходят прослоями в глаукониты. Сортировка обломочного материала плохая.

Мелководно-морская песчано-глинистая подзона окаймляет предыдущую подзону полосой шириной от 0,5 до 10 км. Разрез подзоны имеет строение, аналогичное предыдущей — внизу залегают песчаники, а вверху — глинистые породы. Различие заключается лишь в преобладании глинистых пород над песчаниками. За пределами подзоны простираются однородные глинистые отложения глубокой части шельфа. В глинах всех перечисленных фациальных подзон широко распространены манганокальцит-сидеритовые конкреции. Судя по вещественному и гранулометрическому составу обломочного материала песчаников, они образовались исключительно за счет размыва сводов местных выступов фундамента (рис. 21). Характер пространственного и вертикального распределения песчаных и глинистых пород позволяет нарисовать следующую картину образования отложений верхнего оксфорда-кимериджа на поднятиях данного типа. В первой половине рассматриваемого интервала времени, главным образом, в позднем оксфорде своды локальных поднятий представляли собою острова с абразионными беергами. Пляжевая зона отсутствовала или была очень узкой. Подводный склон дна был сравнительно крутым. Абрадируемый волнами материал сносился вниз по подводному склону, где накапливался, формируя определенный профиль равновесия. Гидродинамическая активность среды осадконакопления в большинстве пунктов была, по-видимому, относительно спокойной.

В кимеридже произошло опускание островов ниже уровня

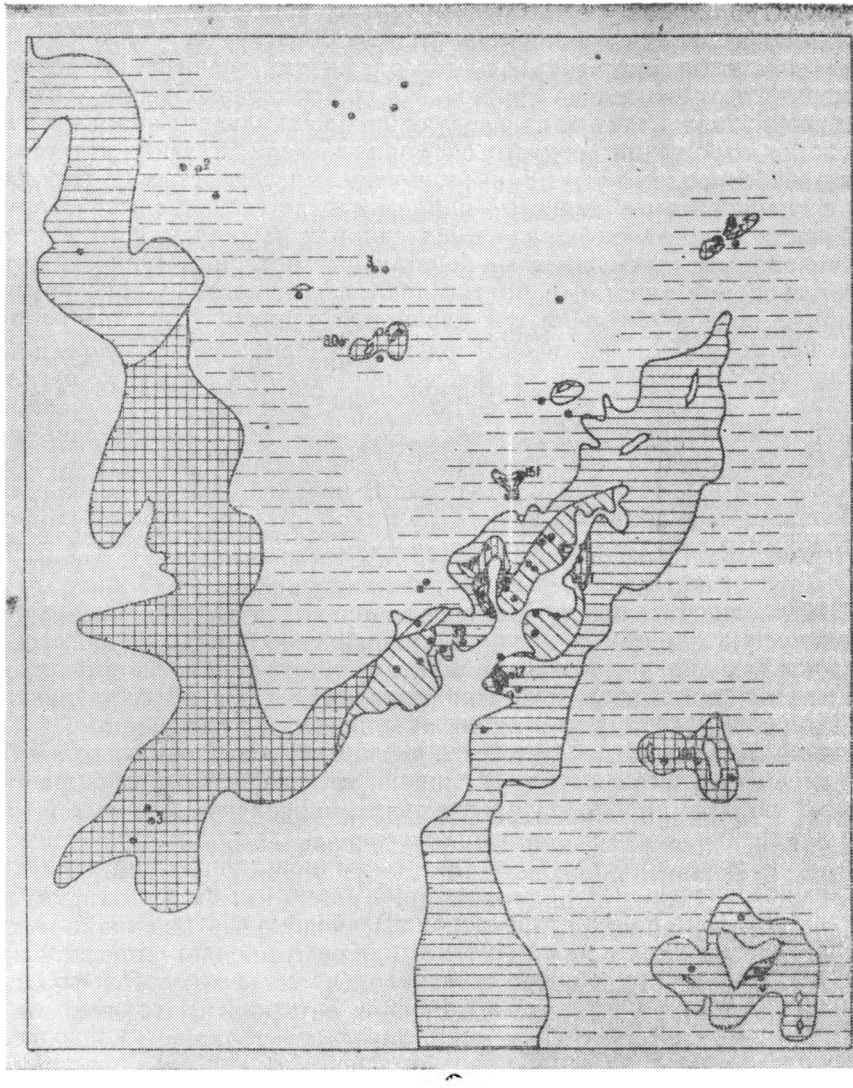


Рис. 21. Схема вещественного состава песчано-алевритовых пород оксфордского и кимериджского возраста Шаимского нефтеносного района.
Составил Г. С. Ясович, 1967. Условные обозначения те же, что и на рис. 16.

действия волн, в результате чего стали накапливаться тонкоотмученные глины. На Половинкинском поднятии мелководные фации представлены алевритами и аргиллитами с преобладанием аргиллитов. Алевролиты приурочены к низам разреза. Здесь формиро-

вание песчаных фаций не происходило, так как поднятие имеет незначительную амплитуду.

Сравнивая распределение отдельных типов пород в разрезе и плане, можно отметить такую закономерность. Гравийно-песчаные и алевритовые породы всюду приурочены к нижней половине разреза верхнего оксфорда-кимериджа. Верхняя же половина разреза сложена глинистыми породами. Всюду мы в принципе наблюдаем одну и ту же схему строения разреза, являющуюся следствием качественной однотипности тектонического развития локальных поднятий в пределах глубокой части шельфа. Нижняя часть разреза на поднятиях сформировалась в результате восходящих движений, а верхняя — нисходящих. Однако на различных локальных поднятиях движения происходили с различной скоростью.

Если сравнивать между собой фациальный состав отложений позднекелловейского, раннеоксфордского и позднеоксфордского — кимериджского возраста присводовых частей выше рассмотренных локальных поднятий, не трудно убедиться, что нижний интервал сложен преимущественно гравийно-песчаными, средний — глинистыми, а верхний гравийно-песчаными и органогенными. Это особенность строения разреза локальных поднятий, на наш взгляд, свидетельствует о том, что на рубеже начала и конца позднего оксфорда опускания структур сменились значительными воздыманиями, которые продолжались в течение всего позднего оксфорда и частично в начале кимериджа.

Зона прибрежной полосы и мелкой части шельфа значительно уступает по занимаемой площади глубокой части шельфа. Она окаймляет Шаимский, мегавал, развита на склонах Пелымского выступа, Среднеуральской и Восточно-Туринской моноклиналей, а также на юге Верхне-Кондинского мегапрогиба. В Шаимском районе отложения мелкой части шельфа достоверно известны на склонах Шаимского мегавала, а западнее — также на Еремин-ской площади. На остальных участках границы проведены условно. Пролив, отделяющий Шаимский мегавал от Восточно-Турин-ской моноклинали, также выделен условно на основании общности части родов и видов фораминифер Еремининской площади с фораминиферами Тюменского района.

В пределах мелкой части шельфа и литорали выделяются следующие основные фациальные подзоны: прибрежная гравийно-песчаная; прибрежная песчаная; мелководная глинисто-песчаная; мелководная песчано-глинистая.

1. Прибрежная гравийно-песчаная подзона развита в пределах Шаимского мегавала, где она окаймляет узкой полосой шириной 0,5 — 2 км приосевую часть его. Отложения подзоны представлены средне — и крупнозернистыми песчаниками с прослоями гравелитов. В песчаниках содержится значительная примесь гравийного материала, а также большое количество обломков и целых створок раковин пелеципод, аммонитов и белемнитов часто круп-

ного размера. Стенки раковин пелеципод толстые, даже грубые. Сортировка обломочного материала средняя и плохая .Песчаники и гравелиты содержат значительное количество известково-глинистого цемента преимущественно порового типа. Гравийные обломки полу — и хорошо окатанные. Вещественный состав песчаников — аркозовый, полевошпатово-кварцевый, метакластический и собственно полимиктовый. Гравелиты — полимиктовые. Обломочный материал представлен кварцем, различными сланцами и гранитами и зависит от состава пород подстилающего фундамента. Сортировка и гранулометрический состав обломочного материала гравийно-песчаных осадков указывают, что они накапливались на крутом подводном склоне, где материал не подвергался сколько-нибудь длительной механической переработке. Гидродинамическая активность среды осадконакопления была осносительно невысокая, о чем свидетельствует присутствие примеси глауконита и глинистость песчаников. Питающей областью служил гребень мегавала, который представлял собой вытянутый в северо-восточном направлении остров с изрезанной береговой линией. Это подтверждается составом породообразующих и акцессорных минералов и обломками пород. Среди акцессориев отмечается высокое содержание амфиболов. Источником последних служили амфибол-глинистые сланцы, слагающие осевую часть вала. Отложения данной фациальной подзоны залегают непосредственно на кристаллическом основании. Они соответствуют верхней части разреза оксфорд-кимериджа.

Прибрежная песчаная фациальная подзона окаймляет Пелымский выступ, Восточно-Туринскую и Средне-Уральскую моноклинали. В пределах Шаимского мегавала она окаймляет песчано-гравийную фациальную подзону. Ширина ее на Шаимском мегавалу — 2—10 км, а в остальных участках — 10—15 км. Отложения рассматриваемой лито-фациальной подзоны сложены преимущественно мелкозернистыми песчаниками средне- и плохо сортированными, массивными, со значительной примесью обломков и целых створок раковин пелеципод и ростров белемнитов. Нередко в песчаниках хорошо заметна тонкая волнистая слоистость, подчеркиваемая примазками и линзочками глинистого материала. Часть раковин пелеципод тонкостенная с нежной скульптурой. Состав песчаников метакластический, собственно полимиктовый, аркозовый и полевошпат-кварцевый.

Среди песчаников иногда встречаются прослои органогенно-обломочных известняков и спонголитов. Состав известняков эхиноидный и пелециподовый. Но в некоторых скважинах они слагают большую часть разреза верхнего оксфорда-кимериджа. Так, например, в разрезах Мортымьинских скв. 91-Р и 29-Р суммарные мощности органогенно-обломочных известняков составляют соответственно 12 и 4 м, а в Евринской 44-Р — 3 м. В последней скважине они представлены спонголитами. Органогенные извест-

няки приурочены к присводовым участкам поднятий (скв. 91-Р и 29-Р), а спонголиты — к погруженным и удаленным от сводов пунктам (Евринская 44-Р).

Интересно пространственное положение органогенно-обломочных известняков. Они располагаются на северной периклинали Мортымьинского поднятия. И это, по-видимому, не случайно. Во-первых, фундамент здесь сложен гранитами. Во-вторых, эта часть периклинали поднятия довольно глубоко вдавалась в виде мыса в море. Основной же гребень Шаимского мегавала, который являлся главным источником обломочного материала, простирался в северо-восточном направлении. С Мортымьинского поднятия в северном направлении поступало ограниченное количество песчано-гравийного материала. В кимериджском веке во время опускания Мортымьинского поднятия на северной его переклинали сформировались органогенно-обломочные известняки. По составу фауны они эхиноидные. В известняках, особенно в их нижней части, присутствует значительная примесь терригенного плохо отсортированного материала аркозового состава.

На Шаимском мегавалу источниками обломочного материала песчаников данной подзоны служили прилегающие участки гребня мегавала. Сортировка материала, наличие незначительной примеси глауконита и глинистость песчаников, а также тонкая волнистая слоистость указывают на слабую гидродинамическую подвижность вод среды осадконакопления.

3. Мелководная глинисто-песчаная фациальная подзона развита на северо-западе и севере, где она окаймляет вышеописанную песчаную подзону. Выделена условно по крайне ограниченному числу пунктов. Ширина подзоны — 5—10 км. Отложения этой подзоны представлены песчаными и глинистыми породами с преобладанием первых. При этом нижняя часть разреза сложена песчаниками, а верхняя — тонкоотмученными глинами с глауконитом и линзами глауконититов. Песчаники глинистые мелкозернистые, плохо отсортированные. В основании разреза присутствуют более грубозернистые разности, и они местами переходят в гравелиты. В породах содержится значительное количество тонкостенных пелеципод и крупных ростров белемнитов. В глинах присутствует большое количество карбонатных конкреций, аналогичных по составу и структурно-текстурным особенностям конкрециям, развитым в глинистых породах по периферии локальных поднятий внутри глубокой части шельфа. Условия образования карбонатных конкреций описаны выше. На погружениях некоторых локальных поднятий в разрезах данной фациальной подзоны присутствуют прослои спонголитов. Они залегают над песчаниками или переслаиваются с ними. В спонголитах, так же как и в песчаниках, содержится значительная примесь глауконита. Среди песчаников выделяются метакластические, аркозовые, граувакковые и собственно полимиктовые разновидности. Источниками обломочного материала песчаников служила примыкавшая с за-

пада суша. Плохая сортировка обломочного материала и значительная глинистость песчаников, а также примесь глауконита указывают, что их формирование происходило в спокойных гидродинамических условиях. Верхняя часть разреза, представленная глинистыми тонкоотмученными породами, накопилась на глубинах ниже уровня действия волн. Резко выраженные локальные поднятия осложняют характер распределения осадков рассматриваемой подзоны. Осложнение фаций выражается в появлении в разрезе повышенного содержания песчаников и органогенно-обломочных известняков. Закономерности распределения основных типов пород такие же, как в региональном плане.

4. Мелководная песчано-глинистая подзона развита на Шаимском мегавалу. Здесь песчаная фациальная зона окаймляется фацией глинистых песчаников. Ширина подзоны всего 0,5—2 км. Внешний контур выделен весьма условно, так как подзона установлена только по разрезам скважин Западно-Мортымьинской площади. Отложения зоны представлены сильно глинистыми почти непроницаемыми песчаниками, содержащими значительную примесь глауконита, обломков раковин пелеципод и ростров белемнитов. В песчаниках встречены характерные сидерит-манганокальцитовые конкреции. Сортировка обломков плохая. В них наряду с глинистым материалом присутствует примесь крупно- и среднезернистой песчаных фракций. Вещественный состав песчаников метакластический и полевошпат-кварцевый. Источником обломочного материала песчаников служила осевая часть Шаимского мегавала. Подзона глинистых песчаников огибается глинисто-алевритовой подзоной. Она выделена условно по разрезу Мулымьинской скважины 13-Р. Отложения подзоны представлены алевролитами и глинами с преобладанием алевролитов. Алевролиты слагают нижнюю часть разреза, а глины — верхнюю. Алевролиты сильно глинистые, крупнозернистые, с многочисленными тонкими линзочками и прослойками глинистого материала. Слоистость тонкая волнистая. В алевролитах содержится незначительная примесь глауконита. Глины алевритовые с глауконитом, неяснослоистые, с белемнитами и карбонатными конкрециями.

На юго-западе за пределами Шаимского района на Еремин-ской площади выделяется глинисто-алевролитовая фациальная подзона, близкая по составу вышеописанной. Она окаймляет глинисто-песчаную фациальную подзону. Ширина ее 5—40 км. Отложения подзоны сложены глинами и алевролитами с преобладанием последних. Глины зеленовато-серые комковатые с многочисленными линзами алевритового материала, переполнены раковинами пелеципод. Алевролиты — глинисто-известняковые, тонковолнистослоистые с многочисленными тонкостенными раковинами пелеципод и ростров белемнитов. Состав пород данной фациальной подзоны свидетельствует о накоплении осадков на краю мелкой части шельфа в зоне его перехода в глубокую часть. Таков состав основных фаций мелкой части шельфа.

Заканчивая анализ фаций и палеогеографии позднего оксфорда-кимериджа, необходимо отметить следующие особенности. Во-первых, накопление осадков происходило при значительной удаленности обрамлявшей морской бассейн суши. Подводный склон был крутым, что обусловило накопление мелководных осадков в очень узкой полосе. Во-вторых, активные положительные движения локальных поднятий внутри бассейна на фоне общего опускания способствовали образованию большого разнообразия литологических типов пород, какого мы не имеем ни ранее и ни позже. Особенно примечательны органогенно-обломочные известняки и спонголиты с их аномально-высокими мощностями, которые формировались на локальных поднятиях на общем фоне некомпенсированного прогибания дна бассейна. Весьма своеобразны сидеритовые манганокальцитовые стяжения, которые своим возникновением также обязаны в конечном счете, своеобразию тектонических движений в рассматриваемый отрезок времени. Ни выше, ни ниже по разрезу они не встречаются.

РАННЕ- И СРЕДНЕВОЛЖСКИЙ ВЕКА

В ранне- и средневолжском веках внешние границы бассейна существенно не изменились по сравнению с границами кимериджского бассейна. Значительные изменения происходят внутри бассейна. Испытывают устойчивые опускания территории Красноленинского и значительной части Шаимского районов. В результате этих опусканий ранее существовавшие острова погрузились под уровень моря на такую глубину, что перестали абрадироваться. На всей этой площади происходит накопление исключительно глинистых тонкоотмученных пород, в разной степени обогащенных органическим веществом. На Шаимском мегавалу в средневолжском веке произошли движения противоположного знака, приведшие к местным значительным усложнениям фациального однообразия волжских отложений, а также к частичному размыву подстилающих осадков. В результате подъема гребня мегавала существовавший в кимериджском веке здесь остров соединился на юго-западе с сушей.

По литолого-палеогеографическим особенностям ранне- и средневолжского веков обособляются глубокая часть шельфа, мелкая часть шельфа с прибрежной зоной и суша (рис. 22). Все эти области выделены по тем же критериям, что и ранее описанные.

Глубокая часть шельфа занимает восточную и центральную части морского бассейна, составляя около 85% его площади. В пределах этой части шельфа выделяются битуминозно-глинистая, переходная и глинистая фациальные подзоны.

Битуминозно-глинистая фациальная подзона занимает центральную часть бассейна, уходя далеко на восток за пределы изученной территории. Западная граница подзоны приблизительно совпадает с таковой Ханты-Мансийской впадины и Красноленин-

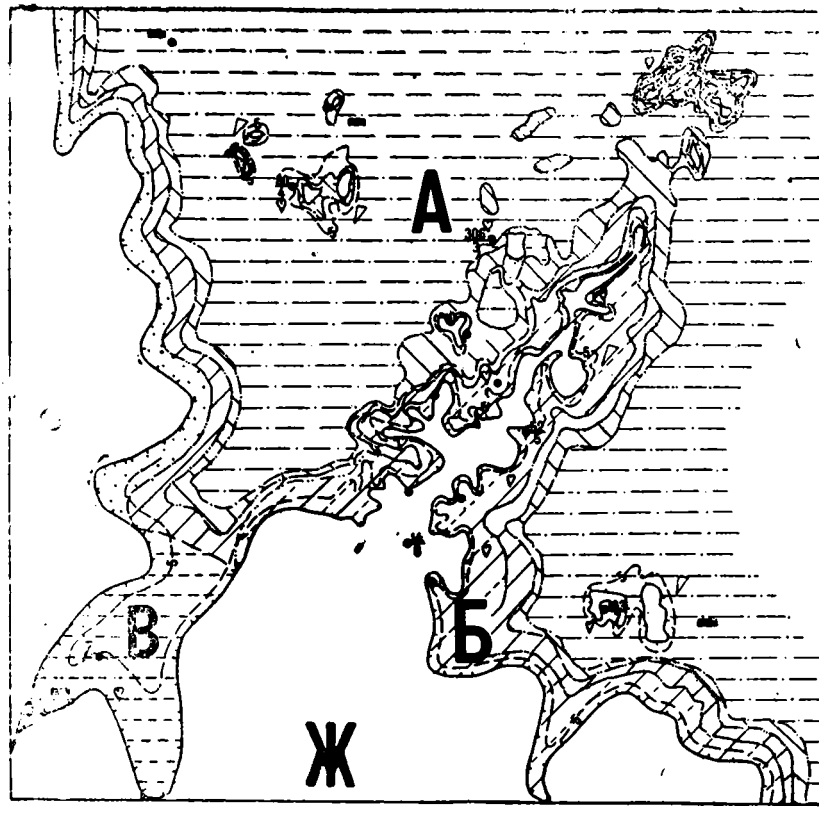


Рис. 22. Схематическая литолого-палеогеографическая карта раннего и средневолжского веков Шаимского нефтеносного района.

Составил Г. С. Ясович, 1967. Условные обозначения те же, что и на рис. 13.

ского свода. Отложения подзоны представлены битуминозными аргиллитами, черными с буроватым оттенком, тонкоотмученными, сильно пиритизированными, с обильным рыбным детритом. Содержание органического вещества составляет в среднем 9—15%. Весьма интересен характер распределения органического вещества в породах. Оно частью пропитывает глинистую массу, придавая ей темно-бурый, почти черный цвет, а частью образует самостоятельные линзочки и микропрослойки. Слоистость горизонтальная и нигде не нарушена ползающими организмами. По данным битуминологических исследований и изучения концентратов, органическое вещество принадлежит к сапропелитам. По данным Парпаровой Г. М. (1963), в его составе преобладает сапроколлоидная основная масса преимущественно планктонного генезиса, представленная желтовато-бурым бесструктурным веществом и обрывками водорослей.

Важной особенностью осадков данной фациальной подзоны является отсутствие фораминифер и донной фауны. Они содержат только остатки белемнитов и аммонитов, а также кокколитофориды и радиолярии, т. е. исключительно нектонные и планктонные формы. В восточном направлении к центру бассейна происходит возрастание содержания органического вещества. Мощности отложений подзоны составляют в среднем 10—16 м.

Выше отмечалось, что среди отложений данной подзоны отсутствуют донные организмы. Исключительным распространением пользуются планктонная и нектонная фауна. Такой состав органических остатков показывает, что наддонные воды центральной части бассейна были заражены сероводородом.

Высокое содержание органического вещества, на наш взгляд, объясняется двумя обстоятельствами.

1. Очень медленное накопление глинистого материала в условиях некомпенсированного прогибания дна центральной части бассейна способствовало увеличению концентрации органического вещества. В свою очередь медленное накопление осадков явилось следствием слабой тектонической активности, значительной удаленности от береговой линии и слабой расчлененности рельефа в областях сноса.

2. Усиленное развитие планктона в верхних слоях воды волжского бассейна резко обогащало отложения органическим веществом. При этом, учитывая обилие остатков и обрывов водорослей, следует предполагать, что основная роль в создании повышенных концентраций органического вещества в илах принадлежит фитопланктону. Высшие растения в концентрации органики в осадках не принимали участия. На это указывают результаты химических анализов органического вещества, По данным А. Э. Конторовича (1967), в концентратах органического вещества содержится повышенное содержание водорода и углерода, что характерно для планктоногенных битуминозных отложений. Микрослоистость отложений объясняется чередованием глинистых и сапропелевых слойков. Это чередование является следствием периодичности поступления отмершего фитоплантона в осадок.

Аналогами описанных битуминозных отложений являются современные древнечерноморские отложения (Архангельский, Страхов, 1938) и формация Бон-Спринг (пермь) западного Техаса (Данбар, Роджерс, 1962), породы которой накапливались в пелагической глубоководной части бассейна, в то время как на окружающем шельфе формировались массивные светло-серые известняки, содержащие богатую донную фауну.

Переходная фациальная подзона глубокой части шельфа огибает с запада и юго-запада вышеописанную фациальную зону, в виде полосы шириной 7—20 км. Она сложена чередованием темно-серых массивных и буровато-серых битуминозных листоватых разностей аргиллитов. При этом снизу вверх происходит воз-

растание относительной и абсолютной мощности битуминозных аргиллитов. По составу и структурно-текстурным особенностям битуминозные аргиллиты данной подзоны аналогичны вышеописанной. Содержание органического вещества в отложениях составляет 5—8%. Темно-серые аргиллиты толстоплитчатые характеризуются пониженным по сравнению с битуминозными разностями содержанием органического вещества, составляющем 2,5—4%. В основании разреза присутствуют редкие стяжения фосфоритов.

Состав фауны значительно разнообразнее, чем в отложениях битуминозно-глинистой фациальной подзоны. Здесь наряду с остатками рыб, раковин белемнитов, аммонитов, радиолярий и кокколитофорид встречаются пелециподы (редко) и фораминиферы. Пелециподы обычно приурочены к слабобитуминозным прослоям. Фораминиферы образуют богатые в видовом отношении комплексы внизу разреза и довольно однообразные и угнетенные вверху. Таким образом, в отложениях зоны содержится нормальная донная фауна, в особенности фораминифер. Содержание фауны вверх по разрезу постепенно уменьшается. Состав донной фауны указывает, что отложения данной фациальной подзоны образовались в условиях нормального газового режима придонных вод. Вероятно, воды этой части шельфа в достаточной степени перемешивались, что препятствовало сероводородному заражению нижних слоев. Механизм накопления органического вещества в отложениях такой же, что и в центральной части бассейна.

Мощности отложений в пределах рассматриваемой подзоны в среднем составляют 20—45 м, а в битуминозно-глинистой — 10—16 м. Как видно из этих данных, мощности в последней в 2—2,5 раза меньше, чем в первой. Как отмечает Н. М. Страхов (1962, стр. 308), в ограниченных по размерам внутриконтинентальных морях типа Черного и Балтийского, содержания органического вещества растут от прибрежной зоны к центральной, где достигают максимума на участках, отвечающих халистазам. В нашем случае распределение органики шло именно по такому типу.

Глинистая фациальная подзона глубокой части шельфа с запада огибает переходную подзону полосой шириной 20—100 км. Отложения подзоны представлены темно-серыми, почти черными, массивными аргиллитами с обильным рыбным детритом, содержание органического вещества в пордах колеблется от 2 до 4%, среднее 2,5—3%. По составу и текстурным особенностям они аналогичны темно-серым аргиллитам вышеописанной переходной зоны. В направлении к центру бассейна происходит постепенное обогащение отложений органическим веществом, сопровождающееся появлением прослоев битинозных разностей. Для отложений характерны значительная пиритизация, многочисленные обломки и целые створки раковин пелеципод, остатки ростров белемнитов и раковин аммонитов, а также богатство и разнообразие фауны фораминифер. Состав донной фауны разнообразнее,

чем в переходной зоне. Мощности отложений описываемой фациальной зоны достигают 35—65 м. Состав донной фауны свидетельствует, что образование осадков происходило при нормальном газовом режиме и хорошей аэрации придонных вод. Накопление органического вещества в осадках шло за счет планктона.

Мелкая часть шельфа (включая литораль) огибает с запада и юго-запада вышеописанную зону узкой полосой шириной 5—30 км, расширяясь в прогибах и сужаясь на выступах. Наиболее разнообразный состав фаций в пределах зоны отмечается на Шаимском мегавалу. В остальных участках района они относительно однообразные. Эта зона выделена на основании многих разрезов скважин Шаимского мегавала и Еременской площади. На остальной территории границы области проведены условно.

В пределах мелкой части шельфа выделяются следующие фациальные подзоны: мелководная гравийная, мелководная гравийно-песчаная, мелководная алевритовая, мелководная глинисто-алевритовая и мелководная алеврито-глинистая.

1. Мелководная гравийная фациальная подзона окаймляет с запада, востока и севера осевую часть Шаимского мегавала. Ширина ее — 2—10 км. Выделяется по многим разрезам Мулымьинской, Трехозерной, Мортымьинской, Тетеревских и Толумской площадей. Подзона образует широкие поля на восточном крыле Шаимского мегавала и на Тетерево-Мортымьинской площади.

Отложения зоны представлены гравелитами очень крепкими с многочисленными обломками раковин крупных пелеципод, аммонитов и ростров белемнитов. Характерными чертами гравелитов являются: очень плохая сортировка обломочного материала, преимущественно угловатая форма обломков, полимиктовость, значительное содержание глинисто-карбонатного материала, глауконита и конкреций фосфоритов. Мощность гравелитов— 0,2—2 м. Судя по составу обломочного материала, гравелиты формировались в результате размыва осевой части мегавала. Степень сортировки, значительная глинистость, форма обломков и аутигенные образования свидетельствуют, что среда накопления осадков данной зоны была гидродинамически спокойной. Плохая окатанность обломков указывает на крутой подводный склон накопления осадков, когда материал быстро преодолевал путь об области сноса до места окончательного захоронения. Здесь сила волн была недостаточной, чтобы перемещать гравийные обломки. Отложения залегают несогласно на подстилающих породах.

2. Мелководная гравийно-песчаная подзона окаймляет узкой полосой шириной 1—2 км гравийную подзону. Выделена она по разрезам ряда скважин Мулымьинской, Трехозерной и Мортымьинской площадей. Отложения подзоны представлены разнозернистыми гравийными песчаниками очень плохо отсортированными, глинистыми. Форма обломков преимущественно угловатая. Вещественный и гранулометрический состав песчаников указывает,

что источником обломочного материала служили близлежащие участки гребня Шаимского мегавала. Песчаные осадки подзоны накапливались в гидродинамических условиях, сходных с условиями накопления гравийных осадков.

3. Мелководная алевритовая подзона протягивается параллельно вышеописанным фациям полосой шириной 2—5 км. Достоверно установлена в разрезах скважин на западном крыле Шаимского мегавала. Отложения этой фациальной подзоны сложены мелко- и крупнозернистыми алевролитами сильно глинистыми, с многочисленными линзочками и прослойками глинистого материала. Для алевролитов характерны следы оползания, ходы илоедов, линзовидно-волнистая и линзовидно-прерывистая горизонтальная слоистость, а также включения многочисленных обломков тонкостенных раковин пелеципод, аммонитов и ростров белемнитов. Вещественный состав алевролитов— полевошпат-кварцевый. В некоторых скважинах в основании волжского разреза отложения содержат значительную примесь глауконита. В направлении берега происходит постепенное укрупнение обломков (мелкозернистые алевролиты переходят в крупнозернистые). Состав и характер слоистости позволяют заключить, что отложения подзоны формировались в спокойной гидродинамической обстановке при весьма слабом действии волн и течений. Наличие оползней и следов смятия может указывать на сравнительно крутой склон морского дна в пределах накопления осадков зоны. Отложения залегают несогласно на подстилающих образованиях. Мощность — 2—15 м.

4. Мелководная глинисто-алевритовая фациальная подзона окаймляет алевритовую полосой шириной 2—5 км. Выделена она по разрезам скважин западного крыла Шаимского мегавала. На восточном крыле мегавала зона проводится условно. Отложения этой фациальной подзоны сложены глинами и алевролитами с преобладанием последних. Глины слагают нижнюю часть разреза, а алевролиты — верхнюю. Алевролиты по составу и структурно-текстурным особенностям идентичны алевролитам предыдущей зоны, отличаясь лишь преобладанием мелкоалевритовой фракции. Глины алевритовые, слюдистые, с многочисленными ходами илоедов и обилием тонкостенных раковин пелеципод и ростров белемнитов. В верхней части они содержат многочисленные линзочки алевритового материала, подчеркивающие волнистую линзовидно-прерывистую слоистость. Содержание органического вещества в глинах составляет 0,6—0,9%. Отложения рассматриваемой фациальной подзоны, судя по характеру слоистости и составу, образовались при очень слабом движении придонных вод. Источником сноса служил гребень Шаимского мегавала. Мощность отложений подзоны 15—30 м. Они залегают несогласно на подстилающих породах.

5. Мелководная алеврито-глинистая фациальная подзона оги-

бает глубокую часть шельфа полосой 5—15 км. Выделена условно по разрезам скважин Еременской площади и западного крыла Шаимского мегавала. На последнем рассматриваемая фациальная подзона представлена глинами и алевролитами с преобладанием первых. Алевролиты слагают верхнюю часть разреза нижне- и средневолжского подъяруса, а глины — остальную часть. Мощность отложений зоны составляет — 40—60 м и является максимальной для рассматриваемого стратиграфического интервала всей изученной территории. Состав и другие особенности глин и алевролитов подзоны такие же, что и в вышеописанной глинисто-алевритовой подзоне. Вниз по разрезу количество алевритового материала в глинах постепенно уменьшается и они становятся однородными и тонкоотмученными. Содержание органического вещества в них 0,8—1,6, а в алевролитах — 0,4—0,8%.

Несколько отличен фациальный состав подзоны на Еременской площади. Здесь отложения представлены уплотненными алевритовыми глинами с многочисленными линзочками и прослоями алевролитов, подчеркивающими волнистую слоистость. Алевролиты глинистые, мелкозернистые, с линзами глинистого материала и остатками раковин мелких пелеципод. Отложения подзоны образовались на краю мелкой части шельфа при очень спокойном гидродинамическом режиме среды осадконакопления. Источником сноса служила суша, примыкавшая к морскому бассейну с запада и юго-запада.

Вероятно, в ранее- и средневолжском веках рельеф суши был значительно снивелирован за исключением Шаимского мегавала, который благодаря положительным вертикальным движениям занимал относительно высокое гипсометрическое положение (грубый состав осадков в приосевой части). Этот факт, что на западе района к суше непосредственно примыкают алеврито-глинистые отложения объясняется, по-видимому, размывом волжских прибрежных осадков в меловое время.

Выше отмечалось, что Шаимский мегавал испытал в раннее средневолжском веках интенсивное поднятие. Это обусловило с одной стороны усложнение фациального состава нижне- и средневолжских отложений, а с другой стороны — размыв подстилающих образований. Для выявления площади и размеров размыва доволжских отложений была построена палеогеологическая карта доволжского времени (рис. 23).

В разделе «Стратиграфия» настоящей работы отмечалось, что в пределах западной части Шаимского мегавала выделяется одноименная свита. Эта свита в полных разрезах разделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. В присводовых частях мегавала скважины вскрывают разрезы, в которых присутствуют нижняя и верхи верхней подсвит, а низы — верхней подсвиты выклиниваются, либо представлены маломощным прослоем гравелитов. Нижняя подсвита представлена обычно различными пачками вогул-

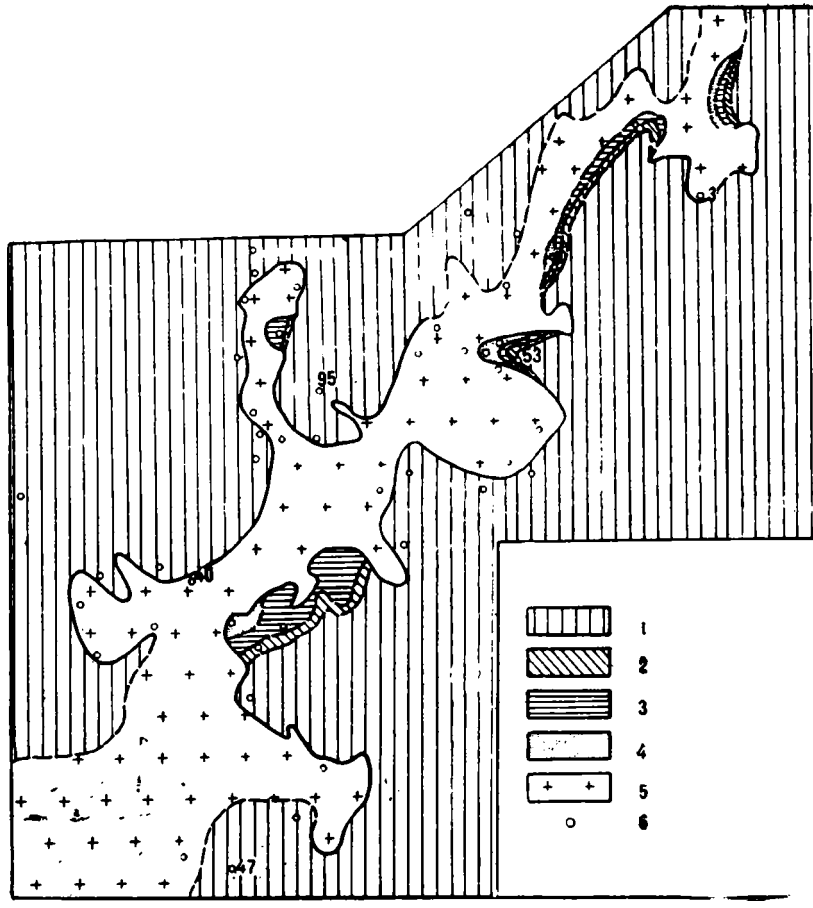


Рис. 23. Палеогеологическая карта доволжского времени Шаимского мегавала.

1 — Верхний оксфорд-кимеридж; 2 — оксфордский ярус; 3 — келловейский ярус; 4 — средняя юра; 5 — палеозой; 6 — скважины.

кинской толщи. На палеогеологической карте отчетливо видно, что доволжские отложения срезаются волжской поверхностью несогласия. Это явление особенно ярко выступает в депрессионных участках, осложняющих восточное крыло Шаимского мегавала. Здесь в плане в восточном направлении, то есть по падению слоев, к породам фундамента непосредственно примыкают последовательно отложения средней юры частично келловея (тюменской свиты), келловея, нижнего оксфорда и верхнего оксфорда-кимериджа. На выступах фундамента срезание доволжских слоев фиксируется неотчетливо. Это объясняется особенностями осадконакоп-

ления в доволжское время на мысах и в депрессионных зонах. На мысах преобладали процессы денудации и абразии. И только в кимериджское время в периферических частях выступов фундамента началась аккумуляция осадков. В депрессионных участках, начиная уже со второй половины средней юры, господствовали аккумулятивные процессы. Тем не менее в преедлах выступов фундамента верхняя часть верхнеоксфордских-кимериджских отложений частично срезана. Но ввиду трудности дробного расчленения этой части разреза, на карте явление размыва не получило достаточного отражения. Несомненно, в доволжское время площади распространения среднеюрских, келловейских, оксфордских и кимериджских осадков были значительно большими, чем в настоящее время. Вероятно, в конце кимериджского века Шаимский мегавал представлял собою систему островов. В проливах, разделявших острова, шло накопление осадков. В ранне- и средневолжском веках в результате поднятия эти острова соединились и образовали единый гребень, в пределах которого доволжские отложения отсутствуют. Таким образом, современная морфология Шаимского мегавала окончательно оформилась в конце средневолжского века.

ПОЗДНЕВОЛЖСКИЙ ВЕК

В поздневолжском веке произошло дальнейшее опускание Шаимского и Красноленинского районов. В юго-западной части района море значительно продвинулось в сторону материковой суши.

По литолого-палеогеографическим особенностям поздневолжского века выделяются глубокая и мелкая часть шельфа и суша (рис. 24).

Глубокая часть шельфа занимает примерно 90—95% площади морского бассейна на изученной территории. Западная граница зоны совпадает с границей ранне- и средневолжского веков. На юго-западе она несколько продвинулась ближе к берегу. На Шаимском мегавалу граница совпадает с линией выклинивания верхневолжских отложений.

В пределах этой зоны обособляются с востока на запад и юго-запад битуминозно-глинистая, переходная и глинистая фациальные подзоны. Состав и условия образования осадков этих подзон сходны с соответствующими подзонами глубокой части шельфа ранне- и средневолжского морского бассейна. Мощность отложений в подзонах соответственно составляет 7—15 м, 2—20 м и 5—40 м. Максимальные мощности приурочены к глинистой подзоне.

Мелкая часть шельфа выделена условно. На западе за пределами Шаимского района отложения этой части шельфа выделены по разрезам Еремпнской площади, которые представлены алевритовыми глинами и алевритами с преобладанием первых. Литолого-фациальный состав отложений тот же, что и в мелкой части шельфа ранне- и средневолжского веков.

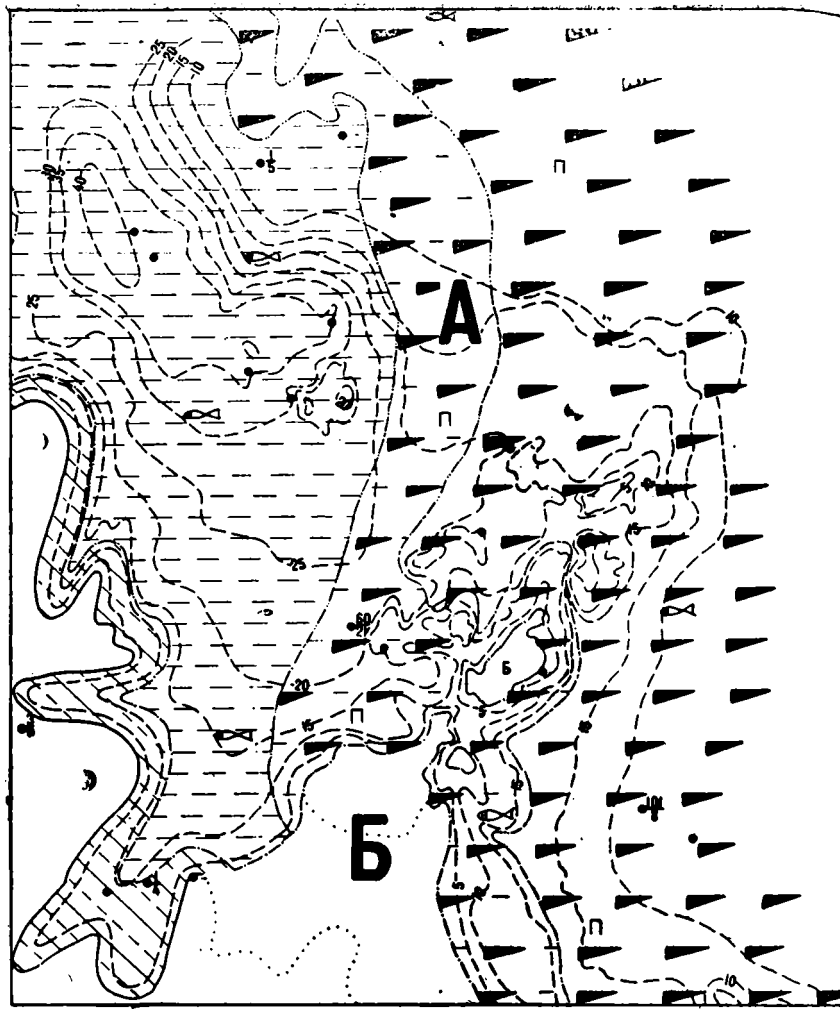


Рис. 24. Схематическая литолого-палеогеографическая карта поздневолжского века Шаимского нефтеносного района.

Составил Г. С. Ясович, 1967. Условные обозначения те же, что и на рис. 13.

В пределах Шаимского мегавала и смежных частей Восточно-Туринской моноклинали к мелкой части шельфа отнесены участки отсутствия верхневолжских отложений, где процесс осадконакопления не происходил. Такое же явление имело место в присводовых частях Тетеревского, Семивидовского и Толумского поднятий, располагавшихся в пределах глубокой части шельфа. На юго-западе между Шаимским мегавалом и Восточно-Туринской моно-

клиналью предполагается развитие врехневолжских отложений, которые в последующем были размыты в раннемеловое время.

В результате палеогеографических реконструкций можно сделать следующие выводы.

1. Основные структурные элементы исследованной территории заложились в ранне- и среднеюрскую эпохи.

2. Все крупные отрицательные структуры на протяжении средней и поздней юры представляли собою области устойчивого прогибания и осадконакопления.

3. Ранне- и среднеюрские речные долины оказали большое влияние на распределение морских фаций в позднеюрское время.

4. Многие положительные структурные элементы (локальные поднятия, валы) испытывали положительные движения в позднем оксфорде, кимеридже и ранне-средневолжском веках на фоне общих опусканий и оказали существенное влияние на распределение фаций.

В. Г. ЕЛИСЕЕВ

ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОСОДЕРЖАЩИХ ТОЛЩ ШАИМСКОГО И КРАСНОЛЕНИНСКОГО НЕФТЕНОСНЫХ РАЙОНОВ

В Шаимском и Красноленинском нефтеносных районах залежи нефти и газа обнаружены в породах фундамента, юры и нижнего мела. Ниже приводится характеристика нефтегазосодержащих толщ, выделяемых в разрезе осадочного платформенного чехла исследуемой территории, а также описание нефтегазосодержащих пород верхней кромки фундамента.

1. Нефтегазопроявления и промышленные притоки нефти и газа из пород фундамента.

Породы складчатого фундамента вскрыты почти всеми скважинами на площадях, введенных в разведку. Глубина залегания этих пород колеблется от 900 м до 2700 м. Они представлены кристаллическими и метаморфическими сланцами и филлитами с прослоями песчаников, конгломератов; вулканогенно-осадочными породами. Сланцы на отдельных площадях прорваны кислыми, основными и ультраосновными интрузиями различного возраста, дайками диабазов и аплитов.

Как правило, в пределах месторождений почти повсеместно верхняя незначительная часть разреза фундамента содержит нефть или газ. Притоки флюидов находятся в прямой зависимости от положения скважин на локальном поднятии и от коллекторских свойств пород фундамента и коры выветривания. Дебиты нефти колеблются от десятков литров в сутки до нескольких десятков тонн.

На Убинской площади получены промышленные притоки нефти из песчаников и гравелитов, залегающих в виде отдельных пластов или линз. Покрышкой здесь служат глинистые сланцы палеозоя и аргиллиты верхней юры (скв. 302, 317). Проницаемые зоны в фундаменте на этой площади фиксируются во многих скважинах характерной аномалией на кривой ПС.

Значительные притоки нефти и газа, а также пропитывание пород нефтью отмечается в порфиритах Шаимского и Даниловско-

го месторождений. Нефть обычно залегает по трещинам и кавернам. Нефтенасыщение керна по отдельным скважинам (скв. 85 Даниловской площади) прослеживается на 60 м от подошвы верхнеюрских пород. На Даниловском месторождении из пород фундамента получены также фонтаны газа.

Перечисленные нефтегазопроявления, притоки нефти и газа приурочены к различным геоструктурным элементам. Они отмечены на Красноленинском своде, в пределах Верхне-Кондинского мегапрогиба, Шаимского незамкнутого мегавала, Восточно-Туринской моноклинали и в Ханты-Мансийской впадине.

Отмеченные нефтегазопроявления наблюдаются на участках отсутствия продуктивного горизонта в пределах залежи, где вышележащие нефтегазосодержащие пласты или выклиниваются, или непосредственно залегают на проницаемых породах коры выветривания. Нефть или газ в породах фундамента встречены только на участках выступов фундамента выше отметок ВНК, фиксируемых в осадочных породах платформенного чехла, что указывает на переток флюидов из осадочных проницаемых пород чехла в проницаемые породы коры выветривания и фундамента.

2. Нижне- среднеюрская, частично келловейская нефтегазосодержащая толща (тюменская свита)

Отложения тюменской свиты, залегающие в основании мезозойского разреза на изучаемой территории, сложены песчано-алевролито-глинистыми породами мощностью до 200 м. Мощность отдельных песчаных прослоев колеблется от 0,5 до 8 м и лишь иногда достигает 10—12 м. Проницаемые породы составляют 40—80% от общей мощности свиты. Количество их уменьшается в сторону Ханты-Мансийской и Надымской впадин.

Пласты пород тюменской свиты не выдержаны по простиранию. Региональные покрышки в разрезе свиты условно могут быть выделены только на востоке описываемой территории. С породами тюменской свиты гидравлически связаны песчано-алевритовые отложения вогулкинской толщи, развитые в пределах крупных поднятий. В межструктурных понижениях, где песчаники вогулкинской толщи замещаются алевролитами и глинами абалакской свиты и ее аналогов, тюменская свита перекрывается водоупорной толщей, мощность которой увеличивается от линии выклинивания ее в сторону Надымской и Ханты-Мансийской впадин.

По фациальной характеристике породы тюменской свиты относятся к континентальным озерным, болотным и озерно-аллювиальным осадкам. Наблюдается определенная зональность в распространении фациальных зон. В западной части Верхне-Кондинского мегапрогиба преобладают озерно-болотные осадки. Здесь толща тюменской свиты сложена алевролито-глинистыми породами серого и темно-серого цвета с многочисленными прослоями и линзами бурого угля. Мощность угленосных прослоев иногда

достигает 0,5—0,8 м. Только в подошве свиты обособляются песчаники и гравелиты незначительной мощности. Песчаники обычно имеют светло-серую и серую окраску, мелко-среднезернистые, массивные, иногда с линзовидной текстурой. Слоистость обусловлена намывами растительного детрита.

Примерно такой же состав пород наблюдается в юго-западной части мегапрогиба, где в ряде скважин вскрыты существенно глинистые породы с прослоями песчаников и углей. В районе Восточно-Туринской моноклинали и северной части Тюменского мегапрогиба отложения тюменской свиты сложены также преимущественно алеврито-глинистыми породами с редкими прослоями песчаников и алевролитов. Для этого района характерно преобладание в породах массивной и линзовидной текстур, значительная углистость, присутствие маломощных прослоев углей и сидеритов. Тонкая полосчатость, обычная для пород центральной части Ханты-Мансийской впадины, здесь отсутствует.

На крыльях и периклинальных окончаниях Шаимского незамкнутого мегавала, а также в межструктурных понижениях его, литологический состав тюменской свиты несколько иной. Здесь выделяются Тетеревский и Убинский типы разрезов, описанные выше. Они отличаются несколько повышенным содержанием проницаемых горизонтов. В разрезе свиты встречаются пласты песчаников мощностью до 5—12 м. Песчаники и гравелиты сильно каолинитизированы, имеют кварцевый и кварц-полевошпатовый состав. Обломочный материал характеризуется плохой сортировкой и слабой окатанностью.

Анализ состава пород тюменской свиты и характера размещения осадков позволяют сделать заключение, что в доверхнеюрское время породы этой толщи имели более широкое распространение в пределах Шаимского незамкнутого мегавала и покрывали почти полностью всю его территорию. В начале верхней юры эта крупная структура, возможно, испытала некоторый подъем на фоне общего прогибания Западно-Сибирской плиты. В процессе воздымания гребневая часть мегавала подвергалась размыву, в результате которого верхние слои тюменской свиты были размыты. При перемыве осадков тюменской свиты наиболее устойчивые обломки пород послужили материалом для формирования образований нижней пачки вогулкинской толщи.

На значительном удалении от крыльев мегавала преимущественно песчаные породы верхней части тюменской свиты переходят уже в существенно алевролито-глинистые осадки с подчиненными прослоями песчаников и гравелитов. По составу и текстурным признакам эти отложения относятся к осадкам аллювиальной равнины, на которой была развита густая сеть рек, озер, и болот.

Песчаные проницаемые породы в разрезах нижней части тюменской свиты фиксируются в северной части района и в пределах западного борта Надымской впадины. Они протягиваются узкой

полосой в район верхнего и среднего течения р. Казым. На восток, в сторону Красноленинского свода, количество песчаных прослоев уменьшается. Они замещаются тонким чередованием алевролитов и песчаников.

В пределах юго-западного борта Ханты-Мансийской впадины наблюдается несколько иная картина распределения песчаных и проницаемых прослоев в разрезе. Тюменская свита в этой части района представлена переслаиванием алевролитов, песчаников, аргиллитов с преобладанием последних. На Красноленинском своде образования тюменской свиты имеют почти повсеместное распространение. Они отсутствуют лишь на приподнятых участках фундамента, которые занимают незначительную площадь.

Свита здесь сложена аргиллитами и алевролитами с подчиненными прослоями песчаников и гравелитов. Песчаники и гравелиты имеют серую и темно-серую окраску, глинистые, массивные, линзовиднослоистые и косослоистые с многочисленными налетами углистого детрита. Гравийный материал характерен, в основном, только для верхней части тюменской свиты. Отмечается приуроченность песчаных и гравийных прослоев к зонам, непосредственно тяготеющим к выступам кристаллического фундамента.

Вполне вероятно, что приподнятые в настоящее время участки фундамента в ранне- и среднеюрское время являлись наиболее мобильными зонами, служившими источником сноса песчано-гравийного материала. Количество этого материала и длительность времени его поступления находились в зависимости от интенсивности роста поднятий. Немаловажную роль играл и петрографический состав пород складчатого фундамента.

Изучение кернового и каротажного материала позволило подменить закономерное увеличение количества проницаемых пород от западного склона Шаимского мегавала в сторону Верхне-Кондинского мегапрогиба. Увеличение песчанисти обусловлено появлением нижних существенно песчано-алевритовых пачек тюменской свиты в наиболее прогнутой части мегапрогиба.

Коллекторские свойства проницаемых горизонтов в тюменской свите зависят от многих факторов. К ним относятся: минеральный состав пород, тип цементации, глубина залегания, приуроченность к различным тектоническим зонам, удаленность от зоны выклинивания и др.

По данным многих исследователей (Нестеров, Гурари, Шишигин), коллекторские свойства проницаемых горизонтов тюменской свиты изменяются с запада на восток. В этом направлении отмечается ухудшение физических свойств пород. Пористость изменяется от 10—18% в пределах зоны выклинивания, до 5—7% в пределах Ханты-Мансийской и Надымской впадин. Такая же закономерность отмечается в изменении проницаемости. В западной части района величина проницаемости изменяется от 20—250 мд, до 600—700 мд. В районе Красноленинского свода проница-

емость уменьшается до 0,1—5 мд. Однако и здесь в разрезе отложений тюменской свиты встречаются зоны, где проницаемость отдельных прослоев песчаных пород достигает 600—1000 мд.

В песчаниках и алевролитах тюменской свиты отмечаются три основных типа цемента: глинистый, кремнистый и известковистый и несколько смешанных типов; глинисто-кремнистый, глинисто-известковый и т. д. В изучаемой части низменности преобладает глинистый тип цемента. Причем количество его увеличивается от склонов крупных структур (2—15%) в сторону центральной части низменности (15—30%).

Различные условия осадконакопления определяли тип и количество рассеянного органического вещества в пределах крупных впадин (Надымская, Ханты-Мансийская), где количество грубообломочного материала уменьшается; в разрезе тюменской свиты появляются битуминозные аргиллиты застойных озерных фаций, с сапропелевым и гумусово-сапропелевым органическим веществом.

По данным И. И. Нестерова, А. С. Фомичева, А. Э. Конторовича и др., с запада на восток наблюдается увеличение количества рассеянного органического вещества. Если в зоне выклинивания пород тюменской свиты содержание органического вещества колеблется в пределах 0,5—2%, то в районе Красноленинского свода содержание его составляет 3—6%. Породы застойных озерных фаций содержат до 10% органического углерода. Количество хлороформенного битумоида в породах варьирует от 0,04 до 0.6%, убывая на запад до 0,05—0,1%. По направлению на восток, в сторону, впадин, фиксируется уменьшение содержания, а затем полное исчезновение гуминовых кислот. Эта закономерность, подмеченная многими исследователями (Нестеров, Гурари, Конторович), объясняется процессами преобразования органического вещества. Метаморфизм органического вещества возрастает сверху вниз по разрезу платформенного чехла, а для одновозрастных толщ — по мере их погружения. По степени метаморфизма органическое вещество пород тюменской свиты отнесено (Нестеров, Трушков, Конторович и др.) к стадиям от буроугольной до газовой и жирной.

На карте метаморфизма органического вещества (Трушков, 1966) отдельно для нижней и верхней частей тюменской свиты отмечается ряд зон с различными стадиями метаморфизма органического вещества. Для нижней части тюменской свиты зона распространения органического вещества с длиннопламенной и газовой стадиями метаморфизма охватывает северо-восточные части Верхне-Кондинского мегапрогиба и Шаимского мегавала, Восточно-Туринскую моноклиналь. Газовая стадия метаморфизма органического вещества характерна для пород, вскрытых на западных бортах Ханты-Мансийской и Надымской впадин. Породы Красноленинского свода, и южной части Надымской впадины

содержат органическое вещество с газовой и жирной стадиями метаморфизма.

Для верхней части разреза тюменской свиты наблюдается примерно такая же зональность. В районе Красноленинского свода распространены породы с газовой стадией метаморфизма. Западнее, параллельно этой зоне, фиксируется органическое вещество с длиннопламенно-газовой и длиннопламенной стадиями. И только в зоне выклинивания осадков тюменской свиты присутствует органическое вещество с высшей буроугольной, буроугольно-длиннопламенной стадиями метаморфизма.

Битумоиды тюменской свиты содержат до 45% масел, до 31% асфальтенов и до 24% смол. Количество метаново-нафтеновых углеводородов в масляной фракции хлороформенных битумоидов в среднем составляет 47%. Содержание ароматических углеводородов в маслах битумоидов составляет в среднем 53% от суммы всех углеводородов. При сравнении с данными по центральной части Западно-Сибирской плиты ароматические углеводороды западной части менее конденсированы и содержат до 20% нафталиновых, фенантреновых и антраценовых структур. Согласно исследованиям Г. М. Парпаровой и П. А. Трушкова, исходным органическим веществам пород тюменской свиты являются, в основном, гумолиты с небольшой примесью сапропелитов, сапропелитов-гумитов. Элементарный состав хлороформенных битумоидов характеризуется повышенными значениями углерода (81—85%) и водорода (7—9%).

В отложениях тюменской свиты Шаимского и Красноленинского районов обнаружены залежи нефти и газа на 8 месторождениях, а также зафиксированы многочисленные нефтепроявления. Нефтепроявления приурочены обычно к верхним частям разреза тюменской свиты. Однако в отдельных скважинах наблюдались признаки нефти и в подошвенной части.

Кроме описанных ранее нефтепроявлений (Нестеров, из разреза тюменской свиты (Кислорская 158, Ягано-Куртская 141, 144, Карем-Постская 142, Мало-Атлымская 1-ОП, 3-р; Ай-Торская 8-р), проведенными в последнее время буровыми работами был выявлен еще ряд нефтепроявлений. Многочисленные признаки нефти в породах тюменской свиты отмечены непосредственно в пределах месторождений. Нефтепроявления на месторождениях служат косвенным доказательством существования литологических залежей в отложениях тюменской свиты.

3. Верхнеюрская нефтесодержащая толща (абалакская, баженовская свиты и их аналоги)

Верхнеюрский комплекс отложений охватывает песчано-глинистый разрез низов шаимской, марьяновской, абалакской, тутлеймской и баженовской свит. Осадки этой толщи имеют широкое распространение в пределах изученной территории. Они лишь от-

сутствуют на отдельных локальных поднятиях в самых высоких их участках. Образования этой нефтегазосодержащей толщи залегают на породах коры выветривания фундамента или на отложениях тюменской свиты. Представлены они морскими и прибрежно-морскими, преимущественно, глинистыми породами. В пределах склонов крупных локальных поднятий в подошве верхнеюрских осадков развиты алевролито-песчаные отложения вогулкинской толщи. Гидродинамически породы вогулкинской толщи связаны с отложениями тюменской свиты. На отдельных месторождениях плоскость газа-водяного контакта пересекает границу раздела этих осадков.

Содержание органического вещества в верхнеюрских породах зависит от фациальной обстановки осадконакопления. Наибольшее содержание органического вещества отмечено в битуминозных породах тутлеймской, баженовской и верхов шаимской свит. Наблюдается постепенное увеличение содержания органического углерода с запада на восток. Битуминозные породы содержат 8—10% органического вещества. Иногда количество его достигает 20%. В западном направлении (марьяновская свита) содержание органического углерода снижается до 2—3%. Закономерно увеличивается на восток количество хлороформенных битумоидов от 0,05 до 0,64%.

Метаморфизм органического вещества для пород верхней части марьяновской и тулеймской свит, по данным А. Э. Конторовича, Г. П. Парпаровой, П. А. Трушкова (1967), изменяется зонально с запада на восток. Если в пределах Шаимского мегавала, Верхне-Кондинского мегапрогиба, Восточно-Туринской моноклинали органическое вещество имеет переходную стадию от буроугольной до длиннопламенной, то в западных бортовых частях Ханты-Мансийской и Надымской впадин метаморфизм органического вещества достигает длиннопламенной стадии. Органическое вещество пород баженовской и абалакской свит Красноленинского свода находится на переходной стадии метаморфизма от длиннопламенной к газовой.

Хлороформенные битумоиды тутлеймской и абалакской свит и их аналогов содержат в среднем 52% масел асфальтенов и 31% смол, но углеводородов в маслах несколько меньше (64,2%), чем в тюменской свите (70,4) (Богородская, Фомичев, 1967). В групповом составе метаново-нафтеновых углеводородов — 59%, в том числе твердых углеводородов — 6%, т. е. почти вдвое меньше, чем в тюменской свите. Ароматические углеводороды составляют 7—55%, в среднем — 40%. Элементарный состав хлороформенного битумоида представлен в следующем виде: C=76—81%, H=8%, S=3—14%. Органическое вещество тутлеймской, абалакской свит представлено, в основном, сапропелитами (Г. М. Парпарова), тогда как в тюменской преобладают гумолиты.

Структурные условия для формирования месторождений нефти и газа в отложениях верхней юры—валанжина являются благоприятными. Структурный план по кровле верхней юры почти полностью совпадает со структурным планом по кровле тюменской

свиты. Амплитуда отдельных локальных поднятий, а также крупных структур несколько уменьшается, но незначительно.

Проницаемые породы верхней юры перекрыты мощной толщей глинистых пород. Мощность покрышки увеличивается с запада на восток от 150 м до 750 м.

При прочих равных условиях вопрос о ловушках и закономерностях распределения коллекторов в пределах их для юрских отложений западной части низменности является одним из главных.

Келловей-нижнеоксфордские отложения (пласт $П_3$) имеют широкое развитие почти по всей территории Шаимского и Красноленинского районов. Эти осадки, сложенные кварцевыми, реже полимиктовыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами с сидеритовыми оолитами, развиты вокруг выступов фундамента в пределах структур всех порядков.

На территории Семивидовского незамкнутого вала, Потанайского куполовидного поднятия, Даниловского, Каменного локальных структур ширина зоны распространения песчаников пласта $П_3$ контролируется размерами и амплитудой структур. В районе Шаимского мегавала ширина полосы распространения песчаных отложений пласта $П_3$ от зоны выклинивания их колеблется в пределах 5—15 км. На других структурах (Потанайская, Даниловская, Лемьинская) ширина ее уменьшается до 0—5 км. С уменьшением ширины шлейфа развития пласта $П_3$ снижаются и коллекторские свойства пород его, ухудшается отсортированность, увеличивается глинистость.

В пределах Шаимского мегавала породы келловей-нижнего оксфорда представлены существенно кварцевыми песчаниками, хорошо отсортированными, в основном, мелкозернистыми с цементом порового типа. Они обычно имеют пористость 20—30% и проницаемость 500 мд — 2000 мд. При удалении от линии выклинивания вниз по падению крыльев структур в кварцевых песчаниках увеличивается количество глинистого цемента, они становятся менее отсортированными, ухудшается окатанность обломочных зерен. Вокруг локальных поднятий вне Шаимского мегавала породы этой части разреза представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Песчаные породы очень быстро замещаются на крыльях поднятий глинистыми отложениями. Песчаники сильно заглинизированы, переходят в алевролиты. Они обладают худшими коллекторскими свойствами по сравнению с районом Шаимского мегавала. Обычно открытая пористость их колеблется в пределах 15—20%, величина проницаемости изменяется от единиц миллидарси до 150—200 мд. Последние значения довольно редки. Однако имеются отдельные участки, где фиксируются породы с проницаемостью песчаников до 500 мд.

В региональном плане намечается закономерное уменьшение ширины зоны развития проницаемых пород пласта $П_3$ в сторону Ханты-Мансийской и Надымской впадин. В пределах последних они появляются только в присводовых частях крупных поднятий

(Красноленинский свод). Песчаники очень сильно заглинизированы и характеризуются низкими коллекторскими свойствами. Пористость их равна 10 — 15%, проницаемость 0,1 — 20 мд.

Проницаемость породы нижнего оксфорда (пласт $П_2$) имеют меньшее территориальное распространение по сравнению с образованиями пласта $П_3$. Они представлены песчаниками, гравелитами с многочисленными обломками раковин пелеципод.

Осадки формировались в процессе расширения верхнеюрской трансгрессии и постепенного сужения областей сноса. Породы характеризуются повышенной глинистостью. Наиболее широко развиты песчаные породы пласта $П_2$ в пределах Шаимского мегавала.

Ширина полосы нижнеоксфордских песчаников, окаймляющих мегавал, колеблется в пределах 0—10 км, постепенно сужаясь к северо-востоку. На границе с зоной выклинивания фиксируется узкая полоса преимущественно гравелитовых пород шириной 500—1000 м. Состав обломочного материала гравелитов и песчаников (Топычканов, Ясович,) указывает на местный источник сноса. На восточном крыле мегавала зона распространения полосы песчаников и гравелитов шире, чем на западном. Если в районе Восточно-Тетеревской залежи фиксируются слабозаглинизированные песчаники с прослоями гравелитов, то на западной части мегавала, в районе Северо-Тетеревской залежи, пачка нижне-оксфордских пород уже сложена преимущественно алевролитами с прослоями песчаников.

Коллекторские свойства песчаников и гравелитов пласта $П_2$ несколько ниже по сравнению с породами пласта $П_2$. Пористость их колеблется в пределах 18—24%, проницаемость изменяется от 50—100 мд до 450—500 мд. Вдоль структур II порядка, по немногочисленным данным, фиксируется значительное сужение ширины зоны развития проницаемых пород. Породы в этой зоне представлены сильно заглинизированными песчаниками и алевролитами, которые вниз по падению быстро замещаются аргиллитами с редкими прослоями алевролитов. Коллекторские свойства их очень низкие. Проницаемость 0—50 мд, пористость — 15—20%.

Песчаные породы нижнего оксфорда на крупных поднятиях I и II порядка вниз по падению замещаются сначала преимущественно алевролитовыми породами, а затем переходят в темно-серые и черные слюдистые аргиллиты с прослоями сидеритовых пород.

На большей территории восточных участков Шаимского района и в пределах Красноленинского района нижнеоксфордские породы сложены преимущественно аргиллитами и являются покрышками для залежей нефти и газа. Не исключена возможность, что здесь на ряде крупных локальных поднятий, в самых высоких их точках, нижнеоксфордские глины будут переходить в глинистые песчаники. Однако эти участки имеют незначительное распространение и ввиду трудности корреляции не всегда улавливаются. Оксфорд-кимериджские проницаемые породы (пласт $П_1$), представленные песчаниками, гравелитами, ракушняками, спонго-

литами, распространены в пределах Шаимского незамкнутого мегавала, Леушинского структурного носа, на Даниловском локальном поднятии. Песчаные породы этой пачки окаймляют Шаимский незамкнутый мегавал полосой, ширина которой изменяется от 5 до 15 км. Эта полоса несколько сужается по мере погружения оси мегавала. На границе с зоной выклинивания выделяется узкая полоска (0,5—1 км) прочносцементированных слабопроницаемых песчано-гравелитовых пород незначительной мощности.

В районе Леушинского структурного носа зона песчаных пород пласта $П_1$ сужается (ширина 0—3 км). Здесь песчаники и гравелиты очень быстро вниз по падению замещаются алевритоглинистыми породами.

В региональном плане проницаемые породы пласта $П_1$, развитые в приосевых зонах крупных тектонических элементов, по мере погружения на восток и вниз по падению пород замещаются глинистыми отложениями. В силу этой закономерности на основной части территории запада низменности кимериджские отложения сложены, в основном, глинистыми породами.

Коллекторские свойства проницаемых пород верхней пачки вогулкинской толщи (пласт $П_1$) значительно лучше, чем в нижележащих породах. На ряде локальных структур развиты ракушняки. С. И. Шишигиным (1967)и Р. А. Абдуллиным (1968) в них отмечена кавернозность, которая является результатом выщелачивания известковистых раковин агрессивными водами с высоким содержанием углекислого газа. Пористость проницаемых пород пласта $П_1$ колеблется в пределах 23—27%, достигая иногда 30%, проницаемость — 100—700 мд, а в отдельных случаях — 1,5—2 дарси. На более погруженных структурах (Леушинский структурный нос) коллекторские свойства проницаемых пород пласта $П_1$ ухудшаются. В их пределах проницаемость пород составляет 50—150 мд, пористость — 18—22%.

Проницаемые породы отмечаются также в отложениях нижнесредневолжского возраста. Они распространены в районе зоны регионального выклинивания верхнеюрских отложений, а также в отдельных участках Шаимского незамкнутого мегавала. В пределах Евринского, Мулымьинского, Мортымьинского и др. поднятий в основании волжских слоев фиксируются глинистые песчаники, алевролиты с многочисленными спикулами губок, включениями глауконита. Эта пачка проницаемых и полупроницаемых пород приурочена к наиболее крутым ступеням фундамента, которые были тектонически активны в волжское время. Коллекторские свойства этих пород улучшаются к зонам выклинивания.

4. Апт-сеноманская нефтесодержащая толща (покурская серия)

Породы покурской серии на изучаемой территории разделяются на три свиты: уватскую, ханты-мансийскую и викуловскую. В связи с открытием залежей нефти в аптских образованиях на

Красноленинском своде, мы остановимся более подробно на описании этих пород.

Аптский нефтеносный комплекс

Отложения аптского возраста согласно залегают на породах леушинской и фроловской свит. Они перекрываются морскими и прибрежно-морскими глинистыми породами низов ханты-мансийской свиты. Свита сложена морскими и прибрежно-морскими породами, представленными алевролитами и глинами с редкими прослоями мелкозернистых песчаников и сидеритизированных известняков. С востока на запад наблюдается опесчанивание разреза викуловской свиты. Мощность свиты изменяется от 70 м на западе до 290 м на востоке.

Метаморфизм органического вещества этих пород постепенно увеличивается с запада на восток от ранней буроугольной до буроугольно-длиннопламенной стадии. Содержание органического углерода увеличивается в том же направлении от 0,3% до 3% в глинистых породах и от 0,2—0,3 до 0,5—1% в песчаных (Нестеров и др. 1966). Аналогично распределяется хлороформенный битумоид. Количество его увеличивается с запада на восток с 0,005 до 0,5% в глинистых породах и от 0,001 до 0,01% в песчаных. Содержание спирто-бензольного битумоида увеличивается в обратном направлении с 0,01 до 0,15%. В породах преобладает органическое вещество сапропелевого и сапропелево-гумусового типов.

Структурный план аптских отложений отличается слабой контрастностью. По кровле викуловской свиты на изучаемой территории фиксируется пологая моноклиналь, осложненная редкими локальными поднятиями с амплитудой не более 10 — 15 м. На Красноленинском своде амплитуда локальных поднятий увеличивается до 20—40 м, редко — до 50—70 м.

Коллекторские свойства пород викуловской свиты невысокие. Наблюдается некоторое улучшение коллекторских свойств пород в сторону обрамления низменности. Открытая пористость песчаников равна 22—30%, проницаемость — 20—50 мд. Локальное ухудшение коллекторских свойств пород фиксируется в районе Еремінской площади, где происходит глинизация разреза викуловской свиты. Дебиты воды из скважин составляют 5—20 м^3/сутки при различных динамических уровнях.

И. И. НЕСТЕРОВ

ПРИНЦИПЫ РАЙОНИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ЗЕМЕЛЬ И ОБОСНОВАНИЕ ГРАНИЦ ШАИМСКОГО И КРАСНОЛЕНИНСКОГО НЕФТЕНОСНЫХ РАЙОНОВ

Единых принципов районирования нефтегазоносных земель не имеется. В опубликованных работах предметом дискуссии является также и терминология. Этим проблемам посвящено значительное количество исследований. (Бакиров, 1951, 1959 а, 1959 б; Барс, Борщевский, Брод и др., 1961; Брод, 1946, 1955, 1962; Вебер, Хаин, 1949; Гурари, Конторович, Нестеров и др., 1965; Нестеров, 1969; Польстер, 1964; Ростовцев, 1961 и др.).

Прежде всего районирование зависит от масштаба и целей составляемой карты. В зависимости от соотношения групп и категорий прогнозируемых запасов могут быть выделены три группы карт, к каждой из которых разрабатываются самостоятельные принципы районирования. Прогнозироваться могут промышленные, перспективные и прогнозные запасы.

Под промышленными запасами понимаются запасы категории А, В, C_1 и C_2 в соответствии с инструкцией по применению классификации запасов к месторождениям нефти и газа. Принципы районирования при прогнозе запасов этих категорий также определяются вышеотмеченной инструкцией.

Под перспективными запасами понимаются запасы на структурах (ловушках), расположенных вблизи выявленных месторождений, в пределах которых не производилось глубокое бурение, но по которым можно прогнозировать конкретные залежи нефти и газа по методикам, дающим достоверные результаты в данном районе. К этой же категории относятся запасы на выявленных месторождениях по пластам, залегающим ниже изученного бурением разреза перспективных отложений. Эти запасы предлагается именовать категорией C_3.

Для прогноза перспективных запасов строятся карты перспектив нефтегазоносности в целом по всему разрезу осадочных пород или по отдельным пластам, пачкам, подсвитам и свитам. Районирование в пределах таких карт проводится по зонам, в каждой из которых нефтеносны или газоносны определенные группы пластов

или горизонтов. Кроме того, на такие карты наносятся участки преобладания или газовых, или нефтяных, или нефтегазовых, или нефтяных с газовой шапкой и т. д. залежей. Примером построения таких карт является карта перспектив нефтегазоносности Сургутского свода, опубликованная И. И. Нестеровым, Г. Э. Прозоровичем, Ф. К. Салмановым и А. В. Тяном (1969).

Карты прогнозов нефтегазоностности строятся по территориям, в пределах которых прогнозные запасы составляют значительную долю от всех потенциальных ресурсов углеводородного сырья. В пределах крупных территорий выделяются следующие подразделения:

1. Седиментационные бассейны.
2. Нефтегазоносные провинции.
3. Нефтегазоносные области.
4. Нефтегазоносные районы.

Границы седиментационных бассейнов проводятся по линиям выхода на поверхность фундамента; по зонам сокращенных мощностей разреза осадочных пород (менее 300 м) в зонах сочленения двух смежных бассейнов, выполненных одновозрастными отложениями; по границе распространения новой мощной толщи осадочных пород значительной мощности, соответствующей в возрастном объеме одной или двум эрам. В седиментационном бассейне платформенных территорий выделяется нефтегазоносная провинция, состоящая из нефтегазоносных областей и районов. В пределах платформенных территорий нефтегазоносная провинция является частью седиментационного бассейна, и граница ее проводится по линии (зоне) перехода неперспективных в перспективные для поисков нефти или газа земель. Районирование нефтегазоносных провинций на нефтегазоносные области и районы должно проводиться на генетической основе. С этой целью прежде всего следует дать определение наиболее мелкой единицы районирования, т. е. района, так как более крупные подразделения являются совокупностью мелких.

Несмотря на целый ряд нерешенных вопросов в теории происхождения нефти и газа, эмиграции и аккумуляции углеводородов, основные положения теории органического происхождения нефти можно считать доказанными и класть их в основу прогнозирования и районирования.

В нефтегазоносной провинции седиментационного бассейна процессы нефте- и газообразования являются региональными. Процессы же, приводящие к аккумуляции углеводородов в залежи, с этих позиций можно рассматривать как регионально-локальные, т. е. формирование залежей нефти и газа происходит на более ограниченной площади, в участках, где создаются благоприятные геологические условия для этого. Рассеянное органическое вещество в процессе погружения вмещающих осадочных пород видоизменяется и в определенных геологических и геотермических условиях становится способным отдавать углеводороды или составляющие их

элементы с образованием промышленных скоплений нефти или газа. Зная эти условия, в любом седиментационном бассейне можно выделить участок, где процессы аккумуляции углеводородов будут близкими. Такой участок объединяется в нефтегазоносный район.

Условия преобразования рассеянного органического вещества контролируются двумя основными факторами — типом органического вещества и степенью его метаморфизма. Последний фактор в первую очередь зависит от температуры и глубины залегания. Чем больше температура и глубина залегания пород, тем выше степень метаморфизма заключенного в породах рассеянного органического вещества. Следовательно, при одинаковом типе органического вещества в более погруженных участках условия для образования мигрантноспособных углеводородов или составляющих их элементов наступают раньше, чем в приподнятых зонах. По мере погружения, седиментационного бассейна такие же благоприятные условия для нефтегазообразования появляются и в приподнятых участках, но, возникнув во впадинах раньше, эти условия приводят здесь к появлению больших концентраций углеводородов или составляющих их элементов на каждый определенный последующий отрезок времени, если в пределах рассматриваемого участка земной коры не отмечается резких перестроек структурного плана. При миграции углеводородов за счет диффузии или за счет уплотнения пород поток мигрирующих углеводородов или составляющих элементов всегда будет направлен от оси впадины в сторону сложных поднятий.

Во внутренних частях седиментационных бассейнов граница нефтегазоносного района должна проводиться на оси впадины, окружающей крупную положительную структуру. В этом случае нефтегазоносный район рассматривается, как нефтегазосборная площадь для определенной структурной единицы земной коры. За такую структурную единицу принимаются структуры I или II порядков, окруженные со всех сторон впадинами. В ряде случаев контуры нефтегазоносных районов могут контролироваться распространением коллекторов или литолого-фациальными условиями, контролирующими тип рассеянного органического вещества и, соответственно, распределение условий, благоприятных для нефте- или газообразования.

Таким образом, под нефтегазоносным районом понимается территория крупной положительной структуры I или II порядков и склоны окружающих ее впадин, являющиеся нефтегазосборной площадью. Если структурные планы крупных стратиграфических подразделений, каждое из которых можно рассматривать в качестве самостоятельного нефтегазоносного комплекса, не совпадают, то для них нефтегазоносные районы выделяются отдельно.

Нефтегазоносная область объединяет ряд смежных нефтегазоносных районов в пределах определенной литолого-фациальной зоны с близким строением и сходными условиями формирования

залежей нефти и газа по каждому нефтегазосодержащему комплексу осадочных пород.

Из вышеперечисленных особенностей районирования нефтегазоносных земель вытекает ,что основными критериями районирования являются следующие:

1. Литолого-фациальные особенности строения нефтегазоносных комплексов, контролирующих условия захоронения и тип рассеянного органического вещества.

2. Тектонические особенности строения седиментационного бассейна, контролирующие степень преобразования рассеянного органического вещества, направление миграции углеводородов или составляющих их элементов, и условия формирования залежей.

В Западно-Сибирской низменности дробное районирование нефтегазоносных территорий начало применяться со времени открытия первых нефтяных и газовых месторождений. Первыми в юго-западной части низменности были выделены Шаимский нефтеносный и Березовский газоносный районы, затем был выделен Красноленинский район. На схеме перспектив нефтегазоносности, составленной под редакцией Н. Н. Ростовцева, Шаимский район был выделен в пределах Западной (Приуральской) нефтегазоносной области. Восточнее этой области выделялся Фроловский (Красноленинский) район, в котором в то время было уже открыто Каменное месторождение нефти. Границы между районами проводились весьма неуверенно. Березовский район, находящийся севернее Шаимского, выделялся в рамках Березовской моноклинали; Шаимский — на территории Восточно-Туринской моноклинали; Фроловско-Красноленинский—в пределах западного борта Ханты-Мансийской впадины.

Таким образом, при выделении нефтегазоносных районов в какой-то мере выдерживались структурно-тектонические принципы районирования. В последующих работах встречаются названия такие, как Березово-Шаимский район (Ансимов и др. 1962); Шаимско-Красноленинский район (Гурари). В. П. Маркевич (1966) выделяет Западную нефтегазоносную область и Центральную, разделяя их на отдельные районы и площади.

По мере получения нового фактического материала схемы несколько усложнились (схема 1964 г. под редакцией Н. Н. Ростовцева и др.). На одной из последних схем прогнозов нефтегазоносности под редакцией Н. Н. Ростовцева (1967 г.) в пределах Приуральской нефтегазоносной области выделены Березовский, Шаимский и Карабашский районы. С востока к ним примыкает Фроловская нефтегазоносная область, а с юго-востока — Тобольская.

В соответствии с вышеуказанными принципами районирования в настоящей работе границы Шаимского нефтеносного района проведены следующим образом (рис. 25). Западная граница проведена по зоне выклинивания основного юрского продуктивного горизонта вогулкинской толщи, примерно совпадающей с осевой зо-

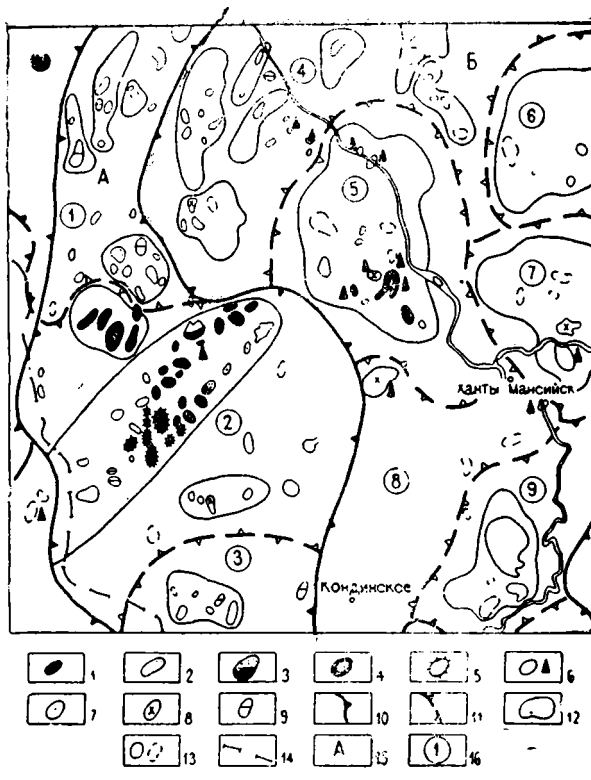


Рис. 25. Обзорная карта Шаимского и Краснолени нского нефтеносных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Локальные поднятия:

1 — с залежами нефти; 2 — с залежами газа; 3 — с залежами нефти и газа; 4 — с залежами нефти, в которых имеется газовая шапка; 5 — с залежами нефти и газа, переданными в разработку; 6 — с нефтепроявлениями; 7 — находящиеся в разведке; 8 — недоразведанные; 9 — выведенные из разведки с отрицательными результатами. Границы: 10 — нефтегазоносных областей; 11 — нефтегазоносных районов; 12 — крупных поднятий I и II порядков; 13 — локальных поднятий (выявленных и подготовленных); 14 —административных областей; 15 — нефтегазоносные области (А — Приуральская; Б — Фроловская); 16 — нефтегазоносные районы (1 — Березовский; 2 — Шаимский; 3 — Карабашский; 4 — Казымский; 5 — Краснолени нский; 6 — Ляминский; 7 — Зеиковский; 8 — Западно-Иртышский; 9 — Иртышский).

ной палеопрогиба, существовавшего в юрское время. Южная, восточная и северная границы проходят по осям современных отрицательных структур различных порядков, выраженных в тектоническом рельефе поверхности фундамента или кровли юрских отложений. Эти границы проходят (с юга на восток, север и запад) по зоне пониженного залегания рельефа поверхности фундамента, разделяющей Леушинский и Большетапский структурные носы, по осям — Тюменского мегапрогиба, погружения между северо-восточной периклиналью Шаимского незамкнутого мегавала, и Краснолени нского свода; Верхнекондинского мегапрогиба и депрессии, разде-

ляющей Верхне-Кондинское и Арантурское куполовидные поднятия. В этих рамках общая площадь Шаимского нефтеносного района равна 36 тыс. кв. км.

Красноленинский нефтеносный район приурочен к одноименному своду и склонам окружающих его отрицательных структур разных порядков. Границы района проходят по наиболее погруженным зонам, окружающих свод отрицательных структур. В этих рамках общая площадь района равна 20 тыс. кв. км. На западе Красноленинский район граничит с Шаимским.

В. Г. ЕЛИСЕЕВ
И. И. НЕСТЕРОВ

НЕФТЯНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШАИМСКОГО НЕФТЕНОСНОГО РАЙОНА

В 1958 году в районе пос. Шаим была выявлена группа локальных поднятий. В это время к северу от Шаимского района — в Березовском районе было уже открыто 5 месторождений газа и намечены основные закономерности распространения и условий формирования юрского продуктивного горизонта вогулкинской толщи. Учитывая, что в районе г. Тюмени (Покровская, Заводоуковская площади) вогулкинская толща развита в геологических условиях, аналогичных Березовскому району, ни у кого не вызывало сомнений распространение этих отложений и в долине реки Конды на территории выявленных Трехозерного и Мулымьинского локальных поднятий. По сейсмическим данным глубина залегания вогулкинской толщи предполагалась равной 1350—1400 м, т. е. близкой к таковой в Березовском газоносном районе. В связи с этим, по аналогии с Березовским районом, ожидалось на Шаимском участке открыть газовые залежи. Это предположение не противоречило и общим геологическим условиям, вытекающим из анализа сейсмических данных и результатов колонкового бурения на этой территории.

При одинаковой глубине залегания отражающего сейсмического горизонта, приуроченного к поверхности фундамента, в Шаимском районе на участке Мулымьинского и Трехозерного локальных поднятий кровля верхнемеловых отложений (ганькинская свита) залегает на глубинах 400—425 м, а в Березовском районе — на глубинах 200—250 м. Это позволяло предполагать, что в низах платформенного разреза к приподнятым участкам локальных поднятий должно происходить выклинивание юрских и частично нижнемеловых отложений. Исходя из этих соображений, на Трехозерной и Мулымьинской локальных поднятиях были запроектированы глубокие скважины. В 1959 году была пробурена первая скважина 2-Р, которая не вскрыла пород вогулкинской толщи. В ней были отмечены лишь, нефтепроявления в образованиях фундамента. В начале 1960 года в скважине 6-1Р, пробуренной на склоне Трехозерного поднятия, были вскрыты нефтенасыщенные породы вогулкинской толщи, и из них получен фонтан нефти с дебитом около

300 м³/сутки. Так было открыто первое в Западной Сибири нефтяное месторождение.

Залежи нефти в Шаимском районе приурочены к отложениям тюменской свиты, вогулкинской толщи, выветрелым и трещиноватым породам фундамента. Наиболее емким коллектором являются породы вогулкинской толщи, которая распространена в западной части Шаимского мегавала и по склонам высокоамплитудных локальных поднятий. Вогулкинская толща, как и в Березовском районе, расчленяется на 3 пласта (пачки), которым присвоены индексы (сверху вниз) — $П_1$, $П_2$ и $П_3$. В кровле тюменской свиты песчаный пласт или группа сближенных пластов индексируется «$Ю_2$». Трещиноватые породы фундамента и коры выветривания, гидродинамически связанные с основными продуктивными пластами $П_{1-3}$ или $Ю_2$, условно объединяются в «пласт» — «Пф».

Нефтяные месторождения выявлены только в пределах Шаимского незамкнутого мегавала и Арантурского куполовидного поднятия. На рис. 26 показано распределение нефтяных и газоконденсатных залежей в Шаимском районе. По осевой линии Шаимского незамкнутого мегавала залежи контролируются не отдельными локальными поднятиями, а структурой всего мегавала. От Мулымьинского до Потанайского месторождений прослеживается единая зона отсутствия проницаемых пород юры («лысая» зона), от которой на склоны вала протягиваются структурные носы, образуя пластовые ловушки литолого-стратиграфического типа. В приподнятой зоне распространение залежей контролируется линией выклинивания проницаемых пород юры, а на склонах — современным структурным планом кровли продуктивных отложений. Вдоль склонов мегавала развита полоса песчаников вогулкинской толщи, ширина которой уменьшается в северо-восточном направлении в соответствии с общим погружением оси Шаимского незамкнутого мегавала. Вкрест простирания мегавала базальные песчаники постепенно замещаются глинистыми породами шаимской или абалакской свит.

На северо-западном склоне Шаимского незамкнутого мегавала, а также в пределах Верхне-Кондинского мегапрогиба распространение пород вогулкинской толщи контролируется локальными выступами фундамента. Как и в пределах Березовского района, коллекторские свойства песчаников вогулкинской толщи и ареол их распространения вокруг выступа фундамента контролируется величиной (амплитудой) выступа. Чем больше высота выступа фундамента от линии выклинивания пород тюменской свиты, тем лучше коллекторские свойства, больше мощность и шире ореол развития пород вогулкинской толщи. Описание месторождений Шаимского района приведено ниже.

Мулымьинское месторождение нефти расположено в Кондинском районе Тюменской области в долине реки Конды, около города Урай. Оно приурочено к структурной ложбине на западном

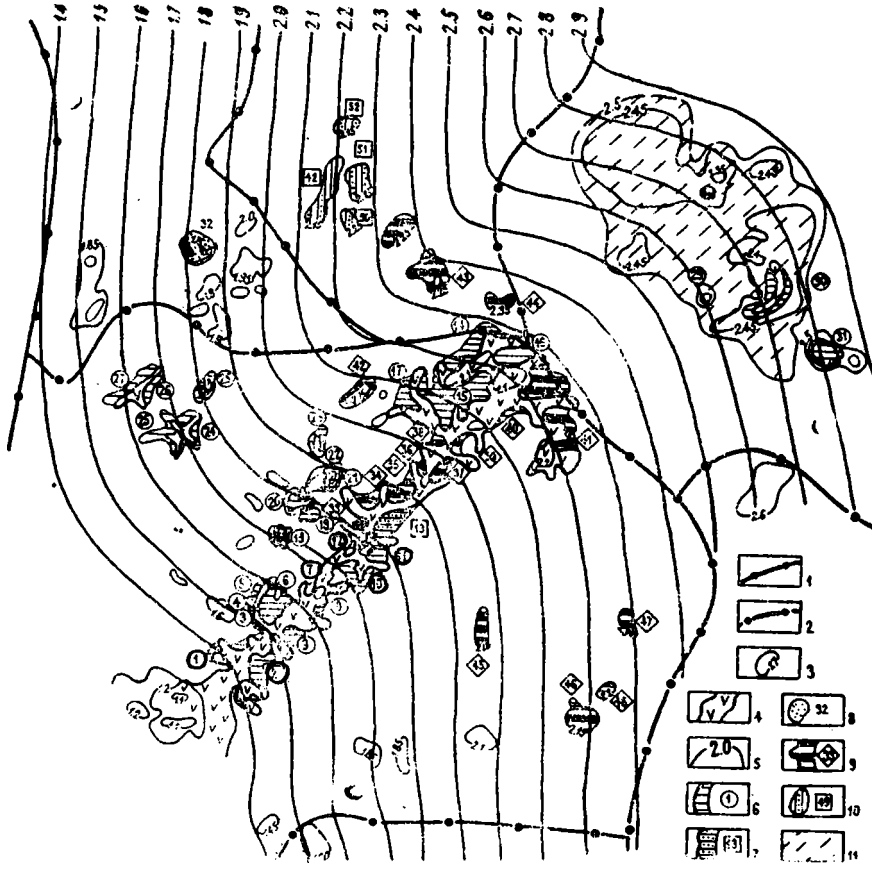


Рис. 26. Карта нефтегазоносности Шаимского и смежных нефтеносных районов. Контуры:

1—нефтегазоносных областей; 2—нефтегазоносных районов; 3—локальных поднятий по кровле вогулкинской толщи или тюменской свиты с абсолютной отметкой; 4—зоны отсутствия отложений вогулкинской толщи и тюменской свиты; 5—изолинии поверхности регионального наклона ВНК и ГВК, км; 6—выявленные залежи нефти (1—Мулымьинская; 2—Трехозерная; 3—Южно-Мортымьинская; 4—Зап.-Мортымьинская; 5—Сев.-Мортымьинская; 6—Мортымья-Тетеревская; 7—Сев.-Тетеревская; 8—Вос.-Тетеревская; 9—Юж.-Тетеревская; 10—Юж.-Толумская; 11—Вос.-Толумская; 12—Сев.-Толумская; 14—Сев.-Потанайская; 15—Юж.-Потанайская; 16—Вос.-Потанайская; 17—Западно-Картопьинская; 18—Средне-Мулымьинская; 19—Южно-Убинская; 20—Зап.-Убинская; 21—Мало-Убинская; 22—Сев.-Убинская; 23—Филипповская; 24—Вост.-Даниловская; 25—Зап.-Даниловская; 26—Вос.-Лемьинская; 27—Зап.-Лемьинская; 28—Верхне-Лемьинская; 29—Лорбинская; 30—Каменная; 31—Елизаровская); 7—выявленные залежи конденсата (13—Южно-Семивидовская); 8—выявленные залежи газа (32—Верхне-Кондинская); 9—предполаг. залежи нефти; (33—Зап.-Семивидовская; 34—Сев.-Семивидовская; 35—Зап.-Каюмовская; 36—Мало-Каюмовская; 37—Южно-Каюмовская; 38—Сев.-Каюмовская; 39—Южно-Оханская; 40—Оханская; 41—Верхне-Корсунская; 42—Кандырская 43—Яхлинская; 44—Сев.-Потанайская; 45—Мало-Тапская; 46—Шугурская; 47—Кощатская; 48—Сев.-Шугурская); 10—предполагаемые залежи газа (49—Зап.-Тугровская; 50—Южно-Тугровская; 51—Вос.-Тугровская; 52—Сев.-Тугровская); 11—зона с возможными залежами нефти в литологических ловушках юрских отложений.

склоне Мулымьинской и Мало-Мулымьинской локальных структур, выявленных сейсморазведочными работами МОВ в 1959 году (рис. 27). Они расположены в юго-западной части Шаимского мегавала. Простирание этих структур — северо-западное, размер 5 х 2 и 6 х 2 км, амплитуда по отражающему горизонту «А», приуроченному к поверхности фундамента, соответственно равна 10 и 20. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается, и по отложениям ганькинской свиты (кампан-маастрихт датский) составляет 10 м, при этом Мало-Мулымьинское поднятие объединяется с Мулымьинским в единое поднятие северо-западного простирания.

Поисковое бурение в пределах Мулымьинского месторождения начато в 1959 году. Месторождение открыто в 1960 году четвертой поисковой скважиной 3-Р. По состоянию на 1.I.1970 года в пределах Мулымьинского месторождения нефти пробурено 14 поисково-разведочных скважин с общим метражом 22,7 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен глинистыми сланцами, метаморфизованными песчаниками, серицито-кварцевыми карбонатизированными сланцами и кварцевыми порфиритами. В скважине 4-Р кварцевые порфириты перекрыты глинистыми сланцами. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью до 37 м. В сводах структур кора выветривания размыта.

На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения вогулкинской толщи, а в сводах локальных структур — глинистые породы шаимской свиты. Выше вскрыты отложения мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют; на породах атлымской свиты (нижний олигоцен) залегают четвертичные осадки, мощностью до 20—30 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Мулымьинского месторождения равна 1410—1490 м.

В пределах месторождения залежь нефти выявлена в одном пласте в отложениях верхнеюрского возраста. Продуктивный пласт вскрыт на глубинах от 1442 до 1476 м. Нефтяная залежь приурочена к пласту «П» и трещиноватым породам фундамента (Пф).

Залежь пласта П (Пф) (верхняя юра) залегает на глубине 1442—1476 м. Пласт развит в пределах структурной ложбины между Мало-Мулымьинской и западным куполом Мулымьинской локальных поднятий, а также по западным склонам этих структур. Он приурочен к вогулкинской толще. В пределах месторождения эта толща расчленена на 3 пачки. К приподнятой зоне сначала выклиниваются нижние, затем верхняя пачки. За контуром ВНК (скв. 13-Р) верхние две пачки замещаются глинистыми породами шаимской свиты. Отложения вогулкинской толщи подстилаются породами тюменской свиты, которые гидродинамически связаны между собой.

Образования тюменской свиты вскрыты одной скважиной (13-Р) на далеком погружении Мулымьинского поднятия (абсолютная отметка кровли свиты — 1574 м). Они представлены алев-

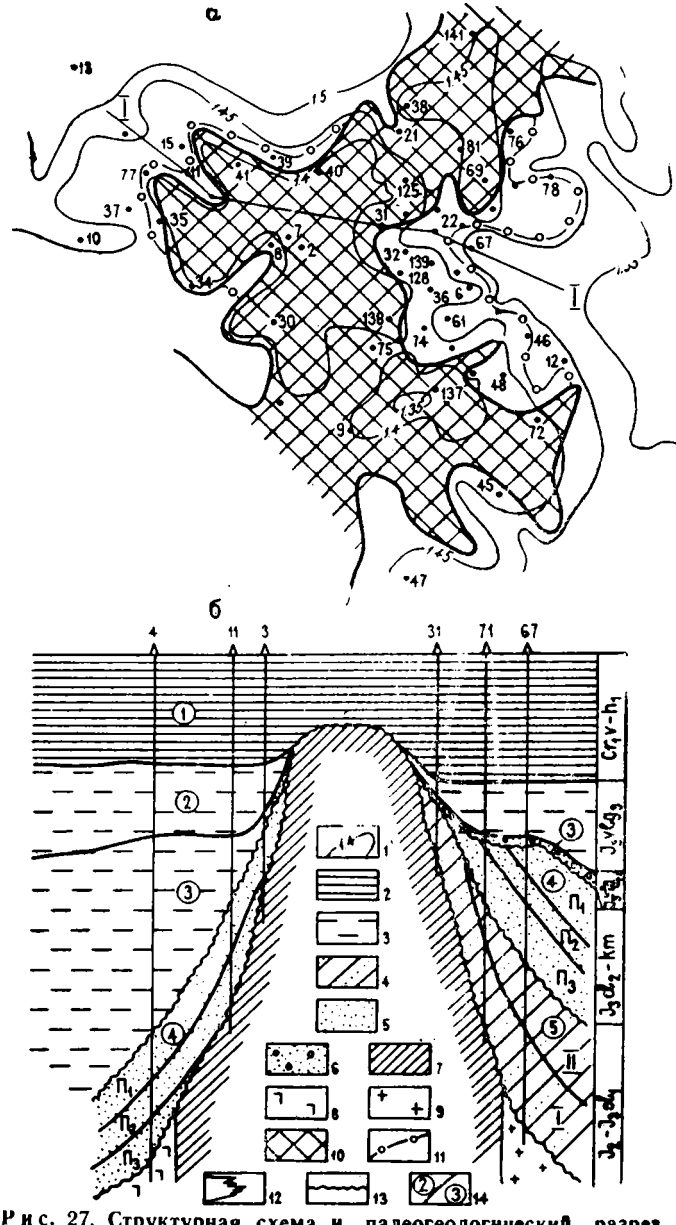


Рис. 27. Структурная схема и палеогеологический разрез продуктивных отложений Трехозерного и Мулымьинского месторождений.

а) структурная карта, б) палеогеологический разрез. 1—изогипсы кровли вогулкинской толщи; 2—битуминозные аргиллиты; 3—глины, аргиллиты; 4—переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов; 5—песчаники; 6—гравелиты; 7—сланцы; 8—эффузивно-осадочные породы; 9—гранитоиды 10—«лысая зона» —

отсутствие проницаемых пластов вогулкинской толщи; 11—внешний контур ВНК в отложениях вогулкинской толщи; 12—литологическое замещение; 13—поверхность размыва; 14—границы свит, подсвит, пачек; 1—верхняя пачка верхнешаимской подсвиты; 2—средняя пачка верхнешаимской подсвиты; 3—нижняя пачка верхнешаимской подсвиты; 4—вогулкинская толща; $П_1$—верхняя пачка; $П_2$—средняя пачка; $П_3$—нижняя пачка; 5—тюменская свита; I—нижняя пачка; II—средняя пачка.

ролитами и аргиллитами с прослоями песчаников, реже гравелитов. Встречаются прослои бурого угля. Разрез содержит около 30% песчаников. Нижняя пачка (пласт $П_3$) вогулкинской толщи (келловей) выклинивается на отметках 1450 м — 1460 м. Она представлена мелкозернистыми кварцевыми и кварц-полевошпатовыми песчаниками и алевролитами с подчиненными прослоями гравелитов (100% проницаемых пород). Вниз по падению наблюдается увеличение количества глинистого материала в разрезе пачки. Средняя пачка (пласт $П_2$) вогулкинской толщи (нижний оксфорд) имеет более широкое распространение. Она выклинивается на отметках — 1380—1430 м и представлена глинистыми песчаниками, крупнозернистыми алевролитами, гравелитами, реже песчанистыми органогенно-обломочными известняками. Процент проницаемых пород в пачке колеблется от 80 до 30%, причем вниз по падению пород наблюдается увеличение количества глинистого материала. В зоне выклинивания средней пачки намечается преобладание гравелитов. Верхняя пачка (пласт $П_2$) вогулкинской толщи (верхний оксфорд-кимеридж) характеризуется наибольшим распространением. Породы ее выклиниваются на отметках — 1370—1390 м. Она представлена песчаниками и ракушняками с прослоями гравелитов (80—100% проницаемых пород). Имеются прослои сильно известковистых песчаников и гравелитов. В зоне выклинивания разрез пачки обогащается гравийным материалом. На далеких погружениях крыльев структуры песчаники и ракушечники замещаются алевролитами и аргиллитами. Открытая пористость песчаников — 19—22%, проницаемость 100—170 до 715 мд. В северо-западном направлении в составе вогулкинской толщи отмечается увеличение прослоев глинистых пород и ухудшение коллекторских свойств.

Покрышкой залежи являются глинистые породы шаимской, улансынской и леушинской свит мощностью 160—200 м.

Дебиты нефти из отложений вогулкинской толщи через 6 мм штуцер равны 3,6—16,0 $м^3$/сутки, а из трещиноватых пород фундамента — 0,3—0,5 $м^3$/сутки. Пластовое давление равно 147 атм. Водо-нефтяной контакт определен на абсолютной отметке —1425 м. Общая высота залежи — 70 м, высота в вогулкинской толще—35 м. Коэффициент заполнения ловушки нефтью близок к 1,0.

Залежь нефтяная, приуроченная к склону локального поднятия, пластового типа, осложненная литолого-стратиграфическим экраном вверх по восстанию, среднедебитная, с коллекторами порового, частично трещиноватого и кавернозного типов. Нефть в пласте П (Пф) нафтеново (25—35%) — метановая (35—36%) (табли-

ца 20). Плотность нефти увеличивается от центральных участков ловушки к водо-нефтяному контакту и к зоне, где нефть содержится в трещиноватых породах фундамента с 0,827 до 0,838 г/см³. В этом же направлении уменьшается газовый фактор с 120 до 80 м³/м³, увеличивается содержание серы с 0,34 до 0,40%, твердых парафинов с 2,18 до 3,90% (температура плавления парафинов — 51—52°С), силикагелевых смол с 4,2 до 10,7%, асфальтенов с 0,30 до 0,38%. Температура в пределах залежи равна — 78°С. Состав нефтей и попутных газов приведены в таблицах 20 и 21. Индекс Мулымьинского месторождения — IH.

Трехозерное месторождение нефти расположено в Кондинском районе Тюменской области, в устье реки Мулымьи. Оно приурочено к северному склону Трехозерного и восточному крылу Мулымьинского локальных поднятий (рис. 26). Эти поднятия выявлены сейсморазведочными работами МОВ в 1959 году. Они расположены в юго-западной части Шаимского мегавала. Трехозерное локальное поднятие имеет дугообразную форму, выпуклую в северо-западной направлении. Длинная ось поднятия имеет длину 10 км. Ширина структуры — 3—4 км, амплитуда по поверхности фундамента равна 50 м. Вверх по разрезу форма поднятия сохраняется, но амплитуда по кровле ганькинской свиты (кампан-маастрихт-датский) уменьшается до 10 м.

Мулымьинское поднятие по поверхности фундамента окаймляется изолинией — 1400 м и имеет субмеридиональное простирание. Размер осей — 13 х 4 км, амплитуда — 60 м. Поднятие осложняется структурным носом северо-западного простирания размером 2,0 х 5,0 км. Параллельно структурному носу, к юго-западу от него, выделяется Мало-Мулымьинское локальное поднятие северо-западного простирания размером 2 х 6 км и амплитудой 20 м. По отложениям ганькинской свиты Мулымьинское и Мало-Мулымьинское локальные поднятия объединяются в единую структуру северо-западной ориентировки с амплитудой 10 м. По поверхности фундамента изогипсой — 1425 м Мало-Мулымьинское, Мулымьинское и Трехозерные поднятия объединяются в единую замкнутую структуру северо-западного простирания с амплитудой 85 м.

Поисковое бурение в пределах Трехозерного месторождения начато в 1959 году. Месторождение открыто в 1960 году первой поисковой скважиной 6-Р. По состоянию на 1.I.1969 года в пределах Трехозерного месторождения пробурено 44 поисково-разведочных скважин с общим метражом 67,2 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен березитизированными, катаклазированными гранитами, кварцево-хлористо-серицитовыми, кварцево-хлористо-эпидотовыми сланцами, метаморфизованными песчаниками и кварево-хлоритовыми, глинистыми и глинисто-алевролитовыми сланцами и мраморизованными известняками. Все перечисленные комплексы пород рассечены дайками диабазов.

Наиболее древними образованиями, вскрытыми скважинами в пределах Трехозерного месторождения, являются кварцево-сери-

Наименование месторождения	№№ скважин	Интервал перфорации, м	Индекс пласта	Плотность, г/см³	Начало кипения °С	Фракция для группового состава, °С	Груп аромати- дистил- лат
1	2	3	4	5	6	7	8
Мулымьинское	2	1405—1432	Пф	0,837	40	95—500	24,0
»	7	1426—1442	Пф	0,8.	52	60—500	23,56
»	8	1457—1500	Пф	0,869	51	60—500	13,50
Трехозерское	5	1439—1468	Пф	0,779	39	60—450	11,4
»	6	1488—1498	$П_{1-3}$	0,835	46	60—500	13,4
»	6	»	»	0,854	78	122—500	27,03
»	66	1519—1523	$Ю_2$	0,847	54	60—450	15,1
»	70	1524—1530	$П_{1-3}$	0,832	50	60—450	13,59
Северо-Мортымьинское	86	1594—1600	$П_{1-3}$	0,828	46	60—450	17,62
	91	1611—1615	»	0,834	56	95—480	21,07
Мортымьинско-Тетеревское	119	1598—1606	»	0,838	58	60—450	17,38
	262	1556—1568	»	0,823	59	60—450	16,15
Мортымьинско-Тетеревское	274	1528—1537	$П_1$	0,823	60	60—450	16,25
Северо-Тетеревское	357	1650—1657	$П_1$	0,847	73	60—450	19,93
»	368	1684—1693	$П_{1-3}$	0,856	104	95—450	18,55
Восточно-Тетеревское	53	1671—1674	$Ю_2$	0,851	58	60—445	16,69
»	99	1639—1655	$Ю_2$	0,861	97	60—450	16,10
»	171	1717—1730	$Ю_2$	0,856	53	60—450	20,5
»	280	1608—1630	Пф	0,846	53	53—500	14,23
»	280	»„	Пф	0,848	76	60—450	15,89
Южно-Тетеревское	54	1550—1585	Пф	0,846	76	60—450	16,35
»	85	1550—1556	$П_{1-2}$	0,842	62	60—500	17,25
Южно-Толумское	1	1765—1779	$П_1$	0,861	106	60—450	17,75
»	6	1762—1766	$П_3$	0,850	66	95—450	16,39
»	13	1710—1717	$П_1$	0,843	83	60—450	16,44

нефтеносных районов

повой состав, %					Элементарный состав, %			
ческие	нафтеновые		метановые					
нефть	дистил-лат	нефть	дистил-лат	нефть	C	H	S	N
9	10	11	12	13	14	15	16	17
6,51	21,21	14,94,	49,95	36,17	84,4	13,12	0,38	0,16
17,30	28,50	20,91	47,70	35,00	—	—	0,4	
10,50	96,60	28,56	47,30	36,91	—	—	0,41	0,3
8,86	28,61	22,23	50,59	39,3	—	—	0,43	0,16
10,27	4146	31,79	43,74	33,53	—	—	0,36	
18,81	25,60	17,80	47,16	32,82	—	—	0,34	
9,57	41,40	26,18	38,35	24,28	—	—	0,40	0,19
8,56	46,22	29,11	37,13	23,39	—	—	0,24	0,13
12,09	27,92	19,15	49,80	34,16	—	—	0,34	0,14
16,55	32,74	25,71	45,65	35,85	—	—	0,45	0,1
13,60	26,96	21,10	52,53	41,10	—	—	0,3	0,9
11,58	16,56	11,87	63,02	45,18	—	—	0,29	0,11
11,85	23,50	17,17	55,65	40,85	—	—	0,28	0,11
11,36	28,30	20,40	50,41	36,33	—	—	0,31	0,11
13,27	34,88	24,95	44,28	31,67	—	—	0,34	0,12
11,73	28,92	20,32	52,11	36,61	—	—	0,28	0,13
10,94	23,14	15,72	60,76	41,28	—	—	0,3	0,11
13,81	19,44	13,10	59,34	40,05	—	—	0,26	0,1
10,57	35,40	26,40	50,23	37,31	—	—		
10,62	28,26	18,89	54,60	36,49	—	—	0,24	0,08
12,13	26,07	19,33	55,03	40,80	—	—	0,28	0,08
12,99	31,70	23,85	49,75	37,39	—	—	0,3	0,04
12,85	29,90	21,65	51,79	37,50	—	—	0,29	0,09
11,89	18,65	13,53	62,01	44,98	—	—	0,27	0,11
9,65	**35,94**	**22,45**	**47,20**	**29,51**	**—**	**—**	**0,24**	**0,08**

1	2	3	4	5	6	7	8
Картопьинское	8	2100—2109	$Ю_2$	0,823	45	60—430	15,82
Северо-Убинское	301	1843—1850	$П_3$	0,838	62	60—450	17,85
Филипповское	2	1888—1903	$П_3$	0,834	58	60—450	17,04
Потанайское	9	2160—2170	$П_3$-Пф	0,842	71,0	60—450	16,90
Восточно-Даниловское	81	1769—1775	Пф	0,845	0,74	60—450	18,12
»	82	1768—1776	$П_{1-3}$	0,845	66	60—400	16,65
Семивидовское	3	1771—1765	$П_{1-3}$	0,766	78	60—300	13,95
Западно-Убинское	324	1927—1938 1903—1916	$Ю_2$	0,853	69	60—450	15,25
Лорбинское	38	2322—2340	$Ю_2$	0,848	70	60—440	19,10
Каменное	5	2353—2326	$П_3$-$Ю_2$	0,806	95	60—500	15,30
Каменное	13	2416—2423	$Ю_2$	0,824,	45	45—350	24,90
Каменное	14	2305—2344	$П_{1-3}$	0,802	65	90—500	19,6
Лорбинское	38	1464—1483	викул	0,858	82	82—450	16,80
Ай-Торское	7	2441,2—2494,8	$Ю_2$-Пф	0,915	96	96—500	18,02
Елизаровское	25	2459—2495	$Ю_2$-Пф	0,826	90	90—500	17,95
Елизаровское	28	2480—2493	$Ю_2$-Пф	0,842	73	73—450	17,03
Больше-Каменское	142	2558—2604	$Ю_2$	0,811	49	60—500	16,83
Кислорское	158	2047—2057	$Ю_2$	0,844	65	65—500	17,64
Мало-Атлымское	I-р	2554—2559 2703—2706	$Ю_2$	0,861	99	95—450	26,88
»	I-р	2703—2706	$Ю_2$	0,849	68	68—500	22,0
»	I-р	2441—2449	$П_3$	0,887	120	120—500	21,4
Больше-Каменское	141	2258—2277	$Ю_2$	0,8615	96	95—500	18,07
Краснолениниское	1	2470—2448 2442—2439	$Ю_2$	0,794	54	60—500	12,81
Каменное	2	2271—2294	Пф	0,795		60—500	13,2
Каменное	13	2416—2423	$Ю_2$	0,736,	59	60—500	17,0

9	10	11	12	13	14	15	16	17
10,83	29,13	19,94	53,17	36,39	—	—	0,41	0,11
12,81	29,29	21,75	50,16	37,14	—	—	0,34	0,1
12,86	25,39	19,16	51,49	41,12	—	—	0,37	0,11
12,56	23,36	17,36	55,98	41,61	—	—	0,44	0,17
12,68	35,50	24,84	45,48	30,42	—	—	0,43	13
10,25	29,00	17,87	50,68	31,23	—	—	0,46	0,17
12,12	18,40	15,74	65,53	56,95	—	—	—	—
10,40	17,43	12,0	65,47	44,64			0,51	0,14
12,41	21,43	13,95	56,67	36,77			0,24	0,11
14,22	20,83	19,36	63,42	58,94			0,04	0,06
21,64	11,27	9,79	56,43	50,78			0,069	
17,3	7,65	6,77	72,71	64,33			0,02	
10,27	27.86	17,02	53,95	32,96			0,32	0,13
13,98	27,43	21,28	53,78	41,72			0,25	0,16
15,03	33,15	27,95	48,85	41,02			0,18	0,11
12,26	38,80	37,93	40,11	28,87			0,3	0,13
14,83	15,71	13,84	63,85	55,37			0,28	0,11
13,44	32,52	24,83	49,27	37,53			0,37	0,1
19,28	29,52	21,17	43,60	31,27	86,18	13,43	0,26	0,28
16,8	24,2	18,5	53,8	41,1			0,33	0,0
15,8	34,3	25,4	44,3	32,8			0,42	0,0
12,85	26,16	18,6	40,42	28,74			0,7	
11,53	20,76	13,68	65,86	59,27			0,19	0,06
11,04	23,30	19,53	63,50	53,35			0,14	0,36
14,58	27,15	23,28	54,37	46,61			следы	

№№ пп	Наименование месторождений, нефтепроявлений	индекс пласта	скважина	Интервал перфорации, м	Состав	
					CH_4	C_2H_6
1	2	3	4	5	6	7
1	Мулымьинское	Пф	2	1405 —1433	53,92	18,73
	—»—	$П_1$—Пф	3	1440 —1483	42,7	13,1
	—»—	Пф	7	1426,5—1442	70,45	6,19
	—»—	$П_{1-2}$—Пф	11	1528 —1499 1486 —1472	82,3	5,26
	—»—	$П_{1-2}$	11	1472 —1473	71,94	9,74
	—»—	Пф	30	1435 —1465	78	1,3
	—»—	$П_1$	77	1475,5—1479,7	74,56	10,96
2	Трехозерное	$П_{2-3}$—Пф	1	1482 —1484 1486 —1494	48,13	3,83
	—»—	Пф	5	1439,4—1468,1	61,55	7,69
	—»—	$П_{1-3}$	6	1488 —1498	75,26	2,33
	—»—	$П_{1-3}$	17	1498,8—1511	37,03	2,43
	—»—	$П_3$	22	1503,5—1511	79,31	2,42
	—»—	$Ю_2$	31	1479 —1486	58,07	10,44
	Трехозерное	$Ю_2$	32	1512 —1514	49,25	10,11
	—»—	$П_3$	32	1494 —1500	75,79	3,74
	—»—	$П_1$—Пф	36	1475,5—1487	78,83	3,06
	—»—	$П_{1-3}$	48	1500 —1506,8	30,65	2,24
	—»—	$Ю_2$	61	1512 —1518	50,92	7,0
	—»—	$П_{1-3}$	61	1490 —1507	53,80	9,66
	—»—	$Ю_2$	63	1506 —1516	82,95	2,9
	—»—	$Ю_2$—$П_{2-3}$	63	1506 —1516 1494 —1504	84,01	3,54
	—»—	$Ю_2$	66	1519 —1523	77,83	3,6
	—»—	$Ю_2$—$П_{1-3}$	66	1519 —1523 1507 —1515	68,52	8,5

РАСТВОРЕННЫХ В НЕФТЯХ

газа % объемных										
C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	C_6H_{14}	Сумма тяжелых углеводородов	CO_2	N_2 редкие газы	H_2	Ar	He	Примечание
8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
20,77	4,20	0,45	—	44,15	0,8	0,37	0,76	—	—	
25,2	14,7	—	—	53,0	0,5	3,8	—	—	—	
14,68	7,39	—	—	28,87	0,51	0,78	—	—	—	
3,24	0,91	0,29	0.07	9,77	0,24	5,97	1,72	—	—	
10,73	2,54	0,97	0 36	24,34	1,72	2,00	—	—	—	
1,5	1,0	0.5	—	4,3	—	15,6	—	—	0.04	
9,83	2,56	0,82	—	35,13	1,03	0,13	0,11	—	—	
13,11	9,65	3,41	0,56	30,56	19,87	1,44	—	—	—	
10,84		7,69		26,22	1,25	10.98	—	—	—	
2,02	0,89	0,46	—	5,7	0,50	18,54	—	—	—	
1,99	0,69	0,36	—	5.47	52,07	5,09	0,35	—	—	
1,69	0,52	0,1	0,03	4,76	8,82	7,11	—	—	—	
14,22	5,18	4,81	—	34,65	0,74	5.29	0,08	—	—	
21,28	11,70	2,45	0,34	45,88	2,68	2,19	—	—	—	
3,94	2,93	1,82	0,65	13,08	2,21	8,92	—	—	—	
2,69	1,16	0,49	—	7.4	6,72	7,01	0,04	—	—	
12,22	14,23	7,50	—	36,19	25,89	4,0	—	—	—	
18,66	11,42	6,88	1,25	38,21	2,39	1,48	—	—	—	
17,05	10.97	3,12	—	40,80	0,59	3,25	—	—	—	
1,9	0,52	0,07	0,01	5,4	6,8	4.85	—	—	—	
2,73	0,85	0.12	0,02	7,26	4,72	4,01	—	—	—	
3,0	0,92	0,21	0,08	7,81	8,31	6,05	—	—	—	
7,8	3,2	0,87	0,68	21,05	9,41	1,02	—	—	—	

1	2	3	4	5	6	7
	Трехозерное	$П_3$	68	1499,5—1503,5	84,0	5,28
	—»—	$П_{1-3}$—Пф	70	1524 —1540	73,22	7.35
	—»—	$П_{1-3}$	74	1486 —1474 1473 —1471	25,86	9,59
	—»—	$П_{1-3}$	76	1514 —1523	84,18	6,60
	—»—	$П_1$—Пф	128	1482,5—1470	82.93	3,12
	—»—	$П_1$—Пф	137	1463 —1468	83,77	2,1
	—»—	$П_1$	139	1485 —1493	90,47	3,55
	—»—	$Ю_2$	144	1523 —1528	86,0	3,38
		$П_{1-3}$—$Ю_2$	144	1506 —1519	83,08	3,74
3	Южно-Мортымьинское	$П_2$	23	1552 —1554	49,26	16,69
		$П_{1-2}$	145	1538,5—1546.5	84,01	3,75
4	Западно-Мортымьинское	$П_2$	140	1567 —1570	83,40	6,63
5	Северо-Мортымьинское	$П_1$—Пф	25	1576 —1581	57,12	8,55
		$П_1$—Пф	26	1535 —1545	69,60	2,45
		$П_1$	86	1594 —1600	58,29	13,39
		$П_3$—Пф	91	1611 —1615	77,88	5,1
		$П_{1-2}$	91	1573 —1599	87,14	3,8
6	Тетерево-Мортымьинское	$П_1$	28	1539,5—1550	14,58	23,32
		$П_1$	94	1561 —1567	88.03	3,43
		$П_1$—Пф	95	1587 —1594	84,50	4,70
		$П_3$	115	1599 —1604	81,71	6,28
		$П_1$	117	1611.5—1615,5	83,11	3,43
		$П_0$	117	1602,5—1606,5	82,67	6,37
		$П_0$—$П_1$	119	1598,5—1606	26,96	11,68
		$П_1$	121	1573 —1586	83,14	6,03
		$П_3$	261	1624 —1628	77,43	2,74
		$П_1$	261	1593 —1602	33,42	9,7
		$П_{1-3}$	262	1556 —1568	45,74	16,34
		Пф	263	1529 —1541	77,54	8,86

Таблица 22

8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
4,23	1,3	0,18	0,1	11.09	1,98	2,23	—	—	—	
10,92	6.72	1,0	0,29	26,28	0,26	0,24	—	—	—	
35,27	10,34	3,71	—	59,81	10,16	3,59	—	—	—	
3,84	1,07	0,02	—	10,53	0,73	3,48	—	—	—	
3.30	0,75	0,19	—	7,36	1,09	8.56	—	—	—	
3,2	1,17	0,23	0,06	6,76	4,42	4,42	0,63	—	—	
2,44	0,62	0,08	0.02	6,71	2,27	0,55	—	—	—	
2,40	0,40	0,28	—	6,46	4 52	3,02	—	—	—	
3,04	0,48	0,11	—	7,37	5,48	4,02	0,05	—	—	
22,54	7,07	2,05	0.97	49,32	0,77	0,65	—	—	—	
2,76	0,64	0,14	следы	7,29	0,72	7.98	—	—	—	
3,97	0.03	следы	—	10,63	0,84	5,19	—	—	—	
19,23	13,16	0,61	0,58	42,13	—	0,05	—	—	—	
4,90	2,70	0.52	0,01	10,58	0,92	18,90	—	—	—	
18,73	5,55	1,22	0,27	39.16	2,2	0,35	—	—	—	
5,7	2.6	0,78	0,11	12,93	2,48	4,72	0,64	—	—	
2,48	0,73	0.36	0,11	6,76	0,72	4.35	0,07	—	—	
38,67	12,37	8,39	0,51	83,26	0,76	1,40	—	—	—	
4,82	2.17	0,71	0,26	11,39	—	0,48	—	—	—	
3,80	1,0	0,20	0,03	9,73	1,44	4,33	0.1	—	—	$П_0$ — волжский пласт
4,76	1,7	0,36	—	13.60	0,75	4,41	0,02	—	0,01	
5,73	1,22	0,22	—	10,60	1,11	5.06	0.12	0,026	0,0291	
5,62	1,06	0,2	—	13,25	1,41	2,67	—	—	—	Нефть с водой
35,02	19.06	3,29	0,31	69,36	2,66	1,02	—	—	—	
4,43	1,47	0,19	—	12,12	0,77	3.92	0,043	—	—	
1,83	0,57	0,12	—	5,26	12,50	4,81	—	—	—	
23.25	19,94	9,66	0,71	63.26	1,19	3,13	—	—	—	
27,26	7,32	0,90	0,06	51.86	1,25	1,13	—	—	—	
7,78	1,05	0,14	—	17,83	1,07	3,56	сл.	0,0162	следы	

1	2	3	4	5	6	7
Тетерево-Мортымьинское	$П_{1-2}$—Пф	265	1580	—1601	80,10	3,49
	$П_1$	272	1547	—1557	41,60	9,71
	$П_1$	274	1528	—1527	84,69	3,27
	$П_1$	288	1604,5	—1609	61,55	8,86
	$П_2$—Пф	356	1612	—1617	86,19	2,54
7 Северо-Тетеревское	$П_1$	163	1639	—1646	59,13	7,98
	$П_1$	357	1657	—1650	63,1	7,86
	$П_1$	357	1639	—1644	39,82	14,54
	$П_1$	377	1633.5	—1645	60,98	6,12
8 Восточно-Тетеревское	$П_{1-2}$	64	1643	—1654	83,69	3,08
	$П_1$	146	1669	—1675	82,00	6,28
	$П_1$—Пф	148	1638	—1645	66,97	15,18
	$Ю_2$	171	1717	—1730	82,94	3,71
	Пф	280	1608	—1630	73,04	13,66
	$Ю_2$	281	1633	—1637		
			1643	—1647	79,44	7,28
	$П_1$—Пф	354	1665	—1673		
			1648	—1660	79,72	8,53
	Пф	354	1665	—1673	81,81	7,02
Южно-Тетеревское	$П_0$—Пф	54	1550	—1585	73,27	7,87
9 Южно-Тетеревское	Пф—$П_2$	62	1558	—1566	84,41	2,65
	$П_{1-2}$	85	1550	—1560	81,38	7,10
		149	1565	—1572	79,12	6,02
10 Южно-Толумское	$П_0$—Пф	4	1739	—1744	29,51	2,34
	$П_1$	5	1758	—1762	54,49	4,05
	$П_3$	6	1762	—1766	60.04	9,90
	$П_1$	13	1710	—1717	57,83	8,67
11 Северо-Толумское	$П_1$	7	1729	—1735	74,22	7,52
	$П_1$	11	1759,5	—1765	73,34	8,15
12 Восточно-Толумское	$Ю_2$	24	1779	—1784	73,6	6,07
13 Семивидовское	$П_1$	3	1765	—1771	14,52	1,79
	$П_{1-2}$	8	1800	—1816	16,55	1,26
	Пф	151	1750	—1823	72,1	6,0

Таблица 22

8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2,47	0,33	0,04	—	6,33	6,68	6,89	—	—	—	
21,98	16,0	6,72	2,35	56,76	1,06	0,58	—	—	—	
2,60	1,56	0,37	0,06	7,86	1,25	6,20	—	—	—	
11,39	2,10	0,35	—	22,7	13,70	1,84	0,21	—	0,0165	Нефть с водой
2,43	0,87	0,24	—	6,08	0,97	6,76	—	—	—	Нефть с водой.
9,09	2,99	0,60	—	20,66	16,04	3,94	0,22	—	0,04	
12,86	6,51	1,84	0,41	29,48	0,5	3,95	0,68	—	—	
25,70	11,44	2,9	0,814	55,4	3,6	1,15	0,02	—	—	
7,21	1,35	0,18	—	14,86	20,11	3,99	следы	—	0,06	
1,85	0,66	0,46	0,2	6,25	1,15	8,9	—	—	—	
4,15	1,23	0,53	0,15	12,35	1,41	4,08	0,17	—	—	
12,14	3,64	1,24	0,54	32,74	0,25	0,04	—	—	—	
2,39	0,96	0,26	0,09	7,41	1,11	8,06	0,04	—	—	
6,71	1,85	0,49	0,14	22,85	1,45	2,66	—	—	—	
5,49	2,27	0,98	0,42	16,44	1,21	2,01	—	—	—	
6,26	1,75	0,86	0,27	17,67	1,96	0,65	—	—	—	
5,17	1,70	0,68	0,20	14,77	0,58	2,72	0,12	—	—	
8,02	4,85	1,23	0,14	22,11	0,72	3,90	—	—	—	
2,16	1,62	0,24	0,3	6,97	0,47	8,43	—	—	—	
3,70	1,01	0,36	—	12,17	0,72	5,76	—	—	—	
2,78	0,62	0,07	—	9,49	0,51	10,87	0,011	—	—	
2,48	1,60	1,30	1,34	9,06	50,31	10,86	0,012	—	0,165	
2,25	0,86	0,11	—	7,27	5,39	35,6	0,09	—	0,16	
11,07	4,79	1,17	0,13	27,06	2,04	10,72	0,14	—	—	
12,72	9,27	3,62	0,62	34,9	2,07	5,93	0,11	—	0,003	
8,50	3,51	0,91	0,12	20,56	2,07	3,04	0,11	—	0,003	
8,37	1,9	0,24	—	18,66	6,08	1,88	0,04	—	следы	
8,75	2,05	1,26	0,21	18,34	2,46	5,20	0,37	—	0,03	
1,96	1,07	0,50	0,12	5,44	76,65	3,11	0,22	—	0,041	
1,08	0,44	0,.7	0,06	3,01	76,73	3,55	0,008	—	0,151	
9,2	5,0	2,0	0,21	22,41	0,73	4,85	—	—	—	

1	2	3	4	5	6	7
14 Средне-Мулымьинское	$П_3$–Пф	151	1823 —1750 1749 —1733		90,42	3.24
15 Южно-Убинское	$Ю_2$	311	1906 —1912		83,57	5,83
	$Ю_2$–Пф	323	1832 —1866		85,87	3,78
	$Ю_2$	325	1880 —1885 1888 —1895 1900 —1907		92.27	1,97
	$Ю_2$	330	1839 —1849 1864 —1867		86,76	4,14
	$Ю_2$	331	1891 —1921		88,19	4,14
16 Южно-Убинское	$П_3$–$Ю_2$	338	1871 —1894		70,49	3,55
17 Южно-Убинское	$Ю_2$	344	1835 —1863		91,84	3,06
17а. Западно-Убинское	$Ю_2$	304	1895 —1907		48,44	5.99
—»—	$Ю_2$–Пф	305	1851 —1858,5 1880 —1860		90,92	2,93
—»—	$Ю_2$	312	1827 —1844 1860 —1863		88,05	3,84
—»—	$Ю_2$—Пф	313	1831 —1845 1847 —1869		57.01	4,98
—»—	$Ю_2$	315	1886 —1893 1897 —1904		91,72	2,55
—»—	$Ю_2$	324	1948 —1956		89,58	2,18
—»—	$Ю_2$	324	1902 —1916 1927 —1930 1934 —1938		87,02	4,79
—»—	$Ю_2$	328	1879 —1893 1893 —1913		90,58	2,90
—»—	$Ю_2$–Пф	329	1934 —1947		84,66	5,90
—»—	$Ю_2$	329	1909 —1921		89,17	3,39
18 Восточно-Убинское	$Ю_2$	321	1911,5—1916,5		91,07	3,30
	$Ю_2$	321	1885 —1911,5 1916,5—1894		92,15	2,74
Восточно-Убинское	$П_3$—$Ю_2$	345	1872 —1902		88,64	2,89
19 Северо-Убинское	$П_3$	301	1843 —1850,5		92,5	3,17
—»—	Пф	302	1861 —1870		89,83	3,41

Таблица 22

8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2,94	1,05	0,26	—	7,49	1,52	0,57	—	—	—	
5,02	2,15	0,58	—	13,58	2,29	0,55	0,007	—	—	
3,81	2,66	0,83	следы	11,08	0,95	2,05	0,05	—	0,002	
1,61	1,19	0,41	следы	5,18	0,9	1,48	0,16	—	0,008	
3,39	1,56	0,3	—	9,39	2,27	1,36	0,02	—	0,02	
2,05	0,82	0,18	—	7,19	1,85	2,77	следы	—	—	
2,24	1,74	1,1	—	8,63	0,71	18,15	0,287	1,27	0,01	
1,82	0,97	0,2	—	6,05	0,46	1,65	—	—	следы	
17,71	16,67	7,58	1,76	59,77	1,60	0,06	0,024	—	—	Однократное разгазирование.
1,58	0,60	0,15	—	5,26	1,14	2,59	0,04	—	0,05	
3,31	1,21	0,21	—	8,57	1,39	1,96	0,014	—	0,016	
13,55	7,08	0,28	—	25,29	0,26	16,63	0,212	—	—	
1,43	0,59	0,16	—	4,73	0,91	2,57	0,02	—	0,05	
2,65	1,29	0,25	следы	6,37	0,23	2,74	1,03	—	0,038	
3,13	1,43	0,31	следы	9,66	2,08	1,2	0,04	—	следы	
2,50	0,95	0,24	—	6,59	0,91	1,86	0,02	—	0,04	
4,69	2,05	0,41	—	13,05	0,96	1,26	0,07	—	следы	
1,93	0,58	—	—	5,9	1,35	2,4	1,03	—	0,15	
1,82	0,85	0,11	—	6,08	1,64	1,14	—	—	0,003	
1,26	0,48	0,09	—	4,57	1,62	1,66	0,003	—	0,005	
07	0,17	—	—	3,76	3,48	3,64	0,39	—	0,09	
2,17	0,55	0,22	0,15	4,27	0,49	0,74	—	—	—	
2,50	0,65	0,13	следы	6,69	1,04	2,34	0,1	—	—	

1	2	3	4	5	6	7
			1861	—1867		
Северо-Убинское	$П_2$—$Ю_2$	303	1875	—1883	77,37	4,11
—»—	$Ю_2$—$П_3$	316	1856	—1877	86,23	3,24
—»—	Пф	317	1872	—1897	89,60	3,86
—»—	Пф—$П_1$	318	1861	—1808	82,42	5,32
—»—	$П_{1-3}$	318	1840	—1851	71,85	7,77
—»—	Пф	342	1833	—1840	88,36	6,09
20 Филипповское	$П_3$?	2	1888	—1903	55,03	14,76
21 Потанайское	$П_3$—$Ю_2$	1	2126	—2146	60,0	10,51
—»—	$П_3$—Пф	2	2085	—2099	82,78	7,05
—»—	$П_{1-2}$	7	2113	—2122	72,78	6,60
—»—	$П_1$—Пф	8	2091	—2099	89,15	4,56
—»—	$П_3$	9	2160	—2170	55,23	10,38
—»—	$Ю_2$—Пф	11	2222	—2231	1,02	2,06
22 Картопьинское	$Ю_2$	8	2100	—2109	88,70	1,20
23 Лемьинское	$П_3$	44	1748	—1754	89,09	2,55
24 Даниловское		78	1780	—1769	86,63	4,32
			1803	—1796		
—»—	$П_1$	81	1769	—1775	68,17	4,82
—»—	$П_{1-2}$	82	1768	—1776	70,54	7,47
—»—	$П_{1-2}$—Пф	83	1733	—1775	44,98	6,98
—»—	$П_1$—Пф	84	1713	—1720	88,15	4,15
—»—	$П_{1-3}$—Пф	85	1736	—1748		
			1770	—1800	76,7	3,76
—»—	$П_{1-3}$	90	1728	—1747	91,9	2,39
—»—	$П_1$	91	1768	—1777	60,51	3,44
—»—	$П_{1-3}$—Пф	92	1768	—1780		
			1808	—1790	87,55	4,38
—»—	$П_1$	93	1714	—1723	88,69	3,73
—»—	$П_3$	97	1750	—1755	86,56	4,58
—»—	$Ю_2$	99	1772	—1762	53,76	4,42
25 Каменное	Пф	2	2272	—2293	60,87	17,97
—»—	$Ю_2$	4	2403	—2414	53,90	17,88
—»—	$П_2$—$П_3$	5	2291	—2300	77,39	4,25
—»—	$П_3$—$Ю_2$	11	2419	—2413	59,1	22,52
—»—	$П_3$—$Ю_2$	12	2401	—2433	53,08	18,2
—»—	$Ю_2$	13	2416	—2423	83,18	8,09
—»—	$П_3$—$Ю_2$	16	2441	—2496	56,56	18,01
—»—	$П_3$—$Ю_2$	21	2404	—2437	53,37	21,63
Каменное	викуловская свита	31	1474	—1490	84,07	
	$П_3$—$Ю_2$	34	2425	—2454	78,42	11,09
	викуловская свита	36	1452	—1460	88,42	5,19

8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
6,86	2,70	0,48	следы	14,15	1,05	6,79	0,63	—	—	
4,20	1,67	0,37	—	9,48	0,5	3,77	0,008	—	0,005	
3,00	1,03	0,25	—	8,14	1,05	1,21	следы	—	—	
6,13	2,96	0,92	—	15,33	0,27	1,94	0,034	—	0,005	
11,16	4,24	3,06	0.83	27,06	0,79	0,32	0,005	—	0,004	
3,43	1,09	0,16	—	10,77	0,67	0.16	6,09	—	0.01	
16,36	7,8	3,94	0,67	42,53	0,68	0,74	0,02	—	—	
17,35	7,14	1,56	0,22	36,78	1,51	1,69	0.01	—	0 ,004	
4,30	0,92	0,12	—	12,39	2,51	2,18	0,13	—	0,01	
9,15	1,57	1,65	0,98	20,05	1,33	2,25	0.06	—	0,01	
2,44	0.4	сл.	сл.	7,4	0,52	2,9	0,02	—	0,01	
16,67	7,14	1,93	0,17	36,29	2,07	6,41	—	—	—	
2,46	1,03	0,23	—	5,78	1,34	74,22	0,115	—	—	В пробе воздух.
2,99	2,46	0,82	0,12	7,59	0,23	2,08	1,40	—	—	
2,48	1.68	0,44	—	7,15	0,53	3,189	0,025	—	0,021	
1,51	0,82	0,18	—	6,83	0,88	5.57	—	—	0,091	
11,58	9,60	3,06	0,57	29,63	0,82	1,35	0,001	—	0,007	
10,17	7,58	2,38	0,73	28,33	0,26	0,889	0,001	—	0.001	
17.05	19,94	6,53	0,97	51,47	0,53	2,22	—	—	—	
2,62	1,35	0,27	—	8,39	0,44	2,99	0,006	—	0,005	
6,22	6,14	1,11	0,30	17,53	1,02	3,74	следы	—	0,012	
1,01	0,61	0,11	—	4,12	—	3,94	0,03	—	0,01	
1,35	0,74	0,09	—	5,62	0,89	32,97	—	—	0,01	
2,47	0,99	0,11	—	7,95	0,45	4,02	—	—	0,03	
1,66	0,65	0,1	—	6,04	1,13	4,02	следы	—	0,02	
2,85	1,76	следы	—	9,19	0,69	3,56	—	—	0,006	
5,99	6,82	3,58	0,88	21,69	1,13	23,16	0,26	—	следы	
10.18	3,06	3,62	1,92	36,75	—	2,05	0,33	—	—	
14,38	6,70	2,92	0,90	42,78	3,22	0,06	0,03	—	0,012	
6,66	3.18	3,18	2.18	19,45	1,77	1,12	0,27	—	—	
9,93	3,79	2,89	0,38	39,51	0,25	1,13	—	—	—	
14.0	4,7	1,57	0,39	38,86	2.52	5,54	—	—	—	
1,55	0,21	0,02	отс.	9,87	2.94	4,01	—	—	—	
12,24	5,43	3,06	0,86	39,6	2,58	0,41	0,35	—	—	
11.7	3,42	1,22	0,76	38,73	4,08	3,82	—	—	—	
3,93	3,88	2,41	0,18	10,4	0,44	2,15	0,04	—	0,06	
3,74	1,10	0,12	отс.	14,05	3,22	2,3	—	—	0,013	
2,12	0,72	0,17	сл.	8,2	0,5	2,123	0,07	—	0,046	

№№ п. п.	Наименование месторождений (нефтепроявлений)	Индекс пласта	Скважина	Интервал перфорации, м	Состав газа,		
					CH_4	C_2H_6	C_3H_8
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Мулымьинское	Пф	10	1545—1593	85,64	2,50	1,03
	»	$П_1$	10	1515—1528	86,56	2,25	0,92
	»	Пф	13	1657,7—1673,0	85,33	1,23	0,28
	»	$П_{1-3}$	15	1477—1483	89,89	4,80	3,0
	»	$П_1$	37	1492—1505	79,92	4,10	3.79
	»	$П_1$	39	1489—1505	87,14	2,39	1.35
2.	Трехозерное	$П_1$-Пф	12	1530—1546	2,14	0,08	—
	»	$П_1$	45	1508,5—1504,5	84,23	0.86	0,36
	»	$П_1$	46	1518—1521	10,7	0,4	0,23
	»	$П_{1-3}$	67	1533—1545	33,28	1,28	1,38
	»	$Ю_2$	71	1529,5—1533	63,60	8,30	11.0
	»	$П_3$	78	1521,5—1526	77,29	4,19	8,18
	»	Пф	81	1512—1529	81,5	2,6	1,9
3.	Западно-Мортымьинское	$П_1$	113	1573—1576	81,81	5,25	2,0
	»	$П_{1-3}$	135	1616—1623	87,36	5,31	2,60
4.	Северо-Мортымьинское	$П_1$	29	1594—1606	73,10	3,47	11,0
	»	$П_1$	96	1611—1615	87,19	4,92	2,66
	»	$П_3$	97	1616—1620	85,00	4,60	3,68
5.	Тетерево-Мортымьинское	$П_1$	120	1536—1542	82,5	4,92	3,12
	»	$П_3$	133	1640—1648	85,99	5,74	3,49
	»	$П_1$	133	1622—1630	86,32	3,72	2,50
		$П_{1-3}$ Пф	267	1610—1701	81,36	3,82	1,73
6.	Северо-Тетеревское	$П_1$	161	1654—1657	68,36	4,54	4,86
	»	$П_1$	168	1660—1665	57,05	3,51	7,12
	»	$П_3$	368	1706—1710	37,65	3,32	2,93
	»	$П_1$	368	1695—1701	21,88	2,41	1,69
	»	$П_1$	368	1684—1693	43,51	2,10	2,06
	»	$П_1$	369	1666—1679	81,31	3,88	2,45
	»	$П_1$	371	1704—1710	77,71	3,55	3,15

Таблица 23

РАСТВОРЕННЫХ В ВОДЕ

% объемных									
C_4H_{10}	C_5H_{12}	C_6H_{14}	Сумма тяжелых углеводородов	CO_2	N_2 редкие газы	H_2	Ar	He	Примечание
9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
0,30	0,09	—	3,92	1,46	6,83	2,15	—	—	
0,62	—	—	3,79	7,07	1,15	1,43	—	—	
—	—	—	1,51	7,84	5,01	0,31	—	—	
0,86	0,19	—	8,85	—	1,02	0,24	—	—	
2,76	1,43	0,39	12,47	1,5	6,11	—	—	—	
0,44	0,14	0,02	4,34	1,81	6,67	—	—	—	
—	—	—	0,08	96,05	1,73	—	—	—	
0,18	0,23	0,08	1,61	0,25	8,25	5,56	—	—	
0,23	следы	—	0,86	88,09	0,25	—	—	—	
1,08	0,3	—	4,04	62,55	0,13	—	—	—	
6,40	2,10	0,80	28,60	3,90	3,90	—	—	—	
3,33	0,73	—	16,43	2,77	3,45	0,06	—	—	
0,68	2,1,	—	7,28	2,1	10,3	—	0,042	0,058	
0,54	0,11	—	7,9	2,84	7,06	0,33	—	0,06	
0,26	0,11	—	8,28	1,45	2,91	—	—	—	
4,24	3,09	0,8	22,60	2,98	0,99	1,33	—	—	Нефть с водой
0,72	0,02	—	8,32	3,28	1,14	0,07	—	—	
0,67	0,32	0,17	9,44	0,73	1,93	2,90	—	—	
1,03	0,17	—	9,24	0,52	7,7	0,07	—	0,031	
0,56	0,18	—	9,87	2,36	1,17	0,51	—	—	
0,60	0,15	2,06	9,03	2,7	1,60	1,05	—	—	
0,4	0,1	—	6,05	4,53	8,06	—	—	—	
1,84	0,58	—	11,82	10,86	8,37	0,28	—	—	
2,87	0,7	—	14,20	20,95	7,34	0,33	—	0,13	—
0,43	следы	—	6,68	26,71	2,86	1,4	—	—	
0,34	0,05	—	4,49	38,22	1,84	0,25	—	—	
0,54	0,13	—	4,83	24,53	3,16	0,54	—	—	
1,07	0,24	—	7,64	3,04	7,81	0,125	—	0,08	
1,13	0,19	—	8,02	7,32	6,74	0,003	—	0,16	

1	2	3	4	5	6	7	8
7.	Восточно-Тетеревское	$Ю_2$	52	1747—1760	83,75	4,16	1,49
		$Ю_2$	352	1708—1713	84.24	2,8	1,72
8.	Южно-Тетеревское	$П_1$-Пф	170	1611—1648	83,49	3,54	1,55
9.	Южно-Толумское	$П_2$	16	1784—1787	28,45	1,63	1,32
	Южно-Толумское	$П_1$	16	1769—1775	19,34	1,49	1,00
		$П_{1-2}$-Пф	17	1777—1827	68,62	3,91	3,0
		Пф	25	1800—1804	69,97	9,02	5,94
10.	Средне-Мулымьинское	$П_3$-$Ю_2$	154	1838—1842	95,06	1,16	0,95
11.	Южно-Убинское	$Ю_2$-Пф	310	1901—1980	4,62	2,32	0,21
	»	Пф	311	1943—1950,5	86,94	4,56	0,87
	»	$Ю_2$	311	1924—1935	90,35	3,52	0,45
12.	Западно-Убинское	$Ю_2$	315	1915—1923	64,56	8,82	18,26
13.	Восточно-Убинское	Пф	345	1924—1944	82,67	2,9	4,51
14.	Северо-Убинское	$Ю_2$	306	1941—1945	88,83	2,75	1,47
	»	$Ю_2$	306	1920—1926	92,25	2,07	0,8
	»	$Ю_2$	307	1933—1939	96,63	1,12	0,86
	»	$П_3$	307	1916—1922	89,73	2,01	1,34
	»	$Ю_2$	343	1904—1908			
				1889—1898	85,26	4,24	1,78
15.	Кандырское	$Ю_2$	1	2142—2146			
				2152—2164	83,41	5,36	0,87
	»	$Ю_2$	1	2115—2125	85,67	5,48	0,92
	»	$Ю_2$	1	2093—2105	55,29	9,04	12,88
16.	Лемьинское	$Ю_2$	39	1759—1768	96,26	0,54	0,64
		Пф	42	1801—1814	86,85	0,53	0,63
17.	Даниловское	Викуловская свита	82	1097—1077	62,98	0,86	0,35
		$Ю_2$	106	1854—1863	50,83	3,15	0,49

Таблица 23

9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
0,31	0,13	0,12	6,21	4,20	4,80	0,99	—	—	
0,47	0,19	—	5,18	0,5	8,17	1,91	—	—	
0,36	0,18	0,13	5,76	2,80	7,95	—	—	—	
0,85	0,7	0,38	4,88	57,07	8,40	0,89	—	0,31	
1,75	2,71	1,88	8,78	65,56	5,45	0,8	—	0,07	
0,7	0,08	—	7,69	9,74	13,80	0,12	—	0,034	
2,61	1,18	0,62	19,37	0,77	9,86	0,01	—	0,004	
0,95	0,41	0,12	0,09	2,73	1,72	0,49	—	—	в пробе
0,09	—	—	2,62	2,02	73,87	—	—	—	воздух
0,22	следы	—	5,65	4,68	2,37	0,3	—	0,06	
0,11	—	—	4,08	2,32	1,93	1,33	—	0,09	
6,56	0,9	—	34,54	0,67	0,2	0,04	—	—	
5,28	2,52	0,3	15,51	0,23	1,28	0,3	—	0,014	
0,66	0,50	следы	5,38	1,65	0,04	следы	—	0,101	
0,19	сл.	следы	3,36	1,27	3,2	1,21	—	0,095	
0,23	0,07	следы	2,28	0,83	0,26	—	—	—	
0,3	0,04	—	3,69	3,78	2,80	—	—	—	
0,38	следы	—	6,4	0,45	7,22	0,58	—	0,09	
0,09	—	—	6,32	0,98	6,86	2,03	—	0,04	
0,26	0,09	—	6,75	4,25	2,92	0,38	—	0,027	
8,15	2,44	следы	32,51	1,27	10,82	следы	—	0,06	
0,80	0,40	0,12	2,50	1,05	0,19	—	—	—	
0,62	0,19	0,08	2,06	1,07	10,03	—	—	—	
0,14	—	—	1,35	1,33	34,115	0,2	—	0,025	
0,12	—	—	3,76	3,08	42,21	0,05	—	0,06	

цитовые сланцы, абсолютный возраст которых, определенный Б. С. Погореловым методом сравнительной дисперсии двупреломления, равен 478 млн. лет, что соответствует ордовику. Абсолютный возраст березитизированных гранитоидов — 296—320 млн. лет (каменноугольная система).

По породам фундамента развита кора выветривания мощностью до 50 м. В сводовой части локальных структур кора выветривания размыта. На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения тюменской свиты, вогулкинской толщи, а в наиболее приподнятых участках — глинистые отложения шаимской свиты. Выше вскрыты отложения мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах атлымской свиты (нижний олигоцен) залегают четвертичные осадки мощностью до 20—30 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Трехозерного месторождения равна 1410—1541 м.

В пределах месторождения выявлена одна залежь нефти, приуроченная к отложениям тюменской свиты, вогулкинской толщи, трещиноватым породам фундамента и коре выветривания. Все отложения, содержащие нефть, образуют единый гидродинамически связанный комплекс пород.

Залежь пласта П (Пф) (средняя-верхняя юра) приурочена главным образом к отложениям тюменской свиты и вогулкинской толщи, залегающим на глубине 1463—1530 м. Наиболее отчетливую картину строения продуктивного горизонта дает карта отложений, залегающих на фундаменте (рис. 28). В центральной части залежи в виде залива северо-западного простирания на фундаменте залегают отложения тюменской свиты, которые перекрыты породами вогулкинской толщи, в составе которой выделяются все три пачки. Лишь в крайней северо-западной зоне распространения пород тюменской свиты вблизи зоны выклинивания проницаемых пород юры наблюдается размыв средней и верхней пачек вогулкинской толщи (рис. 28). Здесь же, в районе скв. 31-Р, размыты также отложения нижней пачки, и на породах тюменской свиты залегают глинистые волжские отложения.

Отложения тюменской свиты представлены алевролитами песчаниками с тонкими пропластками бурых углей. В породах широко распространены вертикальные корневидные остатки и углистый детрит. Вниз по разрезу появляются прослои гравелитов. В зоне выклинивания свиты преобладают глинисто-алевролитовые породы. Открытая пористость песчаников тюменской свиты изменяется от 2 до 27% и в среднем составляет 11—15%, проницаемость изменяется от 0,1 до 145 мд и в среднем составляет 20—40 мд. Отложения свиты выклиниваются на абсолютных отметках — 1430—1450 м.

Отложения вогулкинской толщи расчленяются на 3 пачки: нижнюю (келловей), среднюю (нижний оксфорд) и верхнюю (верхний оксфорд-кимеридж). На большей части месторождения

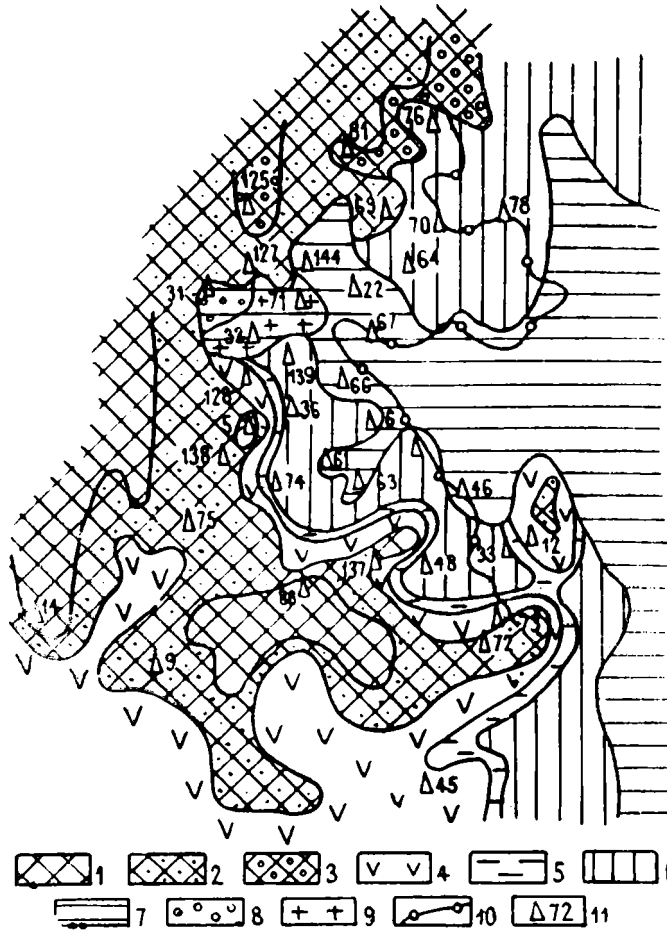


Рис. 28. Карта отложений, залегающих на фундаменте Трехозерного месторождения нефти.

1 — битуминозные аргиллиты валанжин-готерива; 2 — сероцветные аргиллиты верхневолжского подъяруса; 3 — глинистые непроницаемые конгломеры нижне-средневолжского подъярусов; 4 — песчаники и органогенно-обломочные известняки верхней пачки вогулкинской толщи (кимеридж-оксфорд); 5 — песчаники и алевролиты средней пачки вогулкинской толщи (нижний оксфорд); 6 — песчаники нижней пачки вогулкинской толщи (келловей); 7—пески, алевролиты, аргиллиты тюменской свиты (средняя юра, частично келловей); 8 — участки, где тюменская свита перекрыта волжскими отложениями; 9 — участки, где тюменская свита перекрыта нижней пачкой вогулкинской толщи (средняя и верхняя пачки размыты); 10 — внешний контур ВНК; 11 — скважины.

развиты все три пачки, и только вблизи зоны выклинивания постепенно и последовательно из разреза выпадают сначала нижняя, затем средняя и верхняя пачки. Только в районе скважины 32 и 71 отмечается обратная закономерность — нижняя пачка сохраняется, а верхние — размыты. На далеких склонах происходит замещение проницаемых отложений вогулкинской толщи глинами шаимской свиты. Уже в скважине 12-Р верхняя и средняя пачки замещены глинистыми породами. Нижняя пачка (келловей) вогулкинской толщи выклинивается на отметках — 1440 — 1460 м. Она сложена серыми кварцевыми и кварц-полевошпатовыми песчаниками и алевролитами с редкими прослоями гравелитов. В породах отмечаются обломки раковин пелеципод. Вниз по падению слоев наблюдается увеличение количества глинистого материала, ухудшение отсортированности и окатанности обломочных зерен. Мощность пачки — до 6 м. Средняя пачка (нижний оксфорд) имеет более широкое распространение и состоит из глинистых полимиктовых песчаников и крупнозернистых алевролитов, с подчиненными прослоями гравелитов и ракушняков. Характерна линзовидно-волнистая слоистость, обусловленная линзочками и прослойками глинистого материала. Пачка содержит 80—100% проницаемых пород. Наблюдается постепенное увеличение глинистого материала в породах от свода к крыльям структуры. В зоне выклинивания (отметки — 1400 — 1450 м) наблюдается увеличение гравийного материала. Мощность пачки — до 10 м. Верхняя пачка (верхний оксфорд-кимеридж) сложена полимиктовыми, реже кварцевыми песчаниками и гравелитами с глинисто-карбонатным цементом и ракушняками. Песчанистость этой части составляет почти 100%. Породы пачки выклиниваются на отметках — 1390 — 1450 м.

Открытая пористость песчаников и органогенно-обломочных известняков вогулкинской толщи колеблется от 3—5 до 30—35% и в среднем составляет 17 — 20%. Проницаемость изменяется от 0,1—0,2 мд до 700—1363 мд и в среднем составляет 150—200 мд. Наихудшими коллекторскими свойствами обладают песчаники средней пачки. Схема изменения коллекторских свойств пород вогулкинской толщи приведена на рис. 29. Покрышкой залежи являются глинистые породы шаимской, улансынской и леушинской свит суммарной мощностью 160 — 200 м. Глины представлены гидрослюдистыми и монтмориллонит-гидрослюдистыми разностями. Дебиты нефти через 8 мм штуцер равны 180—200 м³/сутки, пластовое давление — 130—150 атм., температура — 76—80°С. Водо-нефтяной контакт определен на абсолютной отметке — 1470 м. Высота залежи — 40 м. Коэффициент заполнения ловушки близок к 1,0.

В основной части залежи и в трещиноватых породах фундамента в наиболее приподнятой части ловушки нефть нафтеново (25—28%) — метановая (47—50%). В приконтактовой зоне состав ее меняется и становится метаново (37—38%) — нафтено-

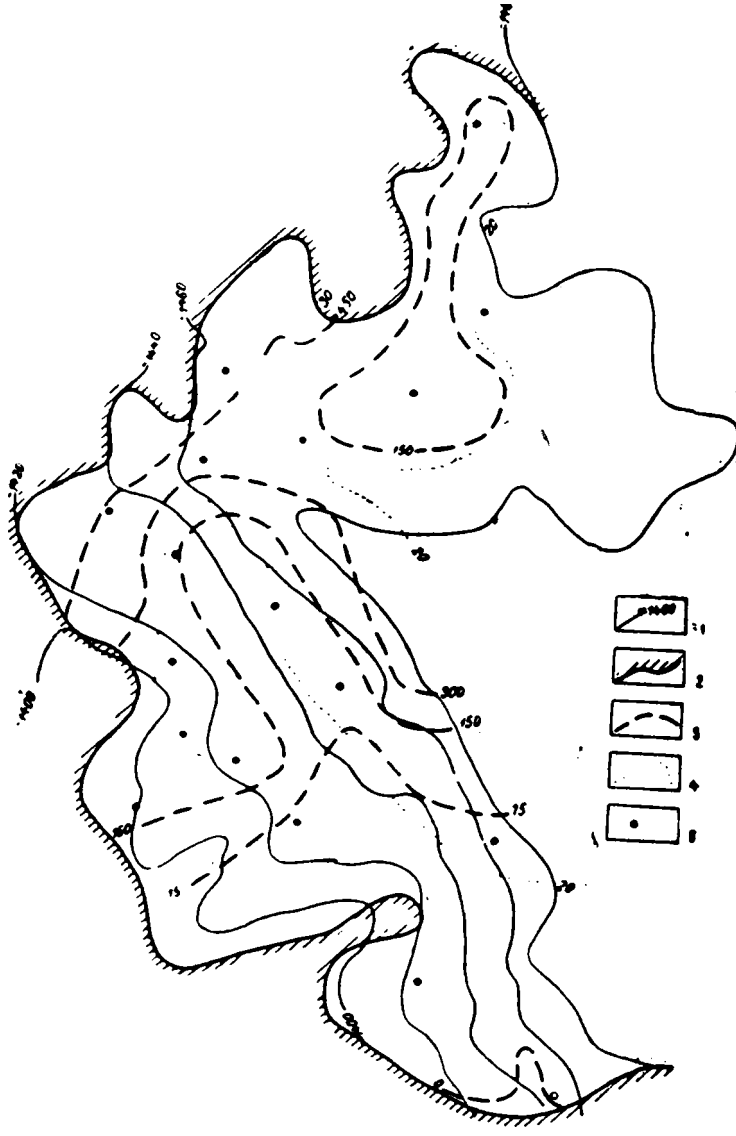


Рис. 29. Коллекторские свойства пород вогулкинской толщи Трехозерного месторождения нефти.

1 — изолинии поверхности фундамента; 2 — выклинивание вогулкинской толщи; 3 — изолинии равных значений проницаемости в миллидарси; 4 — изолинии равных значений пористости, %; 5 — скважины.

вым (41—46%) (таблица 20). Плотность нефти изменяется от 0,827 до 0,858 г/см³ и в среднем равна 0,840 г/см³. Отмечается увеличение плотности нефти к водно-нефтяному контакту. Кроме того, в южной и центральной частях залежи в районе скважин 580,74 и 542 наблюдается увеличение плотности нефти до 0,840—0, 845 в приподнятой части пласта, в зоне его выклинивания.

Газовый фактор изменяется от 65 до 170 м³/т, и величина его находится в зависимости от плотности нефти. В среднем при плотности пластовой нефти 0,64—0,65 г/см³ величина газового фактора равна 160—170 м³/т, а при плотности пластовой нефти 0,75—0,76 г/см³ — 65—70 м³/т. Кривая зависимости газового фактора от плотности сепарированной нефти более пологая. Отмеченные выше пределы изменения газового фактора укладываются в интервале плотностей нефти 0,84—0,85 г/см³. Содержание серы в нефтях изменяется от 0,32 до 0,64% (в среднем — 0,45%), силикагелевых смол — от 4,8 до 11,41% (в среднем — 9,0%), асфальтенов — от 0,3 до 0,60% (в среднем — 0,4%), твердых парафинов — от 2,3 до 5,6% (в среднем — 3,5%). Температура плавления парафинов колеблется в пределах 51—59°С (таблица 21). Какой-либо зависимости в содержании смол, асфальтенов и парафинов от плотности нефти или глубины залегания пласта не отмечается. Содержание азота в нефти колеблется от 0,08 до 0,13% и в среднем составляет 0,11%.

В составе попутных газов содержание гомологов метана изменяется от 4,47 до 60,39% и в среднем составляет 45,78% (таблицы 22, 23). Азот содержится в количестве от 0,86 до 5,67% (в среднем — 3,79%), углекислый газ — от 0,77 до 88,09% (в среднем — 8,80%). Коэффициент жирности газа $\frac{CH_4}{C_2H_6 - C_6H_{14}}$ зависит от величины газового фактора и изменяется от 8,30 на участках с малым газовым фактором (70 м³/т) до 0,43 — на участках с повышенным газовым фактором (115—137 м³/т). Среднее его значение по залежи равно 0,91. Аналогично изменяется величина отношения $\frac{C_2H_6+C_5H_{12}}{C_3H_8+C_4H_{10}}$ от 1,04 до 0,28 при среднем значении — 0,62. Содержание молекулярного водорода в нефти изменяется от 0,0 до 2,43%, в среднем составляя 0,16%. Индекс Трехозерного месторождения — IH.

Южно-Мортымьинское месторождение расположено в Кондинском районе Тюменской области в долине реки Мулымьи в 10 км севернее Трехозерного месторождения (рис. 30). Оно приурочено к южной части Мортымьинского локального поднятия, выявленного сейсморазведочными работами МОВ в 1960 году, расположенного в юго-западной части Шаимского мегавала. Простирание его субмеридиональное, размер 3х12 км, амплитуда по отражающему горизонту «А», приуроченному к поверхности фундамента, равна 60 м. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается и

по отложениям талицкой свиты (палеоцен) составляет 10 м. Южно-Мортымьинское месторождение располагается на южной периклинали этого поднятия в зоне с перепадом глубин 6 м.

Поисковое бурение в пределах Южно-Мулымьинского месторождения начато в 1961 году. Месторождение открыто в 1962 году первой поисковой скважиной 23-Р. По состоянию на 1.1.1970 года в пределах Южно-Мортымьинского месторождения нефти пробурено 4 поисково-разведочных скважины, с общим метражом 6,2 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен гранитами, рассеченными дайками диабазов. Абсолютный возраст гранитов, определенный Б. С. Погореловым методом сравнительной дисперсии двупреломления минералов по плагиоклазам, равен 293 млн. лет, что соответствует каменноугольной системе. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью до 32 м. В своде структуры кора выветривания размыта.

На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения вогулкинской толщи и глинистые породы шаимской свиты. Выше вскрыты отложения мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах атлымской свиты (нижний олигоцен) залегают четвертичные осадки мощностью до 20 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Южно-Мортымьинского месторождения равна 1508—1548 м.

В пределах месторождения залежь нефти выявлена в одном пласте в отложениях вогулкинской толщи верхнеюрского возраста, которая вскрыта на глубинах от 1530 м до 1554 м. Нефтяная залежь приурочена к пласту «П». Кроме того, зафиксированы нефтепроявления в песчано-алевролитовых прослоях шаимской свиты (трехозерная пачка) непосредственно выше отложений вогулкинской толщи.

Залежь пласта «П» (верхняя юра) приурочена к вогулкинской толще, вскрытой на глубине 1530—1554 м. Пласт развит в пределах структурной ложбины на южной периклинали Мортымьинского локального поднятия и представлен мелкозернистыми песчаниками и органогенно-обломочными известняками, мощностью до 14 м. В разрезе толщи выделяются все три пачки. Нижняя пачка (пласт $П^3$) выклинивается на отметках — 1500—1520 м. Она сложена хорошо отсортированными серыми песчаниками кварц-полевошпатового и кварцевого состава, алевролитами, реже гравелитами, которые по падению обогащаются глинистым материалом. Пачка содержит до 100% проницаемых пород. Средняя пачка (пласт $П_2$) сложена зеленовато-серыми песчаниками и гравелитами с линзочками глинистого материала и прослоями ракушняков и выклинивается на отметках — 1480—1490 м. В зоне выклинивания отмечается увеличение гравийного материала. Верхняя пачка (пласт $П_1$) выклинивается на отметках—1470—1480 м и сложена сильно глинистыми песчаниками, гравелитами с многочисленными обломками пелеципод, с прослоями спонголитов и ракушняков. Вниз по падению слоев глинизация пород

вым (41—46%) (таблица 20). Плотность нефти изменяется от 0,827 до 0,858 г/см³ и в среднем равна 0,840 г/см³. Отмечается увеличение плотности нефти к водно-нефтяному контакту. Кроме того, в южной и центральной частях залежи в районе скважин 580,74 и 542 наблюдается увеличение плотности нефти до 0,840—0, 845 в приподнятой части пласта, в зоне его выклинивания.

Газовый фактор изменяется от 65 до 170 м³/т, и величина его находится в зависимости от плотности нефти. В среднем при плотности пластовой нефти 0,64—0,65 г/см³ величина газового фактора равна 160—170 м³/т, а при плотности пластовой нефти 0,75—0,76 г/см³ — 65—70 м³/т. Кривая зависимости газового фактора от плотности сепарированной нефти более пологая. Отмеченные выше пределы изменения газового фактора укладываются в интервале плотностей нефти 0,84—0,85 г/см³. Содержание серы в нефтях изменяется от 0,32 до 0,64% (в среднем — 0,45%), силикагелевых смол — от 4,8 до 11,41% (в среднем — 9,0%), асфальтенов — от 0,3 до 0,60% (в среднем — 0,4%), твердых парафинов — от 2,3 до 5,6% (в среднем — 3,5%). Температура плавления парафинов колеблется в пределах 51—59°С (таблица 21). Какой-либо зависимости в содержании смол, асфальтенов и парафинов от плотности нефти или глубины залегания пласта не отмечается. Содержание азота в нефти колеблется от 0,08 до 0,13% и в среднем составляет 0,11%.

В составе попутных газов содержание гомологов метана изменяется от 4,47 до 60,39% и в среднем составляет 45,78% (таблицы 22, 23). Азот содержится в количестве от 0,86 до 5,67% (в среднем — 3,79%), углекислый газ — от 0,77 до 88,09% (в среднем — 8,80%). Коэффициент жирности газа $\frac{CH_4}{C_2H_6 - C_6H_{14}}$ зависит от величины газового фактора и изменяется от 8,30 на участках с малым газовым фактором (70 м³/т) до 0,43 — на участках с повышенным газовым фактором (115—137 м³/т). Среднее его значение по залежи равно 0,91. Аналогично изменяется величина отношения $\frac{C_2H_6+C_5H_{12}}{C_3H_8+C_4H_{10}}$ от 1,04 до 0,28 при среднем значении — 0,62. Содержание молекулярного водорода в нефти изменяется от 0,0 до 2,43%, в среднем составляя 0,16%. Индекс Трехозерного месторождения — IH.

Южно-Мортымьинское месторождение расположено в Кондинском районе Тюменской области в долине реки Мулымьи в 10 км севернее Трехозерного месторождения (рис. 30). Оно приурочено к южной части Мортымьинского локального поднятия, выявленного сейсморазведочными работами МОВ в 1960 году, расположенного в юго-западной части Шаимского мегавала. Простирание его субмеридиональное, размер 3х12 км, амплитуда по отражающему горизонту «А», приуроченному к поверхности фундамента, равна 60 м. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается и

по отложениям талицкой свиты (палеоцен) составляет 10 м. Южно-Мортымьинское месторождение располагается на южной периклинали этого поднятия в зоне с перепадом глубин 6 м.

Поисковое бурение в пределах Южно-Мулымьинского месторождения начато в 1961 году. Месторождение открыто в 1962 году первой поисковой скважиной 23-Р. По состоянию на 1.1.1970 года в пределах Южно-Мортымьинского месторождения нефти пробурено 4 поисково-разведочных скважины, с общим метражом 6,2 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен гранитами, рассеченными дайками диабазов. Абсолютный возраст гранитов, определенный Б. С. Погореловым методом сравнительной дисперсии двупреломления минералов по плагиоклазам, равен 293 млн. лет, что соответствует каменноугольной системе. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью до 32 м. В своде структуры кора выветривания размыта.

На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения вогулкинской толщи и глинистые породы шаимской свиты. Выше вскрыты отложения мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах атлымской свиты (нижний олигоцен) залегают четвертичные осадки мощностью до 20 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Южно-Мортымьинского месторождения равна 1508—1548 м.

В пределах месторождения залежь нефти выявлена в одном пласте в отложениях вогулкинской толщи верхнеюрского возраста, которая вскрыта на глубинах от 1530 м до 1554 м. Нефтяная залежь приурочена к пласту «П». Кроме того, зафиксированы нефтепроявления в песчано-алевролитовых прослоях шаимской свиты (трехозерная пачка) непосредственно выше отложений вогулкинской толщи.

Залежь пласта «П» (верхняя юра) приурочена к вогулкинской толще, вскрытой на глубине 1530—1554 м. Пласт развит в пределах структурной ложбины на южной периклинали Мортымьинского локального поднятия и представлен мелкозернистыми песчаниками и органогенно-обломочными известняками, мощностью до 14 м. В разрезе толщи выделяются все три пачки. Нижняя пачка (пласт $П^3$) выклинивается на отметках — 1500—1520 м. Она сложена хорошо отсортированными серыми песчаниками кварц-полевошпатового и кварцевого состава, алевролитами, реже гравелитами, которые по падению обогащаются глинистым материалом. Пачка содержит до 100% проницаемых пород. Средняя пачка (пласт $П_2$) сложена зеленовато-серыми песчаниками и гравелитами с линзочками глинистого материала и прослоями ракушняков и выклинивается на отметках — 1480—1490 м. В зоне выклинивания отмечается увеличение гравийного материала. Верхняя пачка (пласт $П_1$) выклинивается на отметках—1470—1480 м и сложена сильно глинистыми песчаниками, гравелитами с многочисленными обломками пелеципод, с прослоями спонголитов и ракушняков. Вниз по падению слоев глинизация пород

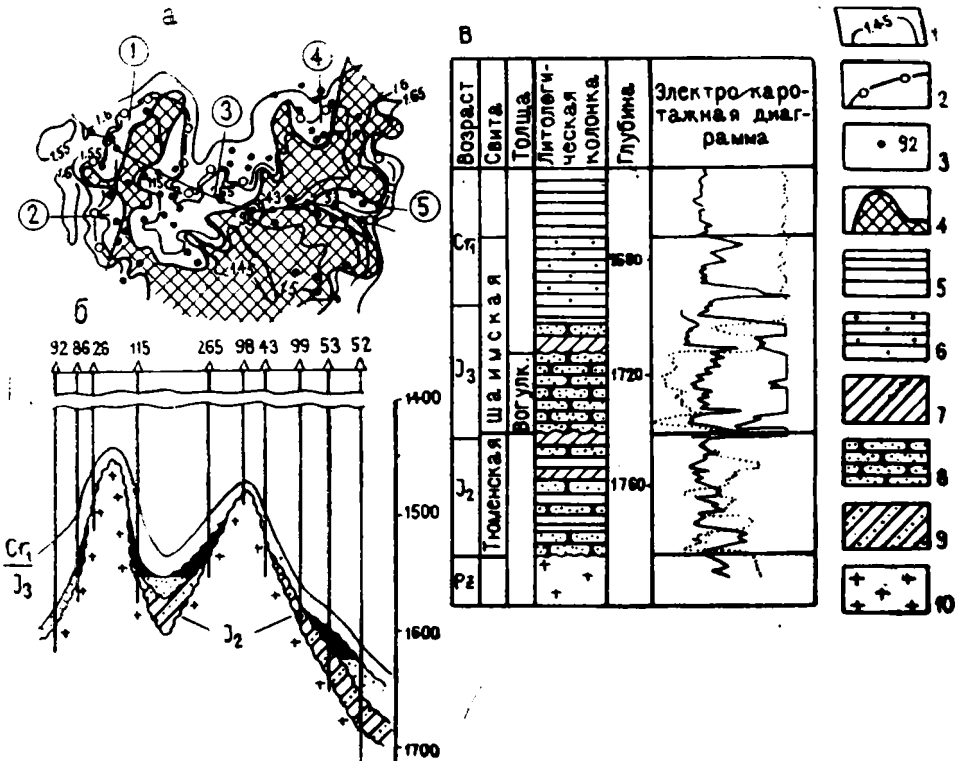
усиливается. Открытая пористость песчаников равна 15—24% (в среднем 21%), проницаемость — 51—364 мд.

Покрышкой залежи являются глинистые отложения шаимской, улансынской и леушинской свит мощностью 200—210 м. Глины представлены гидрослюдой и смешанно-слойными образованиями. В северном направлении в них появляются прослои алевролитов и песчаников, приуроченных к средней части шаимской свиты.

Дебиты нефти через 8 мм штуцер достигают 112 м³/сутки, пластовое давление — 155 атм. Водо-нефтяной контакт определен на обсолютной отметке — 1501 м. Высота залежи — 25 м. Коэффициент заполнения ловушки нефтью близок к 1,0. Залежь нефтяная, приуроченная к склону локальной структуры пластового типа, осложненная литолого-стратиграфическим экраном вверх по восстанию и простиранию, высокодебитная, с коллекторами порового и порово-кавернозного типов. Плотность нефти в пласте «П» увеличивается от наиболее приподнятых участков ловушки к водо-нефтяному контакту с 0,820 до 0,847 г/см³. В этом же направлении увеличивается содержание серы с 0,28 до 0,31%, силикагелевых смол с 4,20 до 5,28%, количество твердых парафинов уменьшается соответственно с 3,75 до 3,65 и с 0,58 до 0,22% (таблица 21). Температура в пределах залежи равна 80°С. Состав попутных газов приведен в таблице 22. Индекс Южно-Мортымьинского месторождения — IH.

Западно-Мортымьинское месторождение нефти расположено в Кондинском районе Тюменской области, в долине реки Мортымьи, непосредственно к северу от Южно-Мортымьинского месторождения (рис. 30). Оно приурочено к западному склону Мортымьинского локального поднятия, выявленного сейсморазведочными работами МОВ в 1960 году, расположенного в юго-западной части Шаимского мегавала. Простирание его субмеридиональное, размер 3×12 км, амплитуда по отражающему горизонту «А», приуроченному к поверхности фундамента, равна 60 м. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается и по отложениям талицкой свиты (палеоцен) составляет 10 м. Западно-Мортымьинское месторождение расположено в южной части западного крыла этого поднятия в зоне с перепадом глубин 8 м.

Поисковое бурение в пределах Западно-Мортымьинского месторождения начато в 1961 году. Месторождение открыто в 1964 году третьей поисковой скважиной 25-Р. По состоянию на 1. 1. 1970 года в пределах Западно-Мортымьинского месторождения нефти пробурено 7 поисково-разведочных скважин с общим метражом 11,15 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен биотитовыми гранитами, кварцевыми диоритами, гранодиоритами и кварцево-хлоритовыми сланцами. В скважине 24 в одном разрезе биотито-кварцевые сланцы внизу и гранодиорит вверху. Абсолютный возраст биотито-кварцевых сланцев, определенный Б. С. Погореловым методом сравнительной диспер-



Р и с. 30. Мортымьинско-Тетеревская группа месторождений.

а) структурная карта по кровле продуктивных отложений; б) геологический разрез по линии скважин 92—52; в) сводный стратиграфический разрез юрско-неокомских отложений. 1—изогипсы кровли вогулкинской толщи; 2—линия ВНК; 3—скважины; 4—зона отсутствия вогулкинской толщи; 5—аргиллиты; 6—битуминозные аргиллиты; 7—алевролиты; 8—песчаники; 9—переслаивание аргиллитов, алевролитов и песчаников; 10—породы фундамента. Месторождения: 1—Северо-Мортымьинское; 2—Западно-Мортымьинское; 3—Мортымья-Тетеревское; 4—Северо-Тетеревское; 5—Восточно-Тетеревское. Примечание: Вогулк.-Вогулкинская.

сии двупреломления минералов по плагиоклазам, равен 478 млн. лет, что соответствует ордовику. Абсолютный возраст кварцевых диоритов и гранодиоритов — 276—307 млн. лет (граница карбона и перми). По породам фундамента развита кора выветривания мощностью до 35 м. В присводовой части структуры кора выветривания размыта.

На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения вогулкинской толщи, а ближе к присводовой части структуры и на структурных мысах, ограничивающих распространение пород вогулкинской толщи на севере и юге месторождения, глинистые породы шаимской свиты. Выше вскрыты отложения мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах атлымской свиты (нижний олигоцен) залегают четвертичные осадки мощностью до 20 — 30 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Западно-Мортымьинского месторождения равна 1520 — 1640 м. В пределах месторождения залежь нефти выявлена в одном пласте в отложениях верхнеюрского возраста, которые вскрыты на глубинах от 1525 до 1580 м. Нефтяная залежь приурочена к пласту «П» (вогулкинская толща).

Залежь пласта «П» (верхняя юра) приурочена к отложениям вогулкинской толщи, залегающим на глубине 1525—1580 м. Пласт развит в пределах структурной ложбины, ограниченной с юга севера структурными мысами, отходящими в западном направлении от Мортымьинского поднятия. Присутствует в контуре ВНК только верхняя пачка вогулкинской толщи, представленная песчаниками. За контуром ВНК вскрыты отложения тюменской свиты и все 3 пачки в вогулкинской толще. Тюменская свита представлена темно-серыми алевролитами, серыми песчаниками и темно-серыми аргиллитами. Содержание песчаников достигает 88% от общей мощности разреза. Отложения тюменской свиты выклиниваются на отметках — 1550 м. Нижняя пачка (пласт $П_3$) вогулкинской толщи выклинивается на отметках — 1490 — 1500 м. Она сложена серыми и темно-серыми мелко- и разнозернистыми кварц-полевошпатовыми песчаниками с подчиненными прослоями гравелитов. В породах много обломков раковин пелеципод. Наблюдается увеличение глинистого материала в наиболее погруженных участках. Содержание песчаников в разрезе пачки достигает 100%. Средняя пачка (нижний оксфорд) выклинивается на отметках — 1480—1500 м. Она представлена серыми и темно-серыми мелко- и среднезернистыми глинистыми песчаниками с подчиненными прослоями гравелитов и алевролитов. Количество последних увеличивается по падению слоев продуктивного пласта. Песчанистость равна 80—100%. Верхняя пачка выклинивается на отметках — 1475—1490 м и сложена глинистыми песчаниками, сильно карбонатными глауконитизированными с прослоями спонголитов и линзами ракушняков. Количество проницаемых пород достигает до 100%. Вниз по падению слоев наблюдается увеличение глинистости пород.

В зоне выклинивания пород верхней пачки отмечается увеличение содержания грубообломочного материала. Открытая пористость песчаников 14—27%, проницаемость — 0,8—16 мд (в среднем — 6 мд). В южном и западном направлениях отмечается ухудшение коллекторских свойств. Покрышкой залежи являются глинистые породы шаимской, улансынской и леушинской свит мощностью 180—200 м.

Дебиты нефти через 9 мм штуцер равны 3—22 м³/сутки, пластовое давление — 158 атм, пластовая температура — 80—82°С. Дебиты нефти увеличиваются к северной части ловушки за счет улучшения коллекторских свойств пород. Водо-нефтяной контакт определен на абсолютной отметке — 1517 м. Высота залежи — 37 м. Коэффициент заполнения ловушки нефтью близок к 1,0. Залежь нефтяная, приуроченная к локальной структуре пластового типа, осложненная литолого-стратиграфическим экраном, среднедебитная с коллекторами порового типа. Плотность нефти равна 0,813—0,828 г/см³. Серы содержится — 0,28—0,30%, силикагелевых смол — 6,36—10,04%, асфальтенов — 0,27—0,44%, твердых парафинов — 3,43—3,60. Температура плавления парафинов равна 51—52°С. Индекс Западно-Мортымьинского месторождения — IH.

Северо-Мортымьинское месторождение нефти расположено в Кондинском районе Тюменской области, в долине реки Мулымья, непосредственно к северу от Западно-Мортымьинского месторождения (рис. 30). Оно приурочено к северной части западного крыла Мортымьинского поднятия, выявленного сейсморазведочными работами МОВ в 1960 году, расположенного в юго-западной части Шаимского мегавала. Простирание его субмеридиональное, размер — 3 х 12 км, амплитуда по отражающему горизонту «А» равна 60 м. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается и по отложениям талицкой свиты (палеоцен) составляет 10 м. Северо-Мортымьинское месторождение расположено в северной наиболее приподнятой части западного крыла в зоне с перепадом глубин 22 м.

Поисковое бурение в пределах Северо-Мортымьинского месторождения начато в 1962 году. Месторождение открыто в 1962 году второй поисковой скважиной 91-Р. По состоянию на 1.I.1969 года в пределах Северо-Мортымьинского месторождения нефти пробурено 8 поисково-разведочных скважин с общим метражом 13,1 тыс. м.

Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен микроклиновыми двуслюдяными гранитами, биотитовыми гранитами и кварцево-слюдистыми сланцами. Абсолютный возраст гранитов, определенный Б. С. Погореловым методом сравнительной дисперсии двупреломления по плагиоклазам, равен 295—319 млн. лет, что соответствует карбону. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью до 25 м. В своде структуры кора выветривания размыта.

На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения вогулкинской толщи и шаимской свиты. Выше вскрыты отложения мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах атлымской свиты (нижний олигоцен) залегают четвертичные осадки мощностью 20—30 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Северо-Мортымьинского месторождения равна 1542—1619 м. В пределах месторождения залежь нефти выявлена в одном пласте, в отложениях верхнеюрского возраста, вскрытых на глубинах от 1538 до 1609 м. Нефтяная залежь приурочена к пласту «П».

Залежь пласта «П» (верхняя юра) приурочена к породам вогулкинской толщи, залегающей на глубине 1535—1612 м. Пласт развит в пределах западного крыла Мортымьинского поднятия. Его распространение на севере и юге контролируется выступами фундамента в виде структурных носов, отходящих от основного поднятия. Пласт представлен в основном верхними слоями, состоящими из органогенно-обломочных известняков и песчаников. Вблизи и за контуром нефтеносности появляется полный разрез толщи, включая все три пласта. Отложения тюменской свиты отсутствуют. Нижняя пачка вогулкинской толщи выклинивается на отметках — 1540—1550 м и слагается серыми кварц-полевошпатовыми песчаниками с глинисто-карбонатным цементом, с обилием обломков раковин пелеципод. Содержание песчаников в пачке составляет 80—100%. Отмечается увеличение глинистого материала и уменьшение отсортированности обломочного материала по направлению к склонам локального поднятия. Средняя пачка выклинивается на отметках — 1530—1540 м и представлена полимиктовыми песчаниками и алевролитами, с многочисленными обломками раковин пелеципод. Породы сильно известковисты, участками переходят в опесчаненные известняки. К линии выклинивания пород пачки наблюдается увеличение гравийного материала. К крыльевым частям отмечается усиление глинистости и известковистости. Содержание проницаемых пород в пачке равно 80—100%. Верхняя пачка выклинивается на отметках — 1470—1510 м и сложена разнозернистыми полимиктовыми песчаниками с глинистым и известковистым цементом, с прослоями гравелитов. Встречаются линзы спонголитов. Вниз по падению слоев наблюдается постепенное замещение гравелитовых пород известковистыми песчаниками, которые затем переходят в глинистые песчаники. Суммарное содержание проницаемых пород в пачке равно 80—100%. Открытая пористость песчаников равна 18—26%, проницаемость — 62—2500 мд. В южном направлении в ее составе отмечается увеличение глинистого цемента и ухудшение коллекторских свойств. Покрышкой залежи являются глинистые породы шаимской, улансынской и леушинской свит мощностью 250—290 м.

Дебиты нефти через 8 мм штуцер достигают 139 м³/сутки, пластовое давление — 164—166 ат. Дебиты нефти увеличиваются к северной части ловушки. Водо-нефтяной контакт определен на

абсолютной отметке — 1542 м. Высота залежи — 80 м. Коэффициент заполнения ловушки нефтью близок к 1,0. Залежь нефтяная, приуроченная к склону локальной структуры, пластового типа, осложненная литолого-стратиграфическим экраном вверх по восстанию и простиранию, высокодебитная, с коллекторами порового и порово-кавернозного типов. Нефть в пласте «П» нафтеново (27—32%) — метановая (45—49%) (таблица 20).

Плотность нефти увеличивается от средней части залежи к наиболее приподнятым участкам ловушки и к водо-нефтяному контакту с 0,834 до 0,845 г/см^3. В этом же направлении увеличивается содержание серы с 0,29 до 0,37—0,45%, твердых парафинов с 2,25 до 3,6%, силикагелевых смол с 5,28 до 10,2%, количество асфальтенов увеличивается к зоне выклинивания продуктивного пласта с 0,40 до 0,44—0,57%. Температура в пределах залежи изменяется от 79 до 86,5°С, увеличиваясь в северном направлении. Состав нефтей и попутных газов приведены в таблицах 20, 21 и 22. Индекс Северо-Мортымьинского месторождения — IH.

Мортымья-Тетеревское месторождение нефти расположено в Кондинском районе Тюменской области в долине реки Мулымьи, в 5 км к востоку от Западно-Мортымьинского месторождения. Оно приурочено к структурной ложбине между Мортымьинским и Тетеревским локальными поднятиями, выявленными сейсморазведочными работами МОВ в 1960 году, расположенными в юго-западной части Шаимского мегавала. Залежь имеет прогнутую форму, выпуклую в южном направлении (рис. 30).

Поисковое бурение в пределах Мортымья-Тетеревского месторождения начато в 1961 году. Месторождение открыто в 1961 году первой поисковой скважиной 28-Р. По состоянию на 1.1.1970 года в пределах Мортымья-Тетеревского месторождения нефти пробурено 28 поисково-разведочных скважин с общим метражом 45,11 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен алевролито-глинистыми, кварцево-эпидотовыми и кварцево-хлоритовыми сланцами, прорванными гранитами. Абсолютный возраст гранитов, определенный Б. С. Погореловым методом сравнительной дисперсии двупреломления минералов по плагиоклазам, равен 252—304 млн. лет, что соответствует границе карбона и перми. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью до 40 м. В сводах структур кора выветривания размыта.

На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения верхов тюменской свиты, вогулкинской толщи, а в более приподнятых участках ловушки — глинистые и глинисто-алевролитовые породы шаимской свиты. Выше вскрыты отложения мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют и на породах журавской, а местами новомихайловской свит (верхний-средний олигоцен) залегают четвертичные осадки, мощностью до 20 — 25 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Мортымья-Тетеревского месторождения равна 1570—1670 м.

В пределах месторождения залежь нефти выявлена в одном

пласте в отложениях верхнеюрского, частично среднеюрского возраста, вскрытых на глубинах от 1540 м до 1640 м. Нефтяная залежь приурочена к пласту «П», частично $Ю_2$ и трещиноватым породам фундамента (пласт Пф).

Залежь пласта «П» (Пф) — $Ю_2$ (верхняя, частично средняя юра) приурочена к вогулкинской толще, тюменской свите и трещиноватым породам фундамента, залегающим на глубине 1540—1640 м. Продуктивные породы развиты по склону Мортымьинской и Тетеревской структур. Пласты П и $Ю_2$ и трещиноватая зона фундамента гидродинамически связаны между собой. Отложения тюменской свиты выклиниваются на отметках — 1480 — 1530 м. Представлены они преимущественно алевролитами и аргиллитами с подчиненными прослоями гравелитов и песчаников. Суммарное содержание песчаников колеблется от 13 до 80% от общей мощности свиты. Наибольшее количество песчаников наблюдается на крыльях поднятия в узких депрессионных зонах, где разрез свиты наиболее полный. В зоне выклинивания тюменской свиты преобладают глинистые разности. Открытая пористость песчаников тюменской свиты равна 3 — 28% (в среднем — 16%). Нижняя пачка вогулкинской толщи (пласт $П_3$) сложена мелкозернистыми кварцевыми и кварц-полевошпатовыми песчаниками. Пачка выклинивается на отметках — 1470—1520 м.

В этой зоне отмечается некоторое увеличение грубообломочных пород и улучшение отсортированности обломочного материала. Суммарное содержание песчаников в нижней пачке составляет 90—100%. Средняя пачка (пласт $П_2$) выклинивается на отметках — 1470—1480 м и представлена сильно глинистыми песчаниками, с подчиненными прослоями алевролитов и гравелитов. Количество прослоев алевролитов увеличивается вниз по падению слоев пачки. Гравийный материал преобладает в пределах зоны выклинивания ее. Песчанистость составляет 70—100%. Верхняя пачка (пласт $П_1$) выклинивается на отметках — 1460—1510 м и слагается зеленовато-серыми и серыми песчаниками с глинисто-известковистым цементом, гравелитами с прослоями спонголитов. В зоне выклинивания пачки увеличивается количество прослоев гравелитов. Суммарное содержание проницаемых пород в верхней пачке равно 90—100%. Открытая пористость песчаников и органогенно-обломочных известняков пласта «П» равна 23—27%, проницаемость — 10—580 мд (в среднем — 30—200 мд). Покрышкой залежи являются глинистые породы шаимской и улансынской свит мощностью — 170—220 м.

Дебиты нефти через 8 мм штуцер равны 100—140 $м^3$/сутки, пластовое давление — 160—169 атм. Водо-нефтяной контакт определен на абсолютной отметке — 1551 м. Высота залежи — 80 м. Коэффициент заполнения ловушки нефтью близок к 1,0. Залежь нефтяная, приуроченная к локальным поднятиям пластового типа, осложненная литолого-стратиграфическим экраном, высокодебитная, с коллекторами порового и порово-кавернозного типов. Нефть

в пласте «П» — $Ю_2$ нафтеново (16—26%) — метановая (52—63%) (таблица 20). Плотность нефти увеличивается от наиболее приподнятых участков ловушки к водо-нефтяному контакту с 0,814 до 0,840 г/см³. В этом же направлении уменьшается газовый фактор с 80 до 70 м³/м³. В южном направлении, к зоне выклинивания вогулкинской толщи, увеличивается содержание серы с 0,22 до 0,36%, твердых парафинов с 2,69 до 4,0%, силикагелевых смол с 4,0 до 9,6%, асфальтенов с 0,40 до 0,70%. Температура в пределах залежи изменяется от 79 до 83°С в направлении от наиболее приподнятой части ловушки к опущенной. Состав нефти и попутных газов приведены в таблицах 21 и 22. Индекс Мортымья-Тетеревского месторождения — IH.

Северо-Тетеревское месторождение нефти расположено в Кондинском районе Тюменской области в левобережье реки Мулымьи, в 15 км к северо-востоку от Мортымья-Тетеревского месторождения нефти (рис. 30). Оно приурочено к структурной ложбине на северном склоне Северо-Тетеревского локального поднятия, выявленного сейсморазведочными работами МОВ в 1960 году, расположенного в юго-западной части Шаимского мегавала. Простирание его северо-восточное, размер — 4×10 км, амплитуда по отражающему горизонту «А», приуроченному к поверхности фундамента, равна 20 м. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается и по отложениям талицкой свиты (палеоцен) составляет 5 м.

Поисковое бурение в пределах Северо-Тетеревского месторождения начато в 1966 году. Месторождение открыто в 1966 году третьей поисковой скважиной 357-Р. По состоянию на 1. 1. 1970 года в пределах Северо-Тетеревского месторождения нефти пробурено 12 поисково-разведочных скважин, с общим метражом 20,27 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен кварцево-хлоритовыми, эпидот-серицито-кварцевыми и амфибол-хлорит-кордиеритовыми сланцами. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью до 20 м. В своде структуры кора выветривания размыта.

На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения вогулкинской толщи, а в более приподнятых зонах — глинистые породы шаимской свиты. Выше вскрыты отложения мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах журавской свиты (верхний олигоцен) залегают четвертичные осадки, мощностью до 20 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Северо-Тетеревского месторождения равна 1600—1740 м.

В пределах месторождения залежь нефти выявлена в одном пласте в отложениях верхнеюрского возраста, вскрытых на глубинах от 1620 м до 1670 м. Нефтяная залежь приурочена к пласту «П» (вогулкинская толща). За контуром ВНК (ниже на 25—45 м) в отложениях вогулкинской толщи в скважинах 161, 168 и 368 зафиксированы нефтепроявления в виде пленки нефти. Дебиты воды в этих скважинах равны 80—204 м³/сутки.

Залежь пласта «П» (верхняя юра) приурочена к

отложениям вогулкинской толщи, залегающей на глубине 1620—1670 м. Пласт развит в пределах структурной ложбины на севере Северо-Мортымьинского локального поднятия. В пределах залежи развиты верхняя и средняя части пласта «П», и лишь за контуром ВНК пласт представлен всеми тремя слоями. Отложения пласта «П» представлены мелкозернистыми песчаниками и органогенно-обломочными известняками. Нижняя пачка (пласт $П_3$) вогулкинской толщи выклинивается на отметках — 1610—1620 м. Наблюдается слабая глинизация пород нижней пачки вниз по падению слоев. Средняя пачка (пласт $П_2$) выклинивается на отметках — 1600—1610 м. В зоне выклинивания ее породы представлены песчаниками, гравелитами, редко — алевролитами. На крыльях пачка замещается алевролитами и глинистыми мелкозернистыми песчаниками. Песчанистость изменяется от линии выклинивания к крылу поднятия от 10 до 100%. Верхняя пачка (пласт $П_1$) выклинивается на отметках — 1530—1560 м и представлена песчаниками и органогенно-обломочными известняками с прослоями алевролитов. От зоны выклинивания вниз по падению количество проницаемых пород в пачке уменьшается от 100 до 80%. Открытая пористость песчаников и органогенно-обломочных известняков равна 19—28%, проницаемость в среднем составляет 20—110 мд. Покрышкой залежи являются глинистые породы шаимской, улансынской и леушинской свит мощностью 200—230 м.

Дебиты нефти через 7 мм штуцер равны 16—59 $м^3$/сутки. Водонефтяной контакт определен на абсолютной отметке — 1578 м. Высота залежи — 38—48 м. Коэффициент заполнения ловушки нефтью близок к 1,0. Залежь нефтяная, приуроченная к склону локальной структуры, пластового типа, осложненная литолого-стратиграфическим экраном; среднедебитная, с коллекторами порового типа. Нефть в пласте «П »нафтеново (28—34%) — метановая (44—50%) (таблица 20). Плотность нефти увеличивается от наиболее приподнятых участков ловушки к водо-нефтяному контакту с 0,842 до 0,856 г/$см^3$. В этом же направлении увеличивается содержание серы с 0,30 до 0,34%, силикагелевых смол с 4,44 до 4,80%, асфальтенов с 1,13 до 1,40%. Количество твердых парафинов уменьшается с 4,43 до 3,80%. Состав нефтей и попутных газов приведены в таблицах 21 и 22. Индекс Северо-Тетеревского месторождения — IH.

Восточно-Тетеревское месторождение нефти расположено в Кондинском районе Тюменской области в левобережной части реки Мулымьи, в 7 км к юго-востоку от Северо-Тетеревского месторождения (рис. 30.). Оно приурочено к восточному склону Северо-Тетеревского и структурной ложбине между Северо-Тетеревским и Тетеревским локальным поднятиям, выявленным сейсморазведочными работами МОВ в 1960 году, расположенным в юго-западной части Шаимского мегавала.

Поисковое бурение в пределах Восточно-Тетеревского месторождения начато в 1963 году. Месторождение открыто в 1964

году первой поисковой скважиной 148-Р. По состоянию на 1. 1. 1970 года в пределах Восточно-Тетеревского месторождения нефти пробурена 21 поисково-разведочная скважина с общим метражом 35,23 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен кварцево-хлорито-серицитовыми, иногда с примесью кордиерита, сланцами. Абсолютный возраст сланцев, определенный Б. С. Погореловым методом сравнительной дисперсии двупреломления минералов по плагиоклазам, равен 453 млн. лет, что соответствует ордовику. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью до 30 м. В своде структуры кора выветривания размыта.

На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения верхов тюменской свиты, вогулкинской толщи, а в присводовых участках Северо-Тетеревской и Тетеревской локальных структур—глинистые породы шаимской свиты. Выше вскрыты отложения мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах журавской свиты (верхний олигоцен) залегают четвертичные осадки, мощностью до 20—30 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Восточно-Тетеревского месторождения равна 1656—1778 м. В пределах месторождения залежь нефти выявлена в одном пласте, в отложениях верхнеюрского и частично среднеюрского возраста, вскрытых на глубинах от 1641 до 1693 м. Нефтяная залежь приурочена к пласту «П» — $Ю_2$.

Залежь пласта «П» — $Ю_2$ (верхняя, частично средняя юра) приурочена к породам вогулкинской толщи и тюменской свиты, залегающим на глубине 1641—1693 м. Пласт $Ю_2$ развит в пределах большей части месторождения и представлен чередованием песчаников и аргиллитов с прослоями алевролитов. Открытая пористость песчаников в среднем равна 9—12%, достигая в отдельных образцах 15—18%. Проницаемость в среднем равна 0,9 — 0,3 мд, достигая в отдельных образцах до 6 — 7 мд. Пласт «П» представлен мелкозернистыми песчаниками и органогенно-обломочными известняками. Открытая пористость их в среднем колеблется от 19 до 24% (максимально — до 28%), проницаемость — от 17 до 44 мд (максимальная — до 160 мд). В отложениях тюменской свиты суммарное содержание проницаемых пород изменяется от 3 до 60% в сторону от зоны выклинивания к крылу поднятия за счет появления в крыльевых разрезах более нижних слоев свиты. Породы тюменской свиты выклиниваются на абсолютных отметках — 1580—1620 м.

В полных разрезах на крыле поднятия вогулкинская толща расчленяется на 3 пачки. Нижняя пачка (пласт $П_3$) выклинивается на отметках — 1580—1600 м. Песчанистость ее по площади меняется незначительно (90 — 100%). По направлению к крыльям отмечается слабая глинизация пород. Средняя пачка (пласт $П_2$) выклинивается на отметках — 1570—1590 м. Отмечается незначительная глинизация разреза пачки вниз по падению пород. Песчанистость пачки изменяется в пределах 80—100%. В крыльевых

разрезах в составе ее появляются прослои алевролитов и глин. Верхняя пачка (пласт $П_1$) выклинивается на отметках — 1560—1590 м и сложена песчаниками, спонголитами и гравелитами. Песчанистость пачки меняется от 90 до 100%. Покрышкой залежи являются глинистые породы шаимской, улансынской и леушинской свит 200—230 м.

Дебиты нефти через 7 мм штуцер равны 50—60 м³/сутки, пластовое давление — 169—179 атм. Дебиты нефти увеличиваются к южной части ловушки за счет улучшения коллекторских свойств пород. Водо-нефтяной контакт определен на абсолютной отметке — 1625 м. Высота залежи — 65 м. Коэффициент заполнения ловушки нефтью близок к 1,0. Залежь нефтяная, приурочена к локальной структуре, пластового типа, осложненная литолого-стратиграфическим экраном, среднедебитная, с коллекторами порового типа. Нефть в пласте «П» — ($Ю_2$) нафтеново (19 — 35%) — метановая (50 — 60%) (таблица 20).

Плотность нефти увеличивается от наиболее приподнятых участков ловушки к водо-нефтяному контакту с 0,852 до 0,858 г/см³. В этом же направлении увеличивается содержание серы с 0,24 до 0,31%. От середины залежи к зоне выклинивания и в участках проявлений нефти в трещиноватых породах фундамента увеличивается количество твердых парафинов с 4,5% до 6,7%, силикагелевых смол с 4,9% до 9,6%, асфальтенов с 0,38 до 1,1%. Температура в пределах залежи изменяется от 77 до 82° С в направлении от наиболее приподнятой части ловушки к опущенной. Состав нефтей и попутных газов приведены в таблицах 21 и 22. Индекс Восточно-Тетеревского месторождения — IH.

Южно-Тетеревское месторождение нефти расположено в Кондинском районе Тюменской области в левобережной части реки Мортымья, в 10 км к юго-востоку от Мортымья-Тетеревского месторождения (рис. 26.). Оно приурочено к двум структурным ложбинам на юго-восточном склоне Тетеревского локального поднятия, выявленного сейсморазведочными работами МОВ в 1960 году, расположенного в юго-западной части Шаимского мегавала. Простирание его северо-восточное, размер 5×12 км, амплитуда по отражающему горизонту «А», приуроченному к поверхности фундамента, равна 20 м. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается и по отложениям талицкой свиты (палеоцен) составляет 3 м.

Поисковое бурение в пределах Южно-Тетеревского месторождения начато в 1963 году. Месторождение открыто в 1963 году первой поисковой скважиной 85-Р. По состоянию на 1. 1. 1970 года в пределах Южно-Тетеревского месторождения нефти пробурено 12 поисково-разведочных скважин с общим метражом 19,05 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен эпидот-хлорит-кварцевыми, амфиболо-кварцевыми и хлорит-серицит-кварцевыми сланцами. Абсолютный возраст сланцев, определенный Б. С. Погореловым методом сравнительной дисперсии двупреломления минералов по плагиоклазам, равен 448 млн. лет, что соот-

ветствует ордовику. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью до 20 м. В своде структуры кора выветривания размыта.

На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения верхов тюменской свиты, вогулкинской толщи и глинистые породы шаимской свиты. Выше вскрыты отложения мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах новомихайловской свиты (средний олигоцен) залегают четвертичные осадки, мощностью до 20 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Южно-Тетеревского месторождения равна 1517—1625 м. В пределах месторождения залежь нефти выявлена в одном пласте в отложениях верхнеюрского возраста, вскрытых на глубинах от 1512 м до 1572 м. Нефтяная залежь приурочена к пласту «П».

Залежь пласта «П» (верхняя юра) приурочена к породам вогулкинской толщи, залегающей на глубине 1512 — 1572 м. Пласт развит в пределах юго-восточного склона Тетеревского локального поднятия. На большей части месторождения нижняя и средняя пачки толщи отсутствуют, и на породах фундамента залегают верхние слои, представленные песчаниками и органогенно-обломочными известняками. Открытая пористость их в среднем равна 24—26%, а в отдельных образцах до 33%, проницаемость в среднем равна 330—430 мд, достигая в отдельных случаях до 1003 мд.

В крыльевых более полных разрезах вогулкинская толща расчленена на 3 пачки (пласта). Нижняя пачка (пласт $П_3$ вогулкинской толщи выклинивается на отметках — 1490 — 1550 м. Представлена она кварцевыми и кварц-полевошпатовыми песчаниками с редкими прослоями гравелитов. Суммарное содержание песчаников в пачке равно до — 100%. Литологический состав пород по площади почти не испытывает изменений. Отмечается лишь незначительная глинизация в крыльевых разрезах. Средняя пачка (пласт $П_2$) выклинивается на отметках — 1500—1550 м. Состав ее не меняется по площади. Количество песчаников в ней составляет до —100%. Верхняя пачка (пласт $П_1$) выклинивается на отметках — 1470 — 1460 м и сложена песчаниками и гравелитами с прослоями спонголитов. Песчанистость пачки равна 90—100%. В зоне выклинивания верхней пачки наблюдается увеличение гравелитовых прослоев. На крыльях поднятия отмечается незначительное повышение глинистости. Покрышкой залежи являются глинистые породы шаимской, улансынской и леушинской свит мощностью 200—230 м.

Дебиты нефти через 8 мм штуцер равны 80—119 м³/сутки, пластовое давление — 156 атм. Водо-нефтяной контакт определен на абсолютной отметке — 1515 м. Высота залежи — 55. Коэффициент заполнения ловушки нефтью близок к 1,0. Залежь нефтяная с газоконденсатной шапкой, приуроченная к склонам локальной структуры, пластового типа, осложненная литолого-стратиграфи-

ческим экраном, высокодебитная, с коллекторами порового и порово-кавернозного типов. Нефть в пласте «П» нафтеново (26 — 31%) — метановая (49—55%) (таблица 20).

Плотность нефти увеличивается от центральных участков ловушки к водо-нефтяному контакту и к зоне выклинивания вогулкинской толщи с 0,813 до 0,841 г/см^3. В этом же направлении увеличивается содержание серы с 0,28 до 0,30%, твердых парафинов с 3,56 до 5,59%, уменьшается количество силикагелевых смол с 4,89 до 4,41% и асфальтенов с 0,50 до 0,09%. Температура в пределах залежи равна — 76—77°С. Состав нефтей и попутных газов приведены в таблицах 21 и 22. Индекс Южно-Тетеревского месторождения — IНГК.

Южно-Толумское месторождение нефти расположено в Кондинском районе Тюменской области в верховьях реки Большой Тетер, в 10 км к северо-востоку от Восточно-Тетеревского месторождения (рис. 31). Оно приурочено к южному склону локального поднятия одноименного названия, выявленного сейсморазведочными работами МОВ в 1963 году, расположенного в центральной части Шаимского мегавала. Простирание его субмеридиональное, размер — 7×14 км, амплитуда по отражающему горизонту «А», приуроченному к поверхности фундамента, равна 50 м. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается. Структурная ловушка была в основном сформирована к началу альбского века. Палеоамплитуда кровли вогулкинской толщи на начало сеномана составляла 95—98% от современной.

Поисковое бурение в пределах Южно-Толумского месторождения начато в 1966 году. Месторождение открыто в 1966 году первой поисковой скважиной 6-Р. По состоянию на 1. 1. 1970 года в пределах Южно-Толумского месторождения нефти пробурено 14 поисково-разведочных скважин с общим метражом 25,07 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен алевролито-глинистыми и кварцево-хлоритовыми сланцами. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью до 20 м. В своде структуры кора выветривания размыта.

На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения верхов тюменской свиты, вогулкинской толщи и глинистые породы шаимской свиты. Выше вскрыты отложения мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют и на породах журавской свиты (верхний олигоцен) залегают четвертичные осадки, мощностью до 15—20 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Южно-Толумского месторождения равна 1717 — 1830 м. В пределах месторождения залежь нефти выявлена в одном пласте в отложениях верхнеюрского и частично среднеюрского возраста, вскрытых на глубинах от 1709 до 1796 м. Нефтяная залежь приурочена к пласту «П» и частично к $Ю_2$.

Залежь пласта «П» — $Ю_2$ (верхняя, частично средняя юра) залегает в отложениях вогулкинской толщи и тюменской

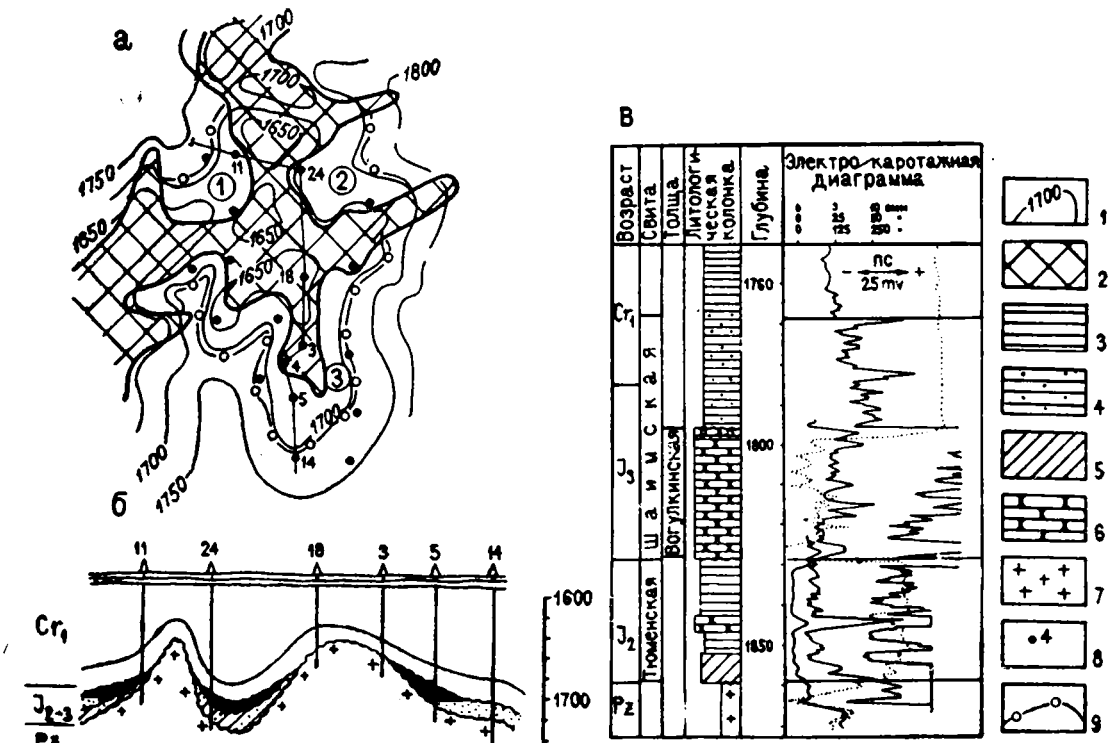


Рис. 31. Группа Толумских месторождений нефти.

а) структурная карта по кровле вогулкинской толщи; б) геологический разрез по профилю скважин 11—14; в) сводный стратиграфический разрез юрско-неокомских отложений. 1 — изолинии кровли вогулкинской толщи; 2 — зона отсутствия продуктивных отложений; 3 — аргиллиты; 4 — битуминозные аргиллиты; 5 — алевролиты; 6 — песчаники; 7 — породы фундамента; 8 — скважины; 9 — линия ВНК. Месторождения: 1 — Северо-Толумское; 2 — Восточно-Толумское; 3 — Южно-Толумское.

свиты, вскрытых на глубине 1709—1796 м. Пласт (вогулкинская толща) развит в пределах структурной ложбины на южном склоне Толумского локального поднятия. Мощность его — 0—34 м. На склонах структуры вогулкинская толща (пласт П) залегает на породах тюменской свиты. В присводовой скважине 12-Р отложения тюменской свиты перекрыты глинистыми породами шаимской свиты. Тюменская свита выклинивается на отметках — 1675—1780 м и представлена переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Песчаники занимают подчиненное положение и составляют 0 — 30% от общей мощности свиты. Увеличение количества песчаников наблюдается в сторону депрессионных зон. Нижняя пачка (пласт $П_3$) вогулкинской толщи выклинивается на отметках — 1660—1760 м и сложена песчаниками, которые слабо заглинизированы на крыльях структуры .Песчанистость ее —90—100%. Средняя пачка (пласт $П_2$) выклинивается на отметках— 1680—1700 м и представлена песчаниками, гравелитами с подчиненными прослоями алевролитов, количество которых увеличивается вниз по падению слоев. Песчанистость меняется от 100 до 70%. Верхняя пачка (пласт $П_1$) выклинивается на отметках — 1650—1675 м и слагается зеленовато-серыми песчаниками и гравелитами. Отмечается слабая глинизация пород в разрезах крыльевых скважин. Песчанистость изменяется от 100 до 80—90%. Открытая пористость песчаников равна 15—26%, проницаемость— 10—51 мд. Покрышкой залежи являются глинистые породы шаимской, улансынской и низов леушинской свит, мощностью 187—216 м.

Дебиты нефти через 7 мм штуцер равны 15 — 45 $м^3$/сутки, пластовое давление — 166 атм. Водо-нефтяной контакт определен на абсолютной отметке — 1702 м. Высота залежи—30 м. Коэффициент заполнения ловушки нефтью близок к 1,0.

В скважине 17-Р из пород вогулкинской толщи (пласт $П_{1-2}$) и в скважине 4-Р из трещиноватых пород фундамента получены небольшие притоки газа и конденсата. Конденсат имеет плотность 0,756 г/$см^3$, начало кипения — 96°С, до 200°С выкипает 84,5%. Количество силикагелевых смол равно 0,67%, азота—0,05%, парафинов — 0,31%. Температура плавления парафина 61°С. Асфальтены и сера отсутствуют.

Залежь нефтяная с газоконденсатной шапкой, приуроченная к склону локального поднятия, пластового типа, осложненная литолого-стратиграфическим экраном, среднедебитная, с коллекторами порового и трещиноватого типов. Нефть в пласте «П»-$Ю_2$ нафтеново (18—35%) — метановая (47—62%). Плотность ее меняется от 0,843 до 0,881 г/$см^3$. Содержание серы колеблется от 0,21 до 0,34%, силикагелевых смол — от 0,4 до 5,83%, асфальтенов — от 0,11 до 0,63, парафинов — от 4,48 до 5,91%.

Состав нефтей и попутных газов приведены в таблицах 21 и 22. Индекс Южно-Толумского месторождения — ІНГК.

Северо-Толумское месторождение нефти расположено в

Кондинском районе Тюменской области в 5 км к северу от Южно-Толумского месторождения. (рис. 31). Оно приурочено к северному склону локального поднятия одноименного названия, выявленного сейсморазведочными работами МОВ в 1963 году, расположенного в центральной части Шаимского мегавала. Простирание его субмеридиональное, размер — 7×14 км, амплитуда по отражающему горизонту «А» равна 50 м. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается.

Поисковое бурение в пределах Северо-Толумского месторождения начато в 1966 году. Месторождение открыто в 1966 году первой поисковой скважиной 7-Р. По состоянию на 1.I.1970 года в пределах Северо-Толумского месторождения нефти пробурено 3 поисково-разведочных скважины, с общим метражом 5,30 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен алевролито-глинистыми и кварцево-хлоритовыми сланцами. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью 5—11 м.

На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения верхов вогулкинской толщи и глинистые породы шаимской свиты. Выше вскрыты отложения мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах журавской свиты (верхний олигоцен) залегают четвертичные осадки, мощностью до 20 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Северо-Толумского месторождения равна 1735—1764 м. В пределах месторождения залежь нефти выявлена в одном пласте в отложениях верхнеюрского возраста, вскрытых на глубинах от 1729 до 1759 м. Нефтяная залежь приурочена к пласту «П».

Залежь пласта «$П_1$» (верхняя юра) приурочена к вогулкинской толще, залегающей на глубине 1729—1759 м. Пласт развит в пределах северного и северо-западного склона Толумской локальной структуры. В изученной части месторождения отложения тюменской свиты и нижних двух пачек (пласты $П_3$ и $П_2$) вогулкинской толщи не вскрыты. Верхняя пачка (пласт $П_1$) вогулкинской толщи выклинивается на отметках — 1650—1660 м и представлена песчаниками с прослоями гравелитов. Количество последних увеличивается к линии выклинивания пласта. Суммарное содержание проницаемых пород в пачке составляет 90 — 100%. Покрышкой залежи являются глинистые породы шаимской, улансынской и низов леушинской свит мощностью 186—198 м.

Дебиты нефти через 7 мм штуцер равны 29—53 м³/сутки, пластовое давление — 17,2 атм. Водо-нефтяной контакт определен на абсолютной отметке — 1702 м. Высота залежи — 52 м. Коэффициент заполнения ловушки нефтью близок к 1,0 Залежь нефтяная, приуроченная к склонам локального поднятия, пластового типа, осложненная литолого-стратиграфическим экраном, среднедебитная, с коллекторами порового типа. Плотность нефти в залежи увеличивается от центра к зоне выклинивания и к водонефтяному контакту с 0,831 до 0,850 г/см³. К зоне выклинивания

увеличивается содержание смол с 3,92 до 4,82%, уменьшается количество твердых парафинов с 5,24 до 4,82%, серы с 0,27 до 0,25%, асфальтенов с 0,66 до 0,21%. Температура в пределах залежи равна 86° С. Состав нефтей и попутных газов приведены в таблицах 21 и 22. Индекс Северо-Толумского месторождения — IH.

Восточно-Толумское месторождение расположено в Кондинском районе Тюменской области в 7 км к северо-востоку от Южно-Толумского месторождения нефти (рис. 31). Оно приурочено к восточному склону локального поднятия одноименного названия, выявленного сейсморазведочными работами МОВ в 1963 году, расположенного в центральной части Шаимского мегавала. Простирание его субмеридиональное, размер — 7×14 км, амплитуда по отражающему горизонту «А» равна 50 м. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается.

Поисковое бурение в пределах Восточно-Толумского месторождения начато в 1967 году. Месторождение открыто в 1968 году первой поисковой скважиной 20-Р. По состоянию на 1.I.1970 года в пределах Восточно-Толумского месторождения нефти пробурено 2 поисково-разведочных скважины с общим метражом 3,66 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен кварцево-хлоритовыми сланцами. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью до 20 м. В своде структуры кора выветривания размыта.

На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения верхов тюменской свиты, вогулкинской толщи и глинистые породы шаимской свиты. Выше вскрыты отложения мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют и на породах журавской свиты (верхний олигоцен) залегают четвертичные осадки мощностью до 20 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Восточно-Толумского месторождения равна 1810—1847 м. В пределах месторождения залежь нефти выявлена в одном пласте в отложениях верхнеюрского и частично среднеюрского возраста, вскрытых на глубинах от 1779 до 1807 м. Нефтяная залежь приурочена к пласту П-$Ю_2$.

Залежь пласта «П»-$Ю_2$ (верхняя, средняя юра) залегает на глубине 1779—1807 м. Пласт развит в пределах структурной ложбины в северо-восточной части Толумского локального поднятия. Тюменская свита (пласт $Ю_2$) представлена чередованием песчаников и аргиллитов. Вогулкинская толща представлена нижней пачкой (пласт $П_3$) и развита только по склону поднятия. В присводовой части породы тюменской свиты перекрыты отложениями верхнешаимской подсвиты. Пласт $П_2$ представлен мелкозернистыми песчаниками с прослоями органогенно-обломочных известняков. Отложения тюменской свиты выклиниваются на отметках — 1700—1730 м, пласта $П_3$ — на отметках—1690—1700 м. Суммарная мощность проницаемых пород в составе тюменской свиты (пласт $Ю_2$) равна 20—30%, в пласте $П_3$ — 80—100%.

Покрышкой залежи являются глинистые породы шаимской, улансынской и леушинской свит мощностью до 200 м.

Водо-нефтяной контакт условно определен на обсолютной отметке — 1743 м. Высота залежи — 20 м. Коэффициент заполнения ловушки нефтью близок к 1,0. Залежь нефтяная, приуроченная к склону локального поднятия, пластового типа, осложненная литолого-стратиграфическим экраном, малодебитная, с коллекторами порового типа. Плотность нефти в пласте П-$Ю_2$ увеличивается от наиболее приподнятых участков ловушки к водо-нефтяному контакту с 0,851 до 0,858 г/см³. В этом же направлении увеличивается содержание серы с 0,20 до 0,24%, твердых парафинов с 5,41 до 5,97%, силикагелевых смол с 3,59 до 4,40%, асфальтенов с 0,37 до 0,40%. Температура в пределах залежи изменяется от 86 до 95°С. Состав нефти и попутных газов приведены в таблицах 20 и 21. Индекс Восточно-Толумского месторождения — IH.

Южно-Семивидовское месторождение газоконденсата расположено в Кондинском районе Тюменской области в 5 км к северу от Восточно-Толумского месторождения нефти (рис. 26). Оно приурочено к южному склону локального поднятия одноименного названия, выявленного сейсморазведочными работами СЗ МПВ и МОВ в 1964 году, расположенного в центральной части Шаимского мегавала. Простирание его северо-восточное, размер — 6×20 км, амплитуда по отражающему горизонту «А», приуроченному к поверхности фундамента, равна 90 м. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается.

Поисковое бурение в пределах Южно-Семивидовского месторождения начато в 1967 году. Месторождение открыто в 1967 году первой поисковой скважиной 3-Р. По состоянию на 1. 1. 1970 года в пределах Южно-Семивидовского месторождения пробурены 2 поисково-разведочные скважины с общим метражом 3,62 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен кварцево-хлорит-серицитово-кордиеритовыми сланцами. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью 11—14 м. В своде структуры кора выветривания размыта.

На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения вогулкинской толщи и шаимской свиты. Выше вскрыты отложения мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах журавской свиты (верхний олигоцен) залегают четвертичные осадки мощностью до 20—30 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Южно-Семивидовского месторождения равна 1770—1816 м. В пределах месторождения залежь газоконденсата выявлена в одном пласте в отложениях верхнеюрского возраста, вскрытых на глубинах от 1765 до 1800 м. Газоконденсатная залежь приурочена к пласту «П». Следует предполагать в пределах месторождения наличие нефтяной оторочки.

Залежь пласта «П» (верхняя юра) приурочена к вогулкин-

ской толще, залегающей на глубине 1779—1900 м. Пласт развит в пределах южного склона Семивидовского локального поднятия. В пределах изученной территории залежи отложения тюменской свиты и нижних пачек (пласты $П_2$ и $П_3$) вогулкинской толщи не вскрыты. Верхняя пачка (пласт $П_1$) вогулкинской толщи представлена песчаниками и гравелитами с прослоями спонголитов. Пачка выклинивается вверх по восстанию поверхности фундамента на отметках — 1680—1720 м. Покрышкой залежи являются глинистые породы шаимской, улансынской и леушинской свит мощностью 180—190 м.

Дебит газа в скв. 3-Р равен 100 тыс. м³/сутки, конденсата— 5,0 м³/сутки. В скважине 8-Р дебит газа равен 260 тыс. м³/сутки. При испытании скважины 3-Р после возбуждения пласта из скважины поступила нефть. Водо-нефтяной контакт условно определен на абсолютной отметке — 1825 м. Высота залежи — 125 м. Коэффициент заполнения ловушки газом и нефтью, по-видимому, будет близок к 1,0.

Залежь конденсатная с нефтяной оторочкой, приурочена к склону локального поднятия, пластового типа, осложненная литолого-стратиграфическим экраном, среднедебитная, с коллекторами порового типа. Состав конденсата приведен в таблице 21. В составе газа присутствует повышенное содержание углекислого газа (таблицы 22, 23). Индекс Южно-Семивидовского месторождения — ІГКН.

Северо-Потанайское месторождение нефти расположено в Ханты-Мансийском районе Тюменской области, в верховьях реки Сеуль, в 150 км к западу — северо-западу от г. Ханты-Мансийска. (рис. 32). Оно приурочено к северному склону Потанайского локального поднятия, выявленного сейсморазведочными работами МОВ в 1963 году, расположенного в северо-восточной части Шаимского мегавала. Простирание его северо-восточное, размер — 6×25 км, амплитуда по отражающему горизонту «А» равна 240 м. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается. Поднятие было в основном сформировано к концу альбского века. Палеоамплитуда кровли тюменской свиты к началу верхнего мела составляла 80—85% современной величины.

Поисковое бурение в пределах Северо-Потанайского месторождения начато в 1965 году. Месторождение открыто в 1965 году первой поисковой скважиной 2-Р. По состоянию на 1. 1. 1970 года в пределах Северо-Потанайского месторождения нефти пробурено 10 поисково-разведочных скважин, с общим метражом 19,53 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен кристаллическими сланцами, туфами плагиоклазовых порфиритов и гранит-порфирами. В скв. 2-Р граниты перекрыты туфами плагиоклазовых порфиритов. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью до 22 м. В своде структуры кора выветривания размыта.

На породах фундамента и коры выветривания залегают от-

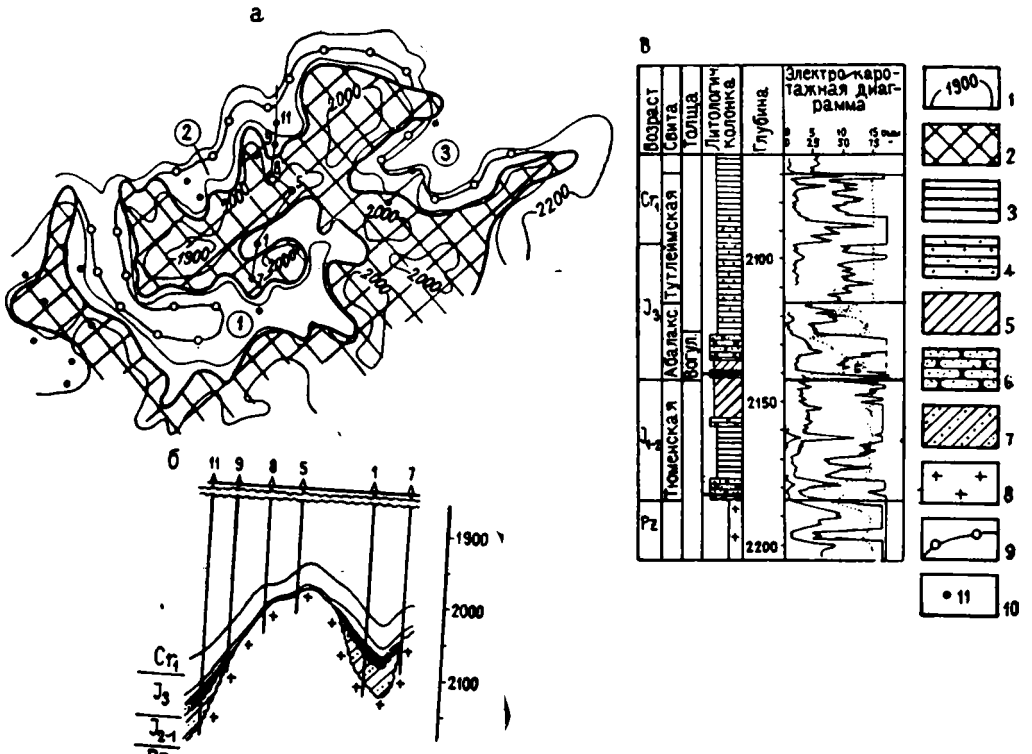


Рис. 32. Группа Потанайских месторождений нефти.

а) структурная карта по кровле тюменской свиты; б) геологический разрез по линии скважин 11—7; в) сводный стратиграфический разрез юрско-неокомских отложений. 1—изогипсы кровли тюменской свиты; 2—зона отсутствия пород тюменской свиты; 3—аргиллиты; 4—битуминозные аргиллиты; 5—алевролиты; 6—песчаники; 7—переслаивание аргиллитов, алевролитов и песчаников; 8—породы фундамента; 9—линия ВНК; 10—скважины. Месторождения: 1—Южно-Потанайское; 2—Северо-Потанайское; 3—Восточно-Потанайское

Примечание: Абалакс.-Абалакская; Вогул.-Вогулкинская.

ложения верхов тюменской свиты, вогулкинской толщи, абалакской и тутлеймской свит. Выше вскрыты отложения мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах журавской свиты (верхний олигоцен) залегают четвертичные осадки, мощностью до 30—40 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Северо-Потанайского месторождения равна 2049—2244 м. В пределах месторождения залежь нефти выявлена в одном пласте в отложениях верхнеюрского и среднеюрского возраста, вскрытых на глубинах от 2088 до 2212 м. Нефтяная залежь приурочена к пласту П—$Ю_2$.

Залежь пласта «П» — $Ю_2$ (верхняя, частично средняя юра) приурочена к отложениям тюменской свиты и вогулкинской толщи, залегающих на глубине 2080—2220 м. Пласт «П» — $Ю_2$ развит в пределах северного склона Потанайского поднятия. Тюменская свита представлена чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Мощность ее — 0—42 м. Отложения свиты выклиниваются на абсолютных отметках — 2050 — 2080 м. Суммарное содержание песчаников в свите колеблется от 10 — 15 до 45%. Увеличение количества песчаников отмечается в крыльевых разрезах за счет появления более древних слоев.

Вогулкинская толща представлена только пластом $П_3$ (келловей-нижний оксфорд). Верхние пласты ($П_1$ и $П_2$) толщи замещены глинистыми породами абалакской свиты (рис. 33). Пласт $П_3$ выклинивается вверх по склону поднятия на отметках — 2030 — 2050 м. Он представлен зеленевато-серыми и серыми глинистыми песчаниками, алевролитами, которые на крыльях замещаются аргиллитами и глинистыми алевролитами. Песчанистость пласта изменяется от 80 до 20%. В зоне выклинивания пласта $П_3$ отмечается обогащение пород гравийным материалом. Как уже отмечалось отложения, одновозрастные пластам $П_1$ и $П_2$, сложены преимущественно глинистыми породами, но на присводовых частях поднятия наблюдается появление прослоев алевролитов и глинистых ракушняков. Открытая пористость песчаников — 16—21%, проницаемость — 0,1—10,0 мд. Покрышкой залежи являются глинистые отложения абалакской, тутлеймской, алясовской и леушинской свит мощностью 510—572 м.

Дебиты нефти через 7 мм штуцер равны 118—147 $м^3$/сутки, пластовое давление — 208—215 атм. Водо-нефтяной контакт условно определен на абсолютной отметке — 2160 м. Высота залежи — 80 м. Коэффициент заполнения ловушки нефтью близок к 1,0. Залежь нефтяная, приуроченная к склонам локального поднятия пластового типа, осложненная литолого-стратиграфическим экраном, средне- и высокодебитная, с коллекторами порового типа. Нефть в пласте «П» — $Ю_2$ нафтеново (29%) — метановая (53%) (таблица 20).

Плотность нефти увеличивается от наиболее приподнятых участков ловушки к водо-нефтяному контакту с 0,821 до

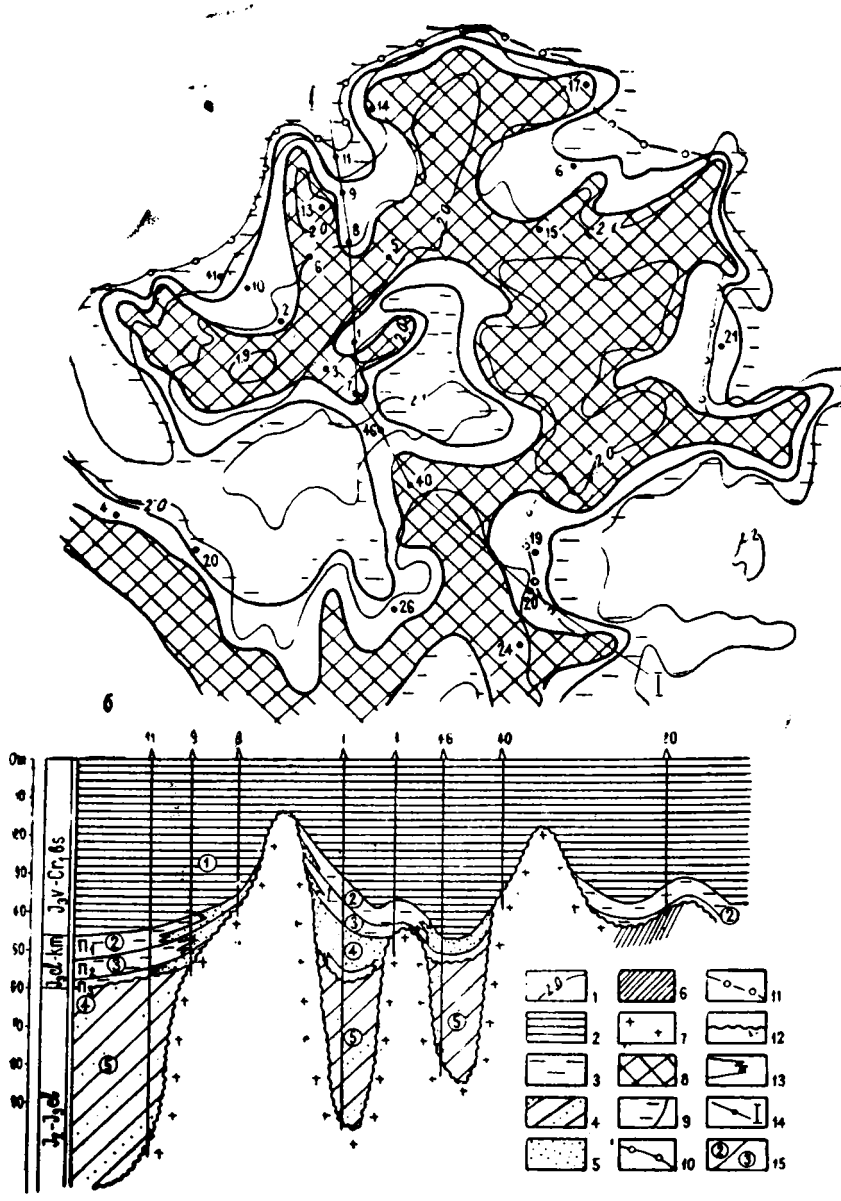


Рис. 33. Структурная карта и палеогеологический разрез продуктивных отложений Северо-Потанайского и Южно-Потанайского месторождений нефти.

а) структурная карта; б) палеогеологический разрез. 1 — изогипсы кровли абалакской свиты; 2 — битуминозные аргиллиты; 3 — глины, аргиллиты; 4 — переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов; 5 — песчаники; 6 — глинистые сланцы; 7 — гнейсы, эффузивы; 8 — «лысая зона» — отсутствие прониаемых пластов вогулкинской толщи; 9 — зона распространения глинистых

отложений абалакской свиты; 10 — внешний контур ВНК в отложениях тюменской свиты; 11 — внешний контур ВНК в отложениях вогулкинской толщи; 12 — поверхность размыва; 13 — литологическое замещение; 14 — линия палеогеологического разреза; 15 — границы свит, подсвит и пачек (1 — тутлеймская свита; 2 — верхняя пачка абалакской свиты (пласт $П_1$); 3 — средняя пачка абалакской свиты (пласт $П_2$); 4 — нижняя пачка абалакской свиты (пласт $П_3$); 5 — тюменская свита).

0,842 г/см³. В этом же направлении увеличивается содержание серы с 0,21 до 0,44%, твердых парафинов с 3,4 до 4,44%, силикагелевых смол с 3,28 до 4,81%, асфальтенов с 0,25 до 2,08%. Температура в пределах залежи изменяется от 92 до 97° С. Состав нефтей и попутных газов приведены в таблицах 21 и 22. Индекс Северо-Потанайского месторождения — IH.

Южно-Потанайское месторождение нефти расположено в Ханты-Мансийском районе Тюменской области в 10 км к югу от Северо-Потанайского месторождения. Оно приурочено к структурной ложбине, расположенной между Потанайским, Корсунским, Оханским и Картопьинским локальными поднятиями (рис. 32).

Поисковое бурение в пределах Южно-Потанайского месторождения начато в 1966 году. Месторождение открыто в ноябре 1966 года первой поисковой скважиной I-Р. По состоянию на 1. 1. 1970 года в пределах Южно-Потанайского месторождения нефти пробурено 6 поисково-разведочных скважин с общим метражем 12,78 тыс. м, в том числе 2 скважины (4,22 тыс. м) на северном склоне Оханского поднятия и 3 скважины (6,47 тыс. м) на южном склоне Потанайского локального поднятия, и скважина (2,09 тыс. м) на восточном склоне Картопьинского поднятия. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен кристаллическими сланцами.

На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения тюменской свиты, вогулкинской толщи и абалакской свиты. Выше вскрыты отложения тутлеймской свиты (верхняя юра — берриас), мела и палеогена. Общая мощность осадочного чехла в пределах Южно-Потанайского месторождения равна 2057—2147 м. В пределах месторождения выявлена одна залежь нефти в отложениях среднеюрского и частично верхнеюрского возраста в пласте П—$Ю_2$, залегающем на глубинах 2082—2127 м.

Залежь пласта П — $Ю_2$ (средняя, частично верхняя юра) залегает на глубине 2082—2127 м. Пласт П—$Ю_2$ развит в пределах структурной ложбины между Потанайским, Оханским, Картопьинским и Корсунским локальными поднятиями. Пласт $Ю_2$ (тюменская свита) представлен чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Пласт П представлен, в основном, нижней частью ($П_3$). Отложения тюменской свиты на склонах Картопьинской площади выклиниваются на отметках — 1970—1990 м, а на склонах Оханской площади — на отметках 2040—2060 м. Суммарное количество песчаников в отложениях тюменской свиты составляет 10—15%, увеличиваясь в сторону Картопьинского поднятия.

Вогулкинская толща имеет ограниченное распространение.

Верхние пласты ее ($П_1$ и $П_2$) замещены глинистыми породами абалакской свиты. Пласт $П_3$ представлен алевролитами с прослоями песчаников (рис. 33). Количество последних составляет всего 20—30% общей мощности пласта, и лишь на склонах Оханского поднятия в отдельных разрезах суммарное количество их достигает 80%. Проницаемые породы пласта $П_3$ (келловей-нижний оксфорд) выклинивается вверх по склонам поднятий на отметках 1950—1970 м в пределах Картопьинской структуры и на отметках — 2020—2040 м — на Оханской площади. Вниз по склонам локальных поднятий песчанки и алевролиты пласта П замещаются глинистыми породами абалакской свиты еще в пределах контура нефти. Открытая пористость песчаников 16—21%, проницаемость до 180 мд. Покрышкой залежи являются глинистые породы абалакской, тутлеймской, алясовской и леушинской свит мощностью 510—520 м.

Дебиты нефти через 7 мм штуцер равны 6,3—46,1 м³/сутки, пластовое давление — 208 атм. Водо-нефтяной контакт условно определен на абсолютной отметке — 2160 м. Высота залежи — 160 м. Коэффициент заполнения ловушки нефтью близок к 1,0. Залежь нефтяная, приуроченная к синклинальному погружению между локальными поднятиями, пластового типа, осложненная вверх по восстанию литолого-стратиграфическим экраном, среднедебитная, с коллекторами порового типа. Плотность нефти в пласте $П—Ю_2$ меняется от 0,830 до 0,845 г/м³, содержание серы — от 0,26 до 0,28%, силикагелевых смол — от 2,70 до 5,49%; асфальтенов —от 0,35 до 0,60%; твердых парафинов — от 3,94 до 4,62%. По имеющимся немногочисленным анализам утяжеление нефти и увеличение в ее составе серы, смол, асфальтенов и твердых парафинов намечается в сторону купола Оханского поднятия. Анализы нефти и попутного газа приведены в таблицах 21, 22. Индекс Южно-Потанайского месторождения — IH.

Восточно-Потанайское месторождение нефти расположено в Ханты-Мансийском районе Тюменской области, в 7 км к востоку от Северо-Потанайского месторождения нефти (рис. 32). Оно приурочено к структурной ложбине между Потанайским и Корсунским локальными поднятиями выявленными сейсморазведочными работами МОВ и ТЗ МПВ в 1963 году, расположенными в северо-восточной части Шаимского мегавала.

Поисковое бурение в пределах Восточно-Потанайского поднятия начато в 1968 году. Месторождение открыто в 1969 году второй поисковой скважиной 17-Р. По состоянию на 1. 1. 1970 года в пределах Восточно-Потанайского месторождения нефти пробурено 3 поисково-разведочных скважины с общим метражом 6,8 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен кристаллическими сланцами. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью до 10 м. В своде структуры кора выветривания размыта.

На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения тюменской свиты, вогулкинской толщи и абалакской свиты. Выше вскрыты отложения тутлеймской свиты (волжский-берриас), мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах журавской свиты (верхний олигоцен) залегают четвертичные осадки мощностью до 20—30 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Восточно-Потанайского месторождения равна 2165—2350 м.

В пределах месторождения залежь нефти выявлена в одном пласте в отложениях верхнеюрского возраста. Месторождение находится в начальной стадии разведки. Особенностью его является наличие только пласта Пз, мощностью 3—4 м, представленного мелкозернистыми песчаниками. Породы тюменской свиты почти не содержат проницаемых пород. Вскрытая мощность тюменской свиты 25—30 м.

Западно-Картопьинское месторождение нефти расположено в Кондинском районе Тюменской области, в 5 км к западу от Южно-Потанайского месторождения (рис. 26). Оно приурочено к западному склону Картопьинского локального поднятия, выявленного сейсморазведочными работами МОВ в 1963 году, расположенного в северо-восточной части Шаимского мегавала. Простирание его северо-западное, размер — 5×15 км, амплитуда по отражающему горизонту «А», приуроченному к поверхности фундамента, равна 40 м. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается.

Поисковое бурение в пределах Западно-Кортопьинского поднятия начато в 1967 году. Месторождение открыто в 1967 году первой поисковой скважиной 8-Р. По состоянию на 1. 1. 1970 года в пределах Западно-Картопьинского месторождения нефти пробурено 7 поисково-разведочных скважин с общим метражом 15,07 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен темно-серыми и серыми кристаллическими сланцами. По породам фундамета развита кора выветривания мощностью 11 — 33 м. В своде структуры кора выветривания размыта.

На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения тюменской свиты, вогулкинской толщи и абалакской свиты. Выше вскрыты отложения тутлеймской свиты (верхняя юра—берриас). Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах журавской свиты (верхний олигоцен) залегают четвертичные осадки, мощностью до 20—30 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Западно-Картопьинского месторождения равна 2098—2147 м. В пределах месторождения залежь нефти выявлена в одном пласте в отложениях верхней и средней юры, вскрытых на глубинах от 2082 до 2115 м. Нефтяная залежь приурочена к пласту П—$Ю_2$.

Залежь пласта П—$Ю_2$ (верхняя, средняя юра) залегает на глубине 2098 — 2220 м. Пласт П—$Ю_2$ развит в пределах западного склона Картопьинского поднятия. Породы тюменской свиты представлены темно-серыми землистыми аргиллитами с

прослоями песчаников. Вогулкинская толща (пласт $П_3$) представлена мелкозернистыми полимиктовыми песчаниками с прослоями аргиллитов. Пласты $П_1$ и $П_2$ замещены глинистыми породами абалакской свиты. Покрышкой залежи являются глинистые породы абалакской, тутлеймской, алясовской и леушинской свит мощностью 322—332 м.

Дебиты нефти через 3 мм штуцер равны 3,5 м³/сутки (скв. 8-Р), пластовое давление — 203 атм. Дебиты нефти уменьшаются в отложениях тюменской свиты. В скв. 1-Р при испытании пласта $Ю_2$ получено 0,326 м³/сутки нефти при динамическом уровне 1800 м. Водо-нефтяной контакт условно определен на абсолютной отметке — 2070 м. Высота залежи 70 м. Коэффициент заполнения ловушки нефтью близок к 1,0. Залежь нефтяная, приуроченная к склону локального поднятия, осложненная литолого-стратиграфическим экраном, вверх по восстанию и простиранию пласта, малодебитная, с коллекторами порового типа. Месторождение находится в начальной стадии разведки.

Средне-Мулымьинское месторождение нефти расположено в Кондинском районе Тюменской области, в долине реки Мулымья, в 25 км к северу от Мортымья-Тетеревского месторождения (рис. 26). Оно приурочено к локальному поднятию одноименного названия, выявленному сейсморазведочными работами МОВ в 1963 году, расположенному в центральной части Шаимского мегавала. Простирание его субмеридиональное, размер — 7×10 км, амплитуда по отражающему горизонту «А», приуроченному к поверхности фундамента, равна 65 м. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается.

Поисковое бурение в пределах Средне-Мулымьинского поднятия начато в 1963 году. Месторождение открыто в 1963 году второй поисковой скважиной 151-Р. По состоянию на 1. 1. 1970 года в пределах Средне-Мулымьинского месторождения нефти пробурено 6 поисково-разведочных скважин с общим метражом 10,98 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен алеврито-глинистыми и карбонатизированными кварцево-серицитовыми сланцами. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью до 25 м. В своде структуры кора выветривания размыта.

На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения тюменской свиты, нижней пачки вогулкинской (пласт $П_3$) толщи и абалакской свиты. Выше вскрыты отложения тутлеймской свиты (верхняя юра-берриас), мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах журавской свиты (верхний олигоцен) залегают четвертичные осадки, мощностью до 20 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Средне-Мулымьинского месторождения равна 1745—1866 м. В пределах месторождения залежь нефти выявлена в одном пласте, в отложениях верхней и частично средней юры, залегающих на глубинах от 1743 до 1825 м. Нефтяная залежь приурочена к пласту $П—Ю_2$.

Залежь пласта П—$Ю_2$ (верхняя, частично средняя юра) залегает на глубине 1743—1788 м. Пласт $Ю_2$ развит на склонах поднятия и представлен чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Количество последних в разрезе свиты составляет 10—60%. Открытая пористость песчаников — 10—26% (в среднем — 16—18%), проницаемость — 0,2—921 мд (в среднем — 15—37 мд). Вогулкинская толща представлена только нижним пластом $П_3$. Остальные два ($П_{1-2}$) замещены глинистыми породами абалакской свиты.

Пласт $П_3$ (келловей-нижний оксфорд) представлен алевролитами и глинистыми песчаниками. Последние на крыльях структуры замещаются глинистыми породами. Суммарное содержание песчаников в разрезе толщи изменяется от 80% в приподнятых участках поднятия, до 10% на крыльях. Вверх по восстанию структуры отложения вогулкинской толщи выклиниваются на отметках — 1670—1700 м. Открытая пористость песчаников равна 6—28% (в среднем — 15—17%), проницаемость—0,01—3 мд (в среднем — 2—2,5 мд). Покрышкой залежи являются глинистые породы абалакской, тутлеймской, алясовской и леушинской свит мощностью 450—490 м.

Дебиты нефти через 2 мм штуцер равны 7,2—7,5 $м^3$/сутки. Водо-нефтяной контакт определен на абсолютной отметке — 1725 м. Высота залежи — 45 м. Коэффициент заполнения ловушки нефтью около 0,8. Залежь нефтяная, приурочена к локальному поднятию, осложненная литолого-стратиграфическим экраном по восстанию пласта П—$Ю_2$, малодебитная, с коллекторами порового типа.

Плотность нефти в пласте П—$Ю_2$ увеличивается от наиболее приподнятых участков ловушки к водо-нефтяному контакту с 0,871 до 0,885 г/$см^3$. В этом же направлении увеличивается содержание твердых парафинов с 4,41 до 7,2%, силикагелевых смол с 9,21 до 9,41%, содержание серы и асфальтенов повышенное в приподнятой части ловушки и в трещиноватых породах фундамента (их содержание здесь, соответственно, равно 0,58 и 3,68%. Температура в пределах залежи изменяется от 78 до 85°С в направлении от наиболее приподнятой части ловушки к опущенной. Состав нефтей и попутных газов приведены в таблицах 21, 22. Индекс Средне-Мулымьинского месторождения — IH.

Южно-Убинское месторождение нефти расположено в Кондинском районе Тюменской области в долине реки Мортымья, в 12 км к северо-северо-востоку от Средне-Мортымьинского месторождения (рис. 34). Оно приурочено к локальному поднятию одноименного названия, выявленному сейсморазведочными работами МОВ в 1964 году, расположенному в средней части Шаимского мегавала. Простирание его субширотное, размер — 3,5×12 км, амплитуда по отражающему горизонту «А», приуроченному к по-

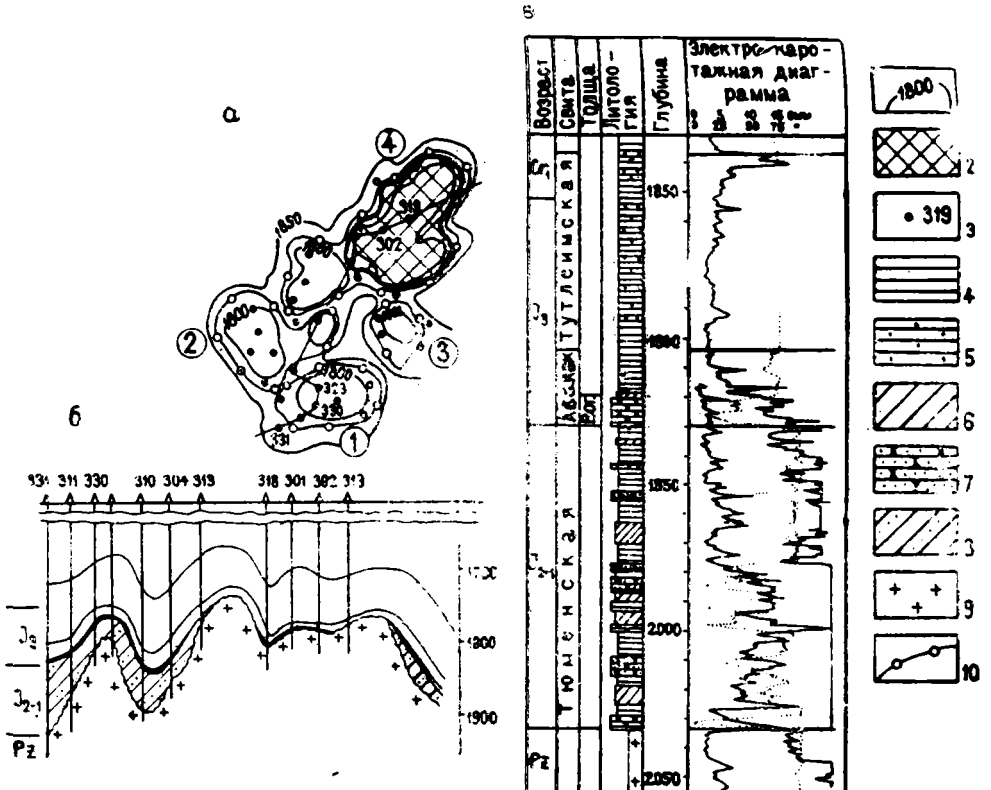


Рис. 34. Группа Убинских месторождений нефти.

а) структурная карта по кровле продуктивных отложений; б) геологический разрез по линии скважин 331—319; в) сводный стратиграфический разрез юрско-неокомских отложений. 1—изолинии кровли продуктивных отложений; 2—зона отсутствия отложений тюменской свиты; 3—скважины; 4—аргиллиты; 5—битуминозные аргиллиты; 6—алевролиты; 7—песчаники; 8—переслаивание аргиллитов, алевролитов и песчаников; 9—породы фундамента; 10—линия ВНК. Месторождения: 1—Южно-Убинское; 2—Западно-Убинское; 3—Мало-Убинское. Примечание: Абалак.-Абалакская; Вог.-Вогулкинская.

верхности фундамента, равна 80 м. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается.

Поисковое бурение в пределах Южно-Убинского поднятия начато в 1967 году. Месторождение открыто в 1967 году первой поисковой скважиной. По состоянию на 1. 1. 1970 года в пределах Южно-Убинского месторождения нефти пробурено 9 поисково-разведочных скважин, с общим метражом 17,54 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен глинистыми сланцами. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью 7—30 м.

На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения тюменской свиты, мощностью от 14 до 106 м. Вогулкинской толщи в пределах месторождения нет. Отложения, соответствующие ей по возрасту, представлены глинистыми породами абалакской свиты. Выше вскрыты отложения юры, мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах журавской свиты (верхний олигоцен) залегают четвертичные осадки, мощностью до 30 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Южно-Убинского месторождения равна 1845—1998 м.

В пределах месторождения залежь нефти выявлена в одном пласте в отложениях среднеюрского (частично верхнеюрского) возраста, вскрытых на глубинах от 1831 до 1897 м. Нефтяная залежь приурочена к пласту $Ю_2$ (рис. 35).

Залежь пласта $П — Ю_2$ (средняя, частично верхняя юра) залегает на глубине 1830 — 1965 м. Пласт развит в пределах всего поднятия и представлен аргиллитами и алевролитами с прослоями мелкозернистых песчаников. Количество последних увеличивается вниз по разрезу. В кровле тюменской свиты преобладают глинисто-алевролитовые породы. Суммарное содержание песчаников в разрезе свиты изменяется от 15 до 50%, увеличиваясь к крыльям поднятия. Покрышкой залежи является глинистые породы абалакской, тутлеймской, алясовской и леушинской свит, мощностью 487—537 м.

Дебиты нефти через 8 мм штуцер достигают 36 м³/сутки, но в большинстве скважин дебит при динамическом уровне 1550 — 1570 м. составляет 2—5 м³/сутки. Водо-нефтяной контакт определен на абсолютной отметке — 1840 м. Высота залежи—35 м. Коэффициент заполнения ловушки нефтью — около 0,9. Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, массивного типа, малодебитная, с коллекторами порового типа. Плотность нефти в пласте $Ю_2$ увеличивается от наиболее приподнятых участков ловушки к водо-нефтяному контакту с 0,855 до 0,904 г/см³. В этом же направлении увеличивается содержание серы с 0,50 до 0,78%, твердых парафинов с 3,21 до 6,11%, силикагелевых смол с 5,78 до 13,89%, асфальтенов с 6,32 до 10,51%. Состав нефтей и попутных газов приведены в таблицах 21, 22. Индекс Южно-Убинского месторождения — 1Н.

Западно-Убинское месторождение нефти расположено в Кон-

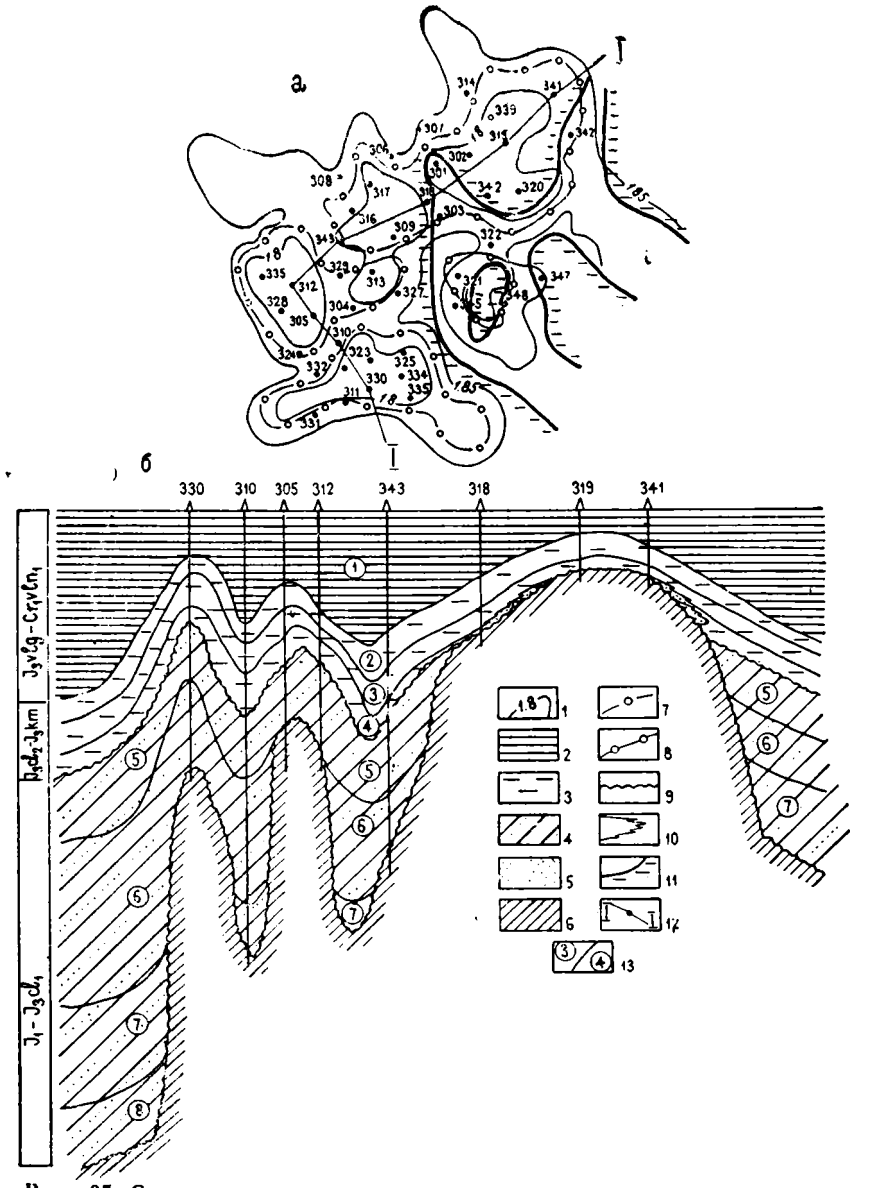


Рис. 35. Структурная карта и палеогеологический разрез продуктивных отложений Убинской группы месторождений.

а) структурная карта; б) палеогеологический разрез. 1 — изогипсы кровли келловейского пласта; 2 — битуминозные аргиллиты; 3 — глины, аргиллиты; 4 — переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов; 5 — песчаники; 6 — сланцы; 7 — внешний контур ВНК в отложениях тюменской свиты; 8—внешний контур ВНК в отложениях вогулкинской толщи; 9 — поверхность размыва; 10 — литологическое замещение; 11 — зона распространения глинистых отложений абалакской свиты; 12 — линия палеогеологического разреза; 13 — границы свит, подсвит и пачек: 1 — тутлеймская свита; 2 — верхняя; 3—средняя; 4 — нижняя пачки абалакской свиты; 5 — 5 — 8 — пачки тюменской свит.

динском районе Тюменской области в долине реки Мулымьи, в 5 км к северу от Южно-Убинского месторождения (рис. 34). Оно приурочено к локальному поднятию одноименного названия, выявленному сейсморазведочными работами МОВ в 1964 году, расположенному в средней части Шаимского мегавала .Оно состоит из двух куполов. Западный купол имеет субмеридиональное простирание и размер — 3×7 км. По поверхности фундамента оно оконтуривается изолинией — 1875. Амплитуда западного купола — 110 м. Восточный купол имеет субширотное простирание и размер — 2,5×3,5 км. По поверхности фундамента он оконтуривается изогипсой — 1875 м. Амплитуда восточного купола — 85 м. Изогипсой — 1890 м оба купола объединяются в единое поднятие.

Поисковое бурение в пределах Западно-Убинского поднятия начато в 1966 году. Месторождение открыто в 1966 году первой поисковой скважиной 304-Р. По состоянию на 1. 1. 1970 года в пределах Западно-Убинского месторождения нефти пробурено 10 поисково-разведочных скважин, с общим метражом 19,31 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен глинистыми сланцами, местами с прослоями алевролитов и песчаников. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью 6—44 м.

На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения тюменской свиты мощностью 12—62 м. Вогулкинская толща отсутствует. Породы одновозрастные ей здесь представлены глинами абалакской свиты (рис. 33). Выше вскрыты отложения юры, мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах журавской свиты (верхний олигоцен) залегают четвертичные осадки мощностью до 20 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Западно-Убинского месторождения равна 1845—1960 м.

В пределах месторождения залежь нефти выявлена в одном пласте в отложениях среднеюрского, частично верхнеюрского возраста, вскрытых на глубинах от 1834 до 1960 м. Нефтяная залежь приурочена к пласту $Ю_2$.,

Залежь пласта $Ю_2$ (средняя, частично верхняя юра) залегает на глубине 1830—1910 м. Пласт развит в пределах всего поднятия и представлен чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Суммарная мощность песчаников в разрезе свиты изменяется от 15, в сводовой части поднятия, до 30% — на крыльях. Открытая пористость песчаников 11—24%, проницаемость — 0,01—17 мд. (в среднем — 5,6 мд). Покрышкой залежи являются глинистые породы абалакской, тутлеймской, алясовской и леушинской свит мощностью 487—540 м.

Дебиты нефти через 7 мм штуцер равны 28—145 м³/сутки. Водо-нефтяной контакт определен на абсолютной отметке—1840 м. Высота залежи — 80 м. Коэффициент заполнения ловушки нефтью равен 1,0. Залежь нефтяная, приуроченная к локальному подня-

тию, массивного типа, средне- и малодебитная, с коллекторами порового типа.

Плотность нефти в пласте $Ю_2$ увеличивается от наиболее приподнятых участков ловушки к водо-нефтяному контакту с 0,848 до 0,863 г/см³. В этом же направлении увеличивается содержание серы с 0,43 до 0,51%, твердых парафинов с 4,52 до 6,48%, силикагелевых смол с 5,54 до 11,59%, асфальтенов с 1,32 до 2,46%. Температура в пределах залежи изменяется от 82 до 85°С в направлении от наиболее приподнятой части ловушки к опущенной. Средний состав нефти приведен в таблице 20. Индекс Западно-Убинского месторождения — IH.

Мало-Убинское месторождение нефти расположено в Кондинском районе Тюменской области, в долине реки Мулымьи, в 5 км к север-северо-востоку от Южно-Убинского месторождения (рис. 34). Оно приурочено к локальному поднятию одноименного названия, выявленному сейсморазведочными работами МОВ в 1964 году, расположенному в центральной части Шаимского мегавала. Простирание его субмеридиональное, размер — 2,5×4 км, амплитуда по отражающему горизонту «А», приуроченному к поверхности фундамента, равна 60 м. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается.

Поисковое бурение в пределах Мало-Убинского поднятия начато в 1966 году. Месторождение открыто в 1967 году второй поисковой скважиной 321-Р. По состоянию на 1.I.1970 года в пределах Мало-Убинского месторождения нефти пробурено 5 поисково-разведочных скважин с общим метражом 9,58 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен глинистыми сланцами. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью до 40 м. В своде структуры кора выветривания размыта.

На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения тюменско йсвиты мощностью 0—34 м. В одной скважине (348-Р) на породах тюменской свиты залегает нижний пласт ($П_3$) вогулкинской толщи мощностью 8 м. В скважинах 321-Р и 345-Р породы тюменской свиты залегают на более высоких отметках, чем пласт $П_3$ в скважине 348-Р (рис. 35). Выше вскрыты отложения юры, мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах журавской свиты (верхний олигоцен) залегают четвертичные осадки мощностью до 30 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Мало-Убинского месторождения равна 1890—1959 м.

В пределах месторождения залежь нефти выявлена в одном пласте в отложениях средней, частично верхней юры, вскрытых на глубинах от 1885 м до 1925 м. Нефтяная залежь приурочена к пласту $П\text{-}Ю_2$. Залежь пласта $П\text{-}Ю_2$ (средняя, частично верхняя юра) залегает на глубине 1800—1830 м. Пласт $П\text{-}Ю_2$ развит в пределах большей части поднятия за исключением наиболее приподнятой зоны его. Тюменская свита представлена (пласт $Ю_2$)

песчаниками с прослоями аргиллитов и алевролитов. Местами последние преобладают. Количество песчаников увеличивается в северном направлении от 15—20% до 35—45%. Отложения тюменской свиты вскрыты на отметках от 1810 до 1880 м. Вогулкинская толща (пласт $П_3$) представлена мелкозернистыми глинистыми песчаниками, развитыми только по юго-западному склону поднятия. Песчаники зеленовато-серые, глинистые. Они составляют 25—50% от общей мощности толщи. На крыльях структуры песчаники замещаются глинисто-алевролитовыми породами. Покрышкой залежи являются глинистые породы абалакской, тутлеймской, алясовской и леушинской свит мощностью 500—515 м.

Дебиты нефти через 7 мм штуцер равны 45—47 м³/сутки. Водо-нефтяной контакт определен на абсолютной отметке—1822 м. Высота залежи — 30 м. Коэффициент заполнения ловушки нефтью близок к 1,0. Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, массивного типа, осложненная литолого-стратиграфическим экраном вверх по восстанию пласта, среднедебитная, с коллекторами порового типа. Плотность нефти во вскрытой части залежи (крыльевые зоны) изменяется от 0,866 до 0,877 г/см. Содержание серы колеблется от 0,53 до 0,66%, твердых парафинов — от 5,11 до 7,41%, силикагелевых смол — от 7,12 до 7,86%, асфальтенов — от 1,94 до 4,65%. Состав нефти приведен в таблице 20. Индекс Мало-Убинского месторождения — IH.

Северо-Убинское месторождение нефти расположено в Кондинском районе Тюменской области, в долине реки Мулымьи, в 3 км севернее Мало-Убинского месторождения (рис. 34). Оно приурочено к локальному поднятию одноименного названия, выявленному сейсморазведочными работами МОВ в 1964 году, расположенному в центральной части Шаимского мегавала. Простирание его — субмеридиональное, размер — 5×15 км, амплитуда по отражающему горизонту «А», приуроченному к поверхности фундамента равна 100 м. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается.

Поисковое бурение в пределах Северо-Убинского поднятия начато в 1964 году. Месторождение открыто в 1964 году первой поисковой скважиной 301-Р. По состоянию на 1.I.1970 года в пределах Северо-Убинского месторождения нефти пробурено 17 поисково-разведочных скважин с общим метражом 32,65 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен глинистыми сланцами местами с прослоями алевролитов и песчаников. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью до 50 м. В своде структуры кора выветривания размыта.

На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения тюменской свиты, вогулкинской толщи и абалакской свиты. Мощность пород тюменской свиты —0—56 м, вогулкинской толщи — 0 — 3 м. (рис. 35). Выше вскрыты отложения тутлеймской свиты (верхняя юра-берриас). Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах журавской свиты (верхний олигоцен) залегают чет-

вертичные осадки мощностью до 30 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Северо-Убинского месторождения равна 1833—1978 м. В пределах месторождения залежь нефти выявлена в одном пласте в отложениях средней и частично верхней юры, вскрытых на глубинах от 1840 м до 1900 м .Нефтяная залежь приурочена к пласту П-$Ю_2$.

Залежь пласта П-$Ю_2$ (средняя, частично верхняя юра) большей части поднятия, отсутствуя лишь в сводовой части его залегает на глубине 1840—1885 м. Пласт П-$Ю_2$ развит в пределах большей части поднятия, отсутствуя лишь в сводовой части его. Тюменская свита представлена чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Открытая пористость песчаников равна 6—27% (в среднем — 12%—17%), проницаемость — 0,1—341 мд (в среднем — 5—6 мд). Вогулкинская толща (присутствует только пласт $П_3$) представлена мелкозернистыми песчаниками. Открытая пористость — 8—20% (в среднем — 11—12%), проницаемость — 0,5—80 мд (в среднем — 0,6—50 мд).

Отложения тюменской свиты выклиниваются вверх по восстанию поверхности фундамента на отметках — 1775—1800 м. Вниз по падению в составе тюменской свиты увеличивается содержание песчаников от 10 до 50%. Отложения вогулкинской толщи (пласт $П_3$) выклиниваются к сводовой части поднятия на отметках — 1790—1800 м. Количество песчаников в пачке увеличивается от крыльев к своду от 40—50% до 80%. Покрышкой залежи являются глинистые породы абалакской, тутлеймской, алясовской и леушинской свит мощностью 510—572 м.

Дебиты нефти через 7 мм штуцер равны 24—57 $м^3$/сутки, пластовое давление 187 атм. Водо-нефтяной контакт определен на абсолютной отметке — 1820 м. Высота залежи — 45 м. Коэффициент заполнения ловушки нефтью близок к 1,0. Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластового типа, осложненная литолого-стратиграфическим экраном вверх по восстанию пласта, среднедебитная, с коллекторами порового типа. Нефть в пласте нафтеново (29%)-метановая (53%) (таблица 20).

Плотность нефти увеличивается от наиболее приподнятых участков ловушки к водо-нефтяному контакту и в восточном направлении с 0,838 до 0,857 г/$см^3$. В этом же направлении увеличивается содержание серы с 0,31 до 0,41%, твердых парафинов с 3,81 до 5,16%, силикагелевых смол с 4,33 до 7,77%, асфальтенов с 0,77 до 1,49%. Температура в пределах залежи изменяется от 81 до 85°С в направлении от наиболее опущенной части ловушки к приподнятой. Состав нефтей и попутных газов приведены в таблицах 21, 22. Индекс Северо-Убинского месторождения — 1Н.

Филипповское месторождение нефти расположено в Кондинском районе Тюменской области, в долине реки Мулымья, в 15 км к северу от Северо-Убинского месторождения. (рис. 26). Оно приурочено к локальному поднятию одноименного названия, выявленному сейсморазведочными работами МОВ в 1965 году, располо-

женному в центральной части Шаимского мегавала. Простирание его субмеридиональное, размер — 4×8 км., амплитуда по отражающему горизонту «А», приуроченному к поверхности фундамента, равна 75 м. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается.

Поисковое бурение в пределах Филипповского поднятия начато в 1967 году. Месторождение открыто в 1968 году первой поисковой скважиной 2-Р. По состоянию на 1.1.1970 года в пределах Филипповского месторождения нефти пробурено 9 поисково-разведочных скважин с общим метражом 18,19 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен хлорито-кремнистыми глинистыми сланцами, измененными порфиритами. В скв. 1-Р порфириты залегают на интрузивных кристаллических породах. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью 5—27 м. В своде структуры кора выветривания размыта.

На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения тюменской свиты мощностью 0 — 92 м. Вогулкинская толща (пласт $П_3$) вскрыта только в одной скважине 2-Р, где мощность ее равна 5 м. Выше вскрыты отложения юры, мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах журавской свиты (верхний олигоцен) залегают четвертичные осадки мощностью до 20 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Филипповского месторождения равна 1891—2067 м. В пределах месторождения залежь нефти выявлена в одном пласте в отложениях средней, частично верхней юры, вскрытых на глубинах от 1880 м до 1974 м. Нефтяная залежь приурочена к пласту $П\text{-}Ю_2$.

Залежь пласта $П\text{-}Ю_2$ (средняя, частично верхняя юра) залегает на глубине 1880—1974 м. Пласт развит в пределах почти всего поднятия. Отложения тюменской свиты представлены чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники полимиктовые с прослоями кварцевых. Количество их увеличивается от сводовых к крыльевым участкам поднятия от 10—15% до 35—40% от общей мощности свиты. В присводовой части структуры породы тюменской свиты выклиниваются на отметках — 1810—1820 м. Отложения вогулкинской толщи практически отсутствуют в пределах Филипповского локального поднятия. Лишь в наиболее приподнятых участках структуры в преимущественно глинистых отложениях абалакской свиты, соответствующих по возрасту пласта $П_3$, появляются прослои алевролитов и линзы мелкозернистых песчаников. Покрышкой залежи являются глинистые породы абалакской, тутлеймской, алясовской и леушинской свит мощностью 310—350 м.

Дебиты нефти через 7 мм штуцер достигают 30 м³/сутки, пластовое давление — до 208,9 атм. Водо-нефтяной контакт определен на абсолютной отметке — 1900 м. Высота залежи — 90 м. Коэффициент заполнения ловушки нефтью близок к 1,0. Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, массивного типа, осложненная литолого-стратиграфическим экраном вверх по восстанию продуктивных пород, мало- и среднедебитная с коллектора-

ми порового типа. Нефть в пласте П-$Ю_2$ Филипповского месторождения нафтеново (25%)-метановая (51%) (таблица 20). Состав нефтей и попутных газов приведен в таблицах 21 и 22. Индекс филипповского месторождения —1Н.

Восточно-Даниловское месторождение нефти расположено в Советском районе Тюменской области, в пределах водораздела рек Мулымьи и Конды, в 75 км к северо-западу от Трехозерного месторождения нефти. (Рис. 36). Оно приурочено к восточному

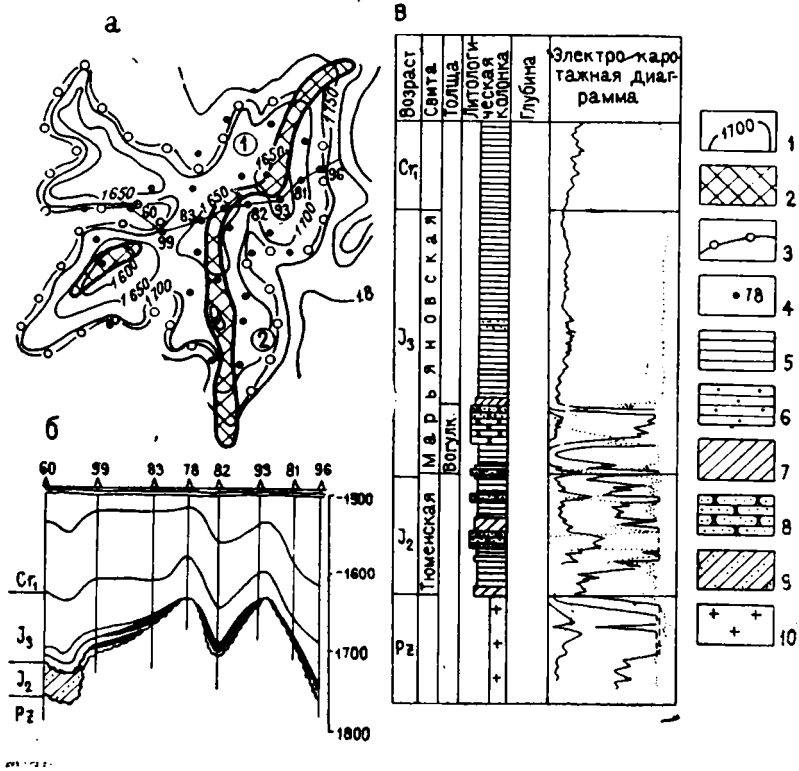


Рис. 36. Группа Даниловских месторождений нефти.

а) структурная карта по кровле вогулкинской толщи; б) геологический разрез по линии скважин 80—96; в) сводный стратиграфический разрез юрско-неокомских отложений. 1 — Изолинии кровли продуктивных отложений; 2—зона отсутствия продуктивных отложений; 3 — линия ВНК; 4 — скважины; 5 — аргиллиты; 6 — битуминозные аргиллиты; 7 — алевролиты; 8 — песчаники и гравелиты; 9 — переслаивание аргиллитов, алевролитов и песчаников; 10 — породы фундамента (преимущественно порфириты). Месторождения: 1—Западно-Даниловское; 2 — Восточно-Даниловское. Примечание: Вогулк -Вогулкинская.

склону Даниловского поднятия, выявленного сейсморазведочными работами МОВ в 1964 году, расположенного в пределах Арантурского куполовидного поднятия Верхне-Кондинского мегапрогиба. Форма его изометричная с преобладанием элементов северо-вос-

точного простирания, размер — 11×22 км, амплитуда по отражающему горизонту «А» равна 160 м. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается.

Поисковое бурение в пределах Восточно-Даниловского месторождения начато в 1965 году. Месторождение открыто в 1966 году первой поисковой скважиной 82-Р. По состоянию на 1.1.1970 года в пределах Восточно-Даниловского месторождения нефти пробурено 14 поисково-разведочных скважин с общим метражом 25,43 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен темно-серыми хлоритизированными гиалитами и выветрелыми эффузивными породами основного состава. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью до 61 м. В своде структуры кора выветривания размыта.

На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения тюменской свиты, вогулкинской толщи и глинистые породы марьяновской свиты. Выше вскрыты отложения мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют и на породах атлымской свиты (нижний олигоцен) залегают четвертичные осадки мощностью до 50 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Восточно-Даниловского месторождения равна 1700—1900 м. В пределах месторождения залежь нефти выявлена в одном пласте, в отложения верхней и средней юры, вскрытых на глубинах от 1714 м до 1820 м. Нефтяная залежь приурочена к пласту $Ю_2$-П.

Залежь пласта $Ю_2$-П (верхняя, средняя юра) залегает на глубине 1714—1824 м. Пласт $Ю_2$ развит в пределах западного склона поднятия и представлен чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Открытая пористость песчаников равна 10—15% и в южном направлении уменьшается до 5—10%. Песчаники занимают подчиненное положение. Их количество увеличивается к склонам поднятия, за счет появления более древних отложений. На склоне структуры отложения тюменской свиты выклиниваются на отметках — 1650—1800 м. В зоне выклинивания преобладают глинисто-алевролитовые породы. Суммарное содержание песчаников в разрезе свиты изменяется от 0 до 40%. Вогулкинская толща представлена всеми тремя пластами. Пласт $П_3$ развит узкой полосой вдоль зоны выклинивания вогулкинской толщи и представлен мелкозернистыми песчаниками с прослоями аргиллитов. Пласт $П_3$ выклинивается к своду поднятия на отметках — 1650—1700 м.

От крыльевых к сводовым разрезам количество песчаников увеличивается от 10 до 90%.

Пласт $П_2$ распространен в центральной и северной части залежи. Он выклинивается по направлению к своду структуры на отметках — 1640—1690 м. К зоне выклинивания суммарное количество песчаников увеличивается до 70%. На юге и западе песчаники почти полностью замещаются глинистыми породами. Пласт $П_1$ развит там же, где и пласт $П_2$. На далеких крыльях и в южной части поднятия песчаники замещаются глинистыми породами. В северном направлении и к зоне выклинивания суммарное количе-

ство песчаников увеличивается до 90—100%. Пласт выклинивается на отметках — 1600—1650 м.

Коллекторские свойства песчаников вогулкинской толщи довольно изменчивы. Открытая пористость их равна 15—32%, проницаемость 0,1—180 мд. Ухудшение коллекторских свойств происходит в направлении к зонам замещения песчаников глинистыми породами, т. е. в южном и западном направлениях. Покрышкой залежи являются глинистые породы марьяновской и харосоимской свит мощностью 70—96 м.

Дебиты нефти через 10 мм штуцер равны 48 — 204 м³/сутки, пластовое давление 172 атм. Дебиты нефти увеличиваются к северной части ловушки за счет улучшения коллекторских свойств пород. Водо-нефтяной контакт определен на абсолютной отметке — 1740 м. Высота залежи — 110 м. Коэффициент заполнения ловушки близок к 1.0. Залежь нефтяная, приуроченная к склону локального поднятия, пластово-массивного типа, осложненная литолого-стратиграфическим экраном по восстанию продуктивных пород и литологическим экраном по простиранию, мало-средне- и высокодебитная, с коллекторами порового типа. Нефть в пласте П-$Ю_2$ нафтеново (29—35%)-метановая (45—51%) (таблица 20).

Плотность нефти увеличивается от северных участков ловушки к южным независимо от структурного положения и водо-нефтяного контакта с 0,843 до 0,845 г/м³. Газовый фактор равен 65—70 м³/м³. В южном направлении увеличивается содержание серы с 0,42 до 0,47, твердых парафинов с 3,30 до 4,92%, силикагелевых смол с 5,65 до 5,83%. Количество асфальтенов увеличивается от приподнятых участков залежи к водо-нефтяному контакту и с севера на юг от 0,72 до 1,25%. Температура в пределах залежи изменяется от 70 до 75°С. Состав нефти и попутных газов приведены в таблицах 21,22. Индекс Восточно-Даниловского месторождения — 1Н.

Западно-Даниловское месторождение нефти с газоконденсатной шапкой расположено в Советском районе Тюменской области, в пределах водораздела рек Мулымья и Конда, непосредственно к западу от Восточно-Даниловского месторождения. Оно приурочено к западному склону Даниловского локального поднятия, выявленного сейсморазведочными работами МОВ в 1964 году, расположенного в пределах Арантурского куполовидного поднятия Верхне-Кондинского мегапрогиба. (Рис. 36).

В контуре залежи в западной половине Даниловского локального поднятия имеются 5 структурных осложнений: южное, юго-западное, западное, центральное и северное. Южное осложнение по поверхности фундамента окаймляется изолинией — 1650 м, имеет амплитуду 50 м и ориентировано в меридиональном направлении. Юго-западное структурное осложнение по поверхности фундамента окаймляется изогипсой — 1675 м, имеет амплитуду 90 м и вытянуто в северо-восточном направлении. Западное осложнение по поверхности фундамента окаймляется изогипсой — 1675 м, имеет амплитуду — 40 м, и вытянуто в северо-западном направлении.

Центральный купол огибается изогипсой — 1650 м, имеет амплитуду 30 м и северо-северо-западное простирание. Северный купол огибается изогипсой — 1650 м, имеет амплитуду 40 м и субмеридиональное простирание. Все эти структурные осложнения огибаются общей изогипсой — 1700 м в единую локальную структуру, к западной части которой приурочено Западно-Даниловское месторождение нефти с газоконденсатной шапкой.

Поисковое бурение в пределах Западно-Даниловского поднятия начато в 1966 году. Месторождение открыто в 1966 году второй поисковой скважиной 83-Р. По состоянию на 1.1.1970 года в пределах Западно-Даниловского месторождения пробурено 18 поисково-разведочных скважин с общим метражом 32,77 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен филлитами и эффузивными породами основного состава. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью до 30 м. В своде структуры кора выветривания размыта.

На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения тюменской свиты, вогулкинской толщи и глинистые породы марьяновской свиты. Выше вскрыты отложения мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют и на породах атлымской свиты (нижний олигоцен) залегают четвертичные осадки мощностью до 50 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Западно-Даниловского месторождения равны 1691 — 1908 м.

В пределах месторождения залежь нефти выявлена в одном пласте, в отложениях верхней и средней юры, вскрытых на глубинах от 1691 м до 1850 и 1908 м. Нефтяная залежь приурочена к пласту $Ю_2$-П. В наиболее приподнятой части в пределах южного и юго-западного структурных осложнений имеются газоконденсатные шапки.

Залежь пласта $Ю_2$-П (верхняя, средняя юра) залегает на глубине 1690—1815 м. Пласт $Ю_2$ развит в пределах склонов поднятия, выклиниваясь на абсолютных отметках 1625—1650 м. Он представлен чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Проницаемые породы пласта $Ю_2$ гидродинамически связаны с породами вогулкинской толщи, образуя единый резервуар. Вогулкинская толща представлена всеми тремя пластами ($П_{1-3}$), коллекторские свойства которых ухудшаются в южном направлении. Покрышкой залежи являются глинистые породы марьяновской и харосоимской свит мощностью 60—95 м.

Дебиты нефти через 6 мм штуцер равны 50—84 м³/сутки. В отдельных скважинах дебиты нефти при динамическом уровне 1170—1370 м составляют всего 1,2—3,6 м³/сутки. Водо-нефтяной контакт определен на абсолютной отметке — 1708 м. Высота залежи нефти составляет около 100 м, газоконденсатной шапки — около 20—15 м. Коэффициент заполнения ловушки нефтью и газом близок к 1,0. Залежь нефтяная с газоконденсатной шапкой, приуроченная к локальному поднятию, пластово-массивного типа, осложненная литолого-стратиграфическим экраном вверх по восстанию пласта $Ю_2$-П,

средне- и малодебитная с коллекторами порового типа. Плотность нефти в пласте $Ю_2$-П изменяется в пределах 0,850—0,867 г/см³. Содержание серы изменяется от 0,43 до 0,56%, твердых парафинов— от 3,87 до 4,34%, силикагелевых смол —от 4,61 до 6,40%, асфальтенов — от 0,41 до 1,21%. Какой-либо определенной закономерности изменения этих компонентов к водо-нефтяному контакту или по направлению к газоконденсатной шапке подметить не удалось. Состав нефти и попутного газа приведены в таблицах 21, 22. Индекс Западно-Даниловского месторождения — ІНГК.

Восточно-Лемьинское месторождение нефти расположено в Советском районе Тюменской области, на левом берегу реки

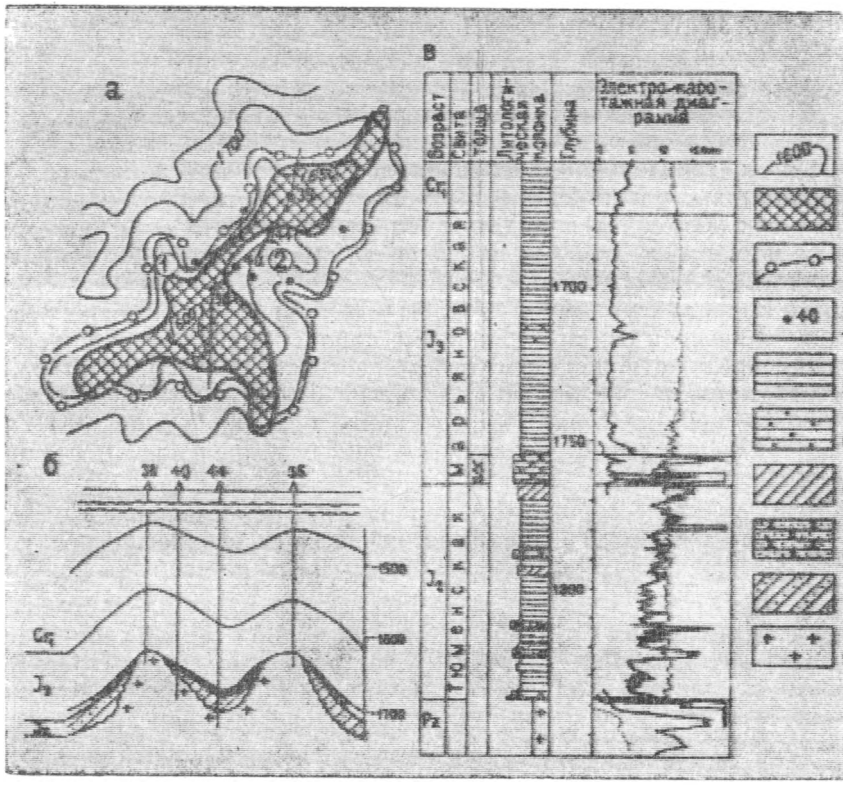


Рис. 37. Группа Лемьинских месторождений нефти.

а) структурная карта по кровле вогулкинской толщи; б) геологический разрез по линии скважин 38—35; в) сводный стратиграфический разрез юрско-неокомских отложений. 1 — изогипсы кровли вогулкинской толщи; 2 — зона выклинивания проницаемых пород; 3 — линия ВНК; 4 — скважины; 5 — аргиллиты; 6 — битуминозные аргиллиты; 7 — алевролиты; 8 — песчаники; 9 — переслаивание аргиллитов, алевролитов и песчаников; 10 — породы фундамента. Месторождения: 1 — Западно-Лемьинское; 2 — Восточно-Лемьинское.

Примечание: Вог.—Вогулкинская.

Конды, в 20 км к западу от Западно-Даниловского месторождения (Рис. 37). Оно приурочено к восточному склону Лемьинского локального поднятия выявленного сейсморазведочными работами МОВ в 1963 году, расположенного в западной части Арантурского куполовидного поднятия Верхне-Кондинского мегапрогиба. Простирание его северо-северо-восточное, размер 6×20 км, амплитуда по отражающему горизонту «А», приуроченному к поверхности фундамента, равна 130 м. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается.

Поисковое бурение в пределах Восточно-Лемьинского поднятия начато в 1965 году. Месторождение открыто в 1966 году четвертой поисковой скважиной 44-Р. По состоянию на 1.I.1970 года в пределах Восточно-Лемьинского месторождения нефти пробурено 5 поисково-разведочных скважин с общим метражом 9,13 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен хлоритизированными диабазовыми порфиритами и их туфолавами. В северо-восточной части залежи вскрыты гранит — порфиры. Абсолютный возраст диабазовых порфиритов, определенный Б. С. Погореловым методом сравнительной дисперсии двупреломления минералов по плагиоклазам, равен 283+9 млн. лет, что соответствует границе карбона и перми. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью до 50 м. В своде структуры кора выветривания размыта.

На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения тюменской свиты и глинистые породы марьяновской свиты. Выше вскрыты отложения мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют и на породах чеганской свиты (нижний олигоцен, частично эоцен) залегают четвертичные осадки, мощностью до 50 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Восточно-Лемьинского месторождения равна 1731 — 1891 м.

В пределах месторождения залежь нефти выявлена в одном пласте, в отложениях среднеюрского, частично верхнеюрского возраста, на глубинах от 1700 м до 1970 м. Нефтяная залежь приурочена к пласту $Ю_2$.

Залежь пласта $Ю_2$ (средняя, частично верхняя юра) залегает на глубине 1700 — 1760 м. Пласт развит по склонам Лемьинского локального поднятия, выклиниваясь на абсолютных отметках — 1650 — 1730 м. Он представлен чередованием аргиллитов и алевролитов с прослоями песчаников. Открытая пористость песчаников равна 8 — 22%, в среднем составляя 14 — 16%, проницаемость — 0,1 — 433 мд, в среднем составляя — 10 — 15 мд. Наилучшими коллекторскими свойствами обладает пласт $Ю_2$, развитый в структурной ложбине между южным и северным куполом Лемьинского поднятия (район скважины 43-Р). Суммарное содержание песчаников в разрезе тюменской свиты составляет 10 — 30%, увеличиваясь к склонам поднятия.

Отложения вогулкинской пачки в пределах Восточно-Лемьинского месторождения практически отсутствуют. Пласты $П_{1-2}$ пов-

семестно замещены глинистыми породами. В наиболее приподнятых участках Лемьинской структуры спорадически появляются песчаники пласта $П_{3-1}$, которые развиты ниже отметок 1630 — 1660 м. Содержание песчаников в отдельных разрезах пачки достигает 50%. На погружении песчаники быстро замещаются глинистыми породами.

Промышленные притоки нефти получены только в скважине 44-Р. Здесь дебит нефти через 6 мм штуцер составил 12,8 м³/сутки. Водо-нефтяной контакт условно определен на абсолютной отметке — 1708 м., т. е. такой же, как в пределах Западно-Даниловского месторождения. Возможно, эти залежи объединяются. Высота залежи составляет около 60 м. Коэффициент заполнения ловушки нефтью близок к 1,0. Залежь нефтяная, приуроченная к склону локального поднятия, массивного типа, осложненная литолого-стратиграфическим экраном вверх по восстанию пласта, малодебитная, с коллекторами порового типа. Плотность нефти в пласте $Ю_2$ изменяется от 0,848 до 0,856, содержание серы — от 0,42 до 0,46%, твердых парафинов —от 4,42 до 4,47%, силикагелевых смол — от 6,83 до 7,56%, асфальтенов — от 1,04 до 1,37%. Температура в пределах залежи изменяется от 70 до 77,4°С, увеличиваясь к более погруженным участкам пласта. Состав нефти и попутных газов приведены в таблицах 21 и 22. Индекс Восточно-Лемьинского месторождения — 1Н.

Западно-Лемьинское месторождение нефти расположено в Советском районе Тюменской области, на левом берегу реки Конды, непосредственно к западу от Восточно-Лемьинского месторождения. (Рис. 37). Оно приурочено к западному склону Лемьинского локального поднятия, выявленного сейсморазведочными работами МОВ в 1963 году, расположенного в западной части Арантурского куполовидного поднятия в Верхне-Кондинском мегапрогибе. Простирание его северо-северо-восточное, размеры — 6×20 км.

Поисковое бурение в пределах Западно-Лемьинского поднятия начато в 1964 году. Месторождение открыто в 1964 году первой поисковой скважиной 35-Р. По состоянию на 1.1.1970 года в пределах Западно-Лемьинского месторождения нефти пробурено 4 поисково-разведочные скважины, с общим метражом 7,06 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен диабазовыми порфиритами. В районе скважины 35-Р в своде северного купола Лемьинского поднятия вскрыты гранит-порфиры. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью до 20 м. В своде структуры кора выветривания размыта.

На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения тюменской и марьяновской свит. Выше вскрыты отложения мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют и на породах чеганской свиты (нижний олигоцен, частично эоцен) залегают четвертичные осадки, мощностью до 50 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Западно-Лемьинского месторождения равна 1691—1790 м. В пределах месторождения залежь нефти вы-

явлена в одном пласте, в отложениях средней, частично верхней юры и трещиноватых породах фундамента, вскрытых на глубинах от 1961 м. до 1760 м. Нефтяная залежь приурочена к пласту $Ю_2$-Пф.

Залежь пласта $Ю_2$-Пф (средняя, частично верхняя юра) приурочена к отложениям верхов тюменской свиты и трещиноватым породам фундамента. Тюменская свита развита по склонам Лемьинского поднятия, выклиниваясь на абсолютных глубинах — 1600—1730 м. Она представлена чередованием алевролитов и аргиллитов с прослоями песчаников. Мощность ее — 0—30 м. Открытая пористость песчаников равна 7—20% (в среднем — 14%), проницаемость — 0,2—2,3 мд (в среднем—1,0 мд). Покрышкой залежи нефти служат глинистые породы марьяновской и харосоимской свит мощностью 150—166 м.

В скважине-первооткрывательнице небольшой приток нефти получен из трещиноватых пород фундамента. Дебит нефти при динамическом уровне 1138 м составил 1,49 м³/сутки. Из пласта $Ю_2$ промышленный приток нефти получен только в скважине 39-Р, дебит нефти в которой при переливе составил 4,5 м³/сутки. Пластовое давление равно 181 атм, температура — 74°С. Водо-нефтяной контакт условно определен на абсолютной отметке — 1678. Возможно контакт будет ниже. Не исключено объединение Восточно-и Западно-Лемьинского месторождений. Коэффициент заполнения ловушки нефтью близок к 1,0. Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластово-массивного типа, осложненная литолого-стратиграфическим экраном вверх по восстанию пласта, малодебитная, с коллекторами порового типа. Плотность нефти в пределах пласта $Ю_2$-Пф изменяется в пределах от 0,855—0,856 г/см³, содержание серы колеблется от 0,42 до 0,49%, твердых парафинов — от 4,39 до 4,42%, силикагелевых смол от 7,56 до 8,75%, асфальтенов — от 1,10 до 1,37%. Состав нефти и попутных газов приведен в таблицах 21 и 22. Индекс Западно-Лемьинского месторождения —1Н.

Верхне-Лемьинское месторождение нефти расположено в Советском районе Тюменской области, в пределах водораздела рек Конды и Мулымья, в 10 км севернее Западно-Даниловского месторождения (Рис. 26). Оно приурочено к локальному поднятию одноименного названия, выявленного сейсморазведочными работами МОВ в 1964 году, расположенного в северной части Арантурского куполовидного поднятия в Верхне-Кондинском мегапрогибе. Простирание его — меридиональное, размер — 8×11 км, амплитуда по отражающему горизонту «Б», приуроченному к кровле тюменской свиты, равна 80 м. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается.

Поисковое бурение в пределах Верхне-Лемьинского поднятия начато в 1966 году. Месторождение открыто в 1966 году поисковой скважиной 1-Р. По состоянию на 1.1.1970 года в пределах Верхне-Лемьинского месторождения нефти пробурены 3 поисково-разведочных скважины с общим метражом 5,88 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен гранит-порфирами. По

породам фундамента развита кора выветривания мощностью 10—28 м.

На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения тюменской свиты. Возможно, в сводовой части структуры на фундаменте залегают породы марьяновской свиты. Выше вскрыты отложения мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют, на породах атлымской свиты (верхний олигоцен) залегают четвертичные осадки мощностью до 30 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Верхне-Лемьинского месторождения равна 1890—1978 м. В пределах месторождения залежь нефти выявлена в одном пласте, в отложениях средней, частично верхней юры на глубинах от 1890 м до 1910 м. Нефтяная залежь приурочена к пласту $Ю_2$.

Залежь пласта $Ю_2$ (средняя, частично верхняя юра) приурочена к отложениям тюменской свиты, развитой в пределах всего поднятия. Свита представлена чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников.

Открытая пористость песчаников равна 12—29% (в среднем — 23%), проницаемость — 1—144 мд (в среднем — 30—50 мд). Возможно, в наиболее приподнятой части поднятия отложения тюменской свиты выклиниваются. На этих участках возможно появление отложений вогулкинской толщи (пласт $П_3$). Покрышкой залежи являются глинистые породы марьяновской и харосоимской свит мощностью 122—162 м. Мощность отложений тюменской свиты — 20—54 м.

В скважине первооткрывательнице дебит нефти при динамическом уровне 1075 м составил 4,8 м³/сутки. Водо-нефтяной контакт условно определен на абсолютной отметке — 1820 м. Пластовое давление равно 174,5 атм, температура 83°С. Коэффициент заполнения ловушки нефтью предполагается близким к 1,0. Высота залежи — около 100 м. Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, массивного типа, возможно, с литолого-стротиграфическим экраном вверх по восстанию пласта, малодебитная, с коллекторами порового типа. Месторождение находится в разведке. Состав нефти и попутного газа приведен в таблицах 21 и 22. Индекс месторождения — 1Н.

Южно-Кандырское месторождение нефти расположено в Кондинском районе Тюменской области, на левом берегу реки Большой Тап, в 15 км к западу от Западно-Картопьинского месторождения. (Рис. 26). Оно приурочено к локальному поднятию одноименного названия, выявленному сейсморазведочными работами МОВ в 1966 году, расположенному в северной части Шаимского мегавала. Простирание его северо-восточное, размер — 5×18 км, амплитуда по отражающему горизонту «А», приуроченному к поверхности фундамента равна 150 м. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается.

Поисковое бурение в пределах Южно-Кандырского месторождения начато в 1968 году. Месторождение открыто в 1968 году первой поисковой скважиной 1-Р.

По состоянию на 1.1.1970 года в пределах Южно-Кандырского месторождения нефти пробурена 1 поисковая скважина с общим метражом 2,20 тыс. м. Фундамент вскрыт в скважине 1-Р на глубине 2180 м и представлен измененными эффузивными породами. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью 30 м.

На породах коры выветривания залегают отложения тюменской свиты мощностью 112 м. Скважина пробурена в пределах юго-западной периклинали поднятия. Выше вскрыты отложения юры, мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют и на породах журавской свиты (верхний олигоцен) залегают четвертичные осадки мощностью до 20 м. Общая мощность осадочного чехла, вскрытая скважиной, равна 2180 м. В пределах месторождения залежь нефти выявлена в одном пласте в отложениях средней юры на глубине 2090 м. Нефтяная залежь приурочена к пласту $Ю_3$.

З а л е ж ь п л а с т а $Ю_3$ (средняя юра) приурочена к отложениям верхов тюменской свиты, которая развита, по-видимому, в пределах всей структуры. Пласт $Ю_3$ представлен чередованием песчаников, аргиллитов и алевролитов. В аргиллитах и алевролитах повсеместно присутствуют песчаные линзы мощностью 1—2 см. Пласт перекрывается отложениями верхов тюменской свиты, вскрытыми в скважине 1-Р на глубине 2068—2090 м (аналог пласта $Ю_2$). Эта пачка.представлена сероцветными алевритистыми аргиллитами с многочисленными линзами алевролитов и стяжениями пирита. Выше вскрыты глинистые отложения абалакской, тутлеймской, алясовской и низов леушинской свит общей мощностью 560 м.

В марте 1968 года при испытании интервала 2093—2105 м при динамическом уровне 60 м в скважине наблюдался приток чистой нефти, который затем сменился водой. Дебит равен 13,4 $м^3$/сутки. Температура на глубине пласта равна 101°С, газовый фактор в воде —2,77$м^3/м^3$. При испытании в этой же скважине отложений верхов тюменской свиты (пласт $Ю_2$) в интервале 2076—2087 м. была получена вода, дебит который при переливе составлял 0,6 $м^3$/сутки, а при динамическом уровне 60 м —11,0 $м^3$/сутки. Месторождение находится в разведке. Состав нефти приведен в таблице 21.

Кроме описанных выше месторождений, в пределах Шаимского нефтегазоносного района выявлено одно нефтепроявление, зафиксированное в пределах Кетлохского локального поднятия (Рис. 26). Это поднятие расположено в Кондинском районе Тюменской области в 10 км к юго-востоку от Кандырского месторождения. По поверхности фундамента Кетлохское поднятие замыкается изолинией 2150. Амплитуда его — 110 м, простирание — северо-восточное. Оно расположено в северной части Шаимского незамкнутого мегавала. В пределах юго-западной периклинали поднятия

в 1967 году пробурена скважина 2-Р, которая вскрыла фундамент на глубине 2188 м. Фундамент представлен эффузивными породами, по которым развита кора выветривания мощностью — 55,0 м. Выше вскрыты отложения тюменской свиты мощностью 88 м. Свита представлена чередованием аргиллитов и алевролитов с прослоями песчаников. Песчаники встречены в виде линзовидных тел мощностью 10—20 см. Кровля свиты вскрыта на глубине 2100 м.

При испытании интервала 2170—2086 м (одновременный прострел интервалов 2170 — 2175 и 2180 — 2186 м) при динамическом уровне 800 м получено 3,1 м³/сутки воды с пленкой нефти. Температура равна — 84°С. В этой скважине последовательно, с установкой цементных мостов выше интервала с нефтепроявлением в отложениях тюменской свиты проведено испытания еще двух объектов в интервалах 2135—2154 м и 2104—2117 м, из которых соответственно, при динамических уровнях 1135 м и 1600 м получено 2,14 и 0,9 м³/сутки воды без признаков нефти. Газовый фактор в воде равен 1,33—1,54 м³/м³.

Таким образом, в пределах Шаимского нефтегазоносного района выявлено 27 нефтяных месторождений с 27 залежами, два нефтяных месторождения с газоконденсатной шапкой с 2 залежами и одно газоконденсатное месторождение с нефтяной оторочкой с 1 залежью — всего 30 месторождений с 30 залежами. Кроме того, зафиксировано одно нефтепроявление.

И. И. НЕСТЕРОВ

НЕФТЯНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КРАСНОЛЕНИНСКОГО НЕФТЕНОСНОГО РАЙОНА

Красноленинский нефтеносный район расположен в центральной части Фроловской области. На юго-западе он граничит с Шаимским районом Приуральской нефтегазоносной области; на севере и востоке — с Казымским, Лямпинским и Зенковским районами; на юге — с Западно-Иртышским районом (рис. 25). Поисковые работы на нефть и газ в пределах Красноленинского района начаты в 1956 году. В 1959 году в Мало-Атлымской опорной скважине было зафиксировано первое нефтепроявление. Первое нефтяное месторождение (Каменное) открыто в 1962 году. Основные залежи в пределах Красноленинского района приурочены к отложениям верхов тюменской и низов абалакской свит (пласт $П_3$—$Ю_2$) и верхов викуловской свиты.

Тюменская свита представлена чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Мощность ее меняется от 200 м в районе Мало-Атлымской площади до 0 в сводах локальных поднятий в наиболее приподнятой части Красноленинского свода. Пласты песчаников, как правило, имеют линзовидное строение и быстро по простиранию замещаются глинисто-алевролитовыми породами. Редко они протягиваются на 10—20 км. В кровле свиты в наиболее приподнятой части свода спорадически встречаются гравелиты, почти лишенные цемента. Они обладают высокими коллекторскими свойствами, но площадь их распространения ограничена небольшим участком. В составе тюменской свиты выделяется ряд пачек преимущественно глинистых пород, которые можно рассматривать в качестве регионально-выдержанных покрышек. Характерной особенностью тюменской свиты является резкое увеличение глинистого материала в верхах е разреза в районах наиболее приподнятых участков Красноленинского свода.

Абалакская свита почти на всей территории Красноленинского района представлена глинистыми породами и только в присводовых частях наиболее резких и высокоамплитудных локальных поднятий, в низах ее, на контакте с отложениями тюменской свиты или

породами фундамента появляются глинистые алевролиты с линзами песчаников с включениями глауконита.

Викуловская свита на всей территории Красноленинского района представлена чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Количество и мощность песчаных пластов увеличиваются вверх по разрезу свиты. Пласты песчаников не выдержаны по простиранию, и, по-видимому, по всему разрезу свиты гидродинамически связаны между собой.

В тектоническом отношении Красноленинский нефтеносный район приурочен к Красноленинскому своду и смежным с ним частями Шеркалинского мегапрогиба и Ханты-Мансийской впадины. В пределах Красноленинского свода выделяются Ендырское и Потымецкое куполовидные поднятия. Кроме того, выявлены многочисленные разноориентированные локальные поднятия, не объединяющиеся в тектонические структуры более высокого порядка (рис. 4). Размеры структур второго порядка невелики и изменяются от 20х25 км до 25х30 км. Локальные поднятия в пределах Красноленинского района развивались однотипно.

В верхнеюрское время рост локальных поднятий был медленным. Палеоамплитуды кровли тюменской свиты на начало берриасского века составляли всего 5—15% от современной ее величины. Основной рост структуры происходил в нижнемеловое и частично сеноманское время. К началу туронского века палеоамплитуды кровли тюменской свиты, изученных бурением локальных поднятий (Лорбинское, Каменное, Елизаровское, Ай-Торское), составляли 80—85% от современной величины.

Совершенно иначе происходило развитие Красноленинского свода относительно Шеркалинского мегапрогиба на севере и Ханты-Мансийской впадины на юге. В верхнеюрское время, так же как и для локальных поднятий, рост свода был незначительным. Палеоамплитуда кровли тюменской свиты на начало берриасского века составляла 10 — 15% от современной амплитуды. В неокомское время Красноленинский свод как структура I порядка оформляется более чем на 50%. Полеоамплитуда кровли тюменской свиты как по северному, так и по южному склону, составила 60 — 65% от ее современной величины. В посленеокомское время развитие северного и южного склонов свода происходило по-разному. Южный склон свода довольно интенсивно продолжал опускаться относительно сводовой части его до конца сеноманского времени. Палеоамплитуда южного крыла Красноленинского свода по кровле тюменской свиты на начало туронского века составила 85 — 90% от современной ее величины. В верхнемеловое и палеоген-неогеновое время отмечается медленный прирост амплитуды с интенсивностью не более 25 — 30 см в 1 млн. лет.

Северный склон Красноленинского свода развивался существенно в ином плане. В посленеокомское время северный склон свода испытывал резкий подъем по сравнению с центральной его частью. В течение альбского, верхнемелового и палеогенового (до

среднего олигоцена) район Мало-Атлымской площади, расположенной на крыле свода, испытывал поднятие по сравнению с районом Каменной площади, расположенной в наиболеее приподнятой части его. Наиболее интенсивные движения происходили в аптальбское и сеноманское время. На начало туронского века кровля тюменской свиты на северном склоне Красноленинского свода была на 10—15 м выше, чем в современной приподнятой части свода. К началу олигоценового времени эта разница достигла 50 — 60 м. В послеэоценовое время, по-видимому, в неогене или в раннечетвертичное время снова центральная часть свода испытывала подъем. При этом амплитуда подъема по кровле тюменской свиты составляла не менее 200 — 230 м.

Месторождение нефти в Красноленинском районе выявлены только в пределах Ендырского куполовидного поднятия. Нефтепроявления отмечены на ряде локальных поднятий, расположенных на своде вне положительных структур второго порядка. Ниже дано описание выявленных месторождений нефти и нефтепроявлений.

Каменное месторождение нефти расположено в Ханты-Мансийском районе Тюменской области, на левом берегу реки Оби, в 100 км к северо-западу от г. Ханты-Мансийска (рис. 38). Оно приурочено к локальному поднятию одноименного названия, выявленному сейсморазведочными работами МОВ в 1960 году, расположенному в центральной части Ендырского куполовидного поднятия Красноленинского свода. Простирание его — субмеридиональное, размер — 8×25 км, амплитуда по отражающему горизонту «А», приуроченному к поверхности фундамента, равна 130 м. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается и по отложениям березовской свиты (турон-коньяк-сантон) составляет 15 м. При этом площадь поднятия по замкнутой изогипсе уменьшается примерно в 8 раз.

Поисковое бурение в пределах Каменного поднятия начато в 1960 году. Месторождение открыто в 1962 году четвертой поисковой скважиной 13-р. По состоянию на 1.1.1970 года в пределах Каменного месторождения нефти пробурено 19 поисково-разведочных скважин с общим метражом 45,12 тыс. м. Фундамент вскрыт 17 скважинами и представлен глинисто-серицитовыми, графито-хлорито-кварцевыми, кварцево-хлоритовыми сланцами и катаклазированными, биотитовыми гранитами. Абсолютный возраст гранитов, определенный Б. С. Погореловым методом сравнительной дисперсии двупреломления минералов по плагиоклазам, равен 685 — 810 млн. лет, что соответствует верхнему рифею. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью до 40 м. В своде структуры кора выветривания размыта.

На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения тюменской свиты, вогулкинской толщи и абалакской свиты. Вогулкинская толща (пласт $П_3$) вскрыта только в одной скважине (12-Р). Мощность ее — 10 м. Выше вскрыты отложения баженовской свиты (волжский ярус), мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют и на породах атлымской свиты (нижний олиго-

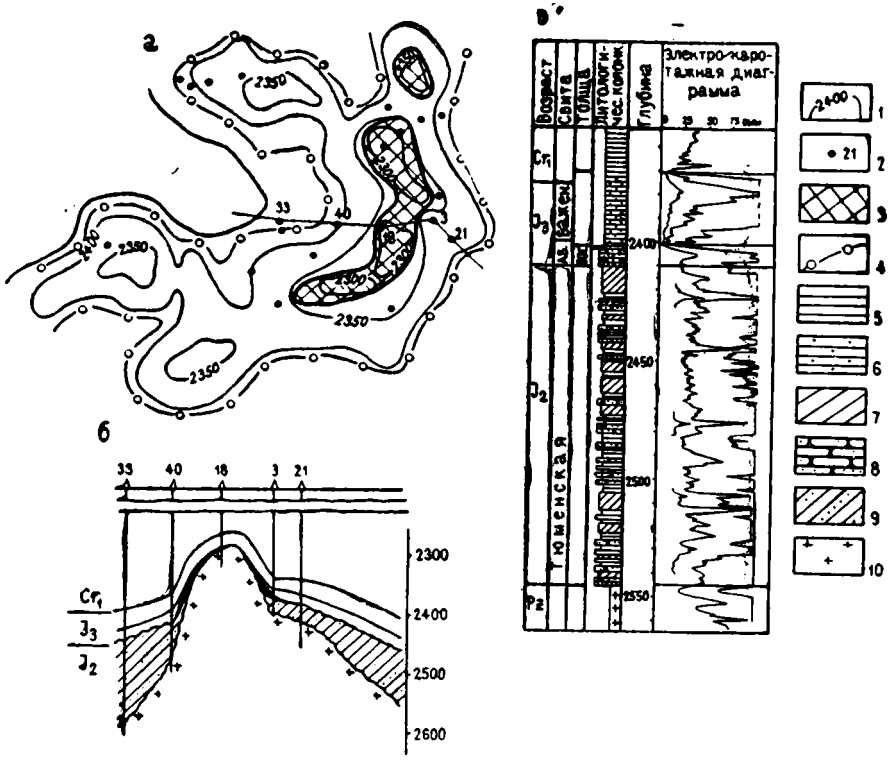


Рис. 38. Каменное месторождение нефти.

а) структурная карта по кровле тюменской свиты; б) геологический разрез по линии скважин 33—21; в) сводный стратиграфический разрез юрско-неокомских отложений. 1 — изогипсы кровли тюменской свиты; 2 — скважины; 3 — зона отсутствия отложений тюменской свиты; 4 — предполагаемый ВНК нефтяной залежи в аптских отложениях; 5 — аргиллиты; 6 — битуминозные аргиллиты; 7 — алевролиты; 8 — песчаники; 9 — переслаивание аргиллитов, алевролитов, и песчаников; 10 — породы фундамента. Примечание: Аб.—Абалакская; Бажен.—Баженовская; Вог.—Вогулкинская.

цен) залегают четвертичные осадки, мощностью 20 — 30 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Каменного месторождения равна 2288 — 2475 м.

В пределах месторождения залежи нефти выявлены в двух пластах в отложениях средней (частично верхней) юры и нижнего альба, вскрытых на глубинах от 1450 м до 2480 м. Нефтяные залежи приурочены к пластам $Ю_2$ — П и $ПК_{21}$. Кроме того, зафиксированы нефтепроявления в породах верхней пачки верхнефроловской подсвиты (апт).

Залежь пласта $Ю_2$-П (средняя, частично верхняя юра) залегает на глубине 2288 — 2480 м. Пласт $Ю_2$ развит на склонах

Каменного поднятия, выклиниваясь к своду. Тюменская свита представлена чередованием аргиллитов и алевролитов с прослоями песчаников и гравелитов. Открытая пористость песчаников равна 16—17%, иногда до 30%, проницаемость — 0,1—853 мд, а в отдельных линзах — до 2000 мд. Породы с хорошими коллекторскими свойствами развиты по западному склону поднятия (скв. 11-р, 12-р) и по северо-западному склону его.

Характерной особенностью разреза тюменской свиты является преобладание в ее составе глинисто-алевролитовых пород. Суммарное содержание песчаников составляет всего 10—20% от общей мощности свиты и увеличивается к приподнятой части поднятия. Породы свиты вверх по склону Каменной структуры выклиниваются на отметках — 2310—2330 м. Пласт $П_3$ вскрыт только в одной скважине 12-р, где он представлен мелкозернистыми песчаниками с глауконитом. Коллектором также являются трещиноватые породы фундамента. Все проницаемые породы гидродинамически связаны. Покрышкой залежи являются глинистые породы абалакской, баженовской и фроловской свит, мощностью 600—720 м.

Дебиты нефти через 8 мм, штуцер равны 130 — 150 м³/сутки, но часто составляют 0,2 — 6,3 м³/сутки при динамическом уровне 900 — 1340 м, пластовое давление — 230 — 240 атм. Дебиты нефти увеличиваются к зонам распространения линзовидных прослоев песчаников и гравелитов. Водо-нефтяной контакт условно определен на абсолютной отметке — 2450 м. Высота залежи — 190м. Коэффициент заполнения ловушки нефтью близок к 1,0.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, массивного типа, осложненная литолого-стратиграфическим экраном вверх по восстанию продуктивных пород, возможно, с локальными литологическими экранами по простиранию, мало- и высокодебитная, с коллекторами порового и трещинного типов. Нефть пласта $Ю_2$-П нафтеново-метановая. Плотность нефти увеличивается от наиболее приподнятых участков ловушки к водо-нефтяному контакту и с севера на юг с 0,801 до 0,836 г/см³. Газовый фактор изменяется от 100—150 м³/м³ до 500 м³/м³. По направлению к ВНК увеличивается содержание серы с 0,01 до 0,26%, твердых парафинов с 1,0 до 6,44%, силикагелевых смол — с 1,09 до 4,28%, асфальтенов — с 0 до 0,4%. Температура в пределах залежи изменяется от 116 до 124° С в направлении от наиболее приподнятой части ловушки к опущенной.

Залежь пласта $ПК_{21}$ (нижний альб) залегает на глубине 1450 — 1510 м. Залежь открыта скважиной 36-р в 1966 г. Пласт развит в пределах всего поднятия и представлен песчаниками и алевролитами с прослоями глин. Покрышкой залежи являются глинистые породы нижнеханты-мансийской подсвиты, мощностью 130 — 140 м.

Дебиты нефти через 50 мм штуцер равны 6 — 12 м³/сутки. Пластовое давление равно 147,7 атм. Водо-нефтяной контакт ус-

левно определен на абсолютной отметке — 1460 м. Высота залежи — 60 м, коэффициент заполнения ловушки нефтью близок к 1,0. Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, массивного типа, среднедебитная, с коллекторами порового типа. По своим свойствам нефть из пласта $ПК_{21}$ резко отличается от нефтей из юрских отложений. Состав ее приведен в таблице 21. Индекс Каменного месторождения нефти — 2Н.

В пределах Каменного месторождения зафиксированы нефтепроявления в породах верхней пачки верхнефроловской подсвиты. Эти отложения коррелируются с горизонтом «М» леушинской свиты Березовского и Шаимского типов разрезов. В 1964 г. в скважине 12-р, пробуренной на южной периклинали Каменного поднятия, из интервала 1800 — 1823 м подняты глинистые породы с многочисленными мелкими линзочками и гнездами алевролитов и мелкозернистых песчаников, пропитанных нефтью.

Елизаровское месторождение нефти расположено в Ханты-Мансийском районе Тюменской области, в долине реки Оби, в 25 км к юго-востоку от Каменного месторождения (рис. 26). Оно приурочено к локальному поднятию одноименного названия, выявленному сейсморазведочными работами МОВ в 1961 году, расположенному в южной части Ендырского куполовидного поднятия Краснозленинского свода. Простирание его — северо-западное, амплитуда по поверхности фундамента равна 60 м. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается.

Поисковое бурение в пределах Елизаровского поднятия начато в 1962 году. Месторождение открыто в 1963 году первой поисковой скважиной 25-р. По состоянию на 1.1.1970 года в пределах Елизаровского месторождения пробурено 4 поисково-разведочных скважины с общим метражом 10,18 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен глинисто-алевролитовыми сланцами и кварцевыми порфиритами. Абсолютный возраст кварцевых порфиритов, определенный Б. С .Погореловым, методом сравнительной дисперсии двупреломления минералов по плагиоклазам, равен 308 млн. лет, что соответствует карбону.

По породам фундамента развита кора выветривания, которая на большей части структуры размыта. На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения тюменской свиты. Выше вскрыты отложения верхней юры, мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах атлымской свиты (нижний олигоцен) залегают четвертичные отложения мощностью 20 — 30 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Елизаровского месторождения равна 2518 — 2597 м.

В пределах месторождения выявлена одна залежь нефти в отложениях верхов тюменской свиты (средняя, частично верхняя юра) на глубинах от 2462 до 2478 м. Нефтяная залежь приурочена к пласту $Ю_2$.

Залежь пласта $Ю_2$ (средняя, частично верхняя юра) при-

урочена к породам кровли тюменской свиты, которые развиты в пределах всего месторождения. Мощность свиты меняется от 1,0 до 46 м. Пласт $Ю_2$ представлен чередованием аргиллитов и алевролитов с прослоями и линзами песчаников. Количество последних не превышает 5 — 25% от общей мощности тюменской свиты. Покрышкой залежи являются глинистые породы абалакской, баженовской и фроловской свит мощностью 638 — 623 м.

Дебиты нефти при динамическом уровне 871 — 1839 м составляют 0,36 — 4,9 м³/сутки. Водо-нефтяной контакт предполагается на абсолютной глубине — 2450 м. Высота залежи — 20 м. Коэффициент заполнения ловушки нефтью близок к 1,0. Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, массивного типа, осложненная литологическим экраном по простиранию пласта, малодебитная, с коллекторами порового типа. Плотность нефти в пласте $Ю_2$ увеличивается от сводовой части поднятия по направлению к ВНК от 0,825 до 0,933 г/см³. Газовый фактор от сводовых частей по направлению к ВНК уменьшается от 80 — 90 м³/м³ до 20 — 30 м³/м³. В этом же направлении уменьшается содержание серы от 0,18 до 0,30%, твердых парафинов — от 3,20 до 4,22%, силикагелевых смол — 1,97 до 4,45%, асфальтенов — от 0,41 до 0,47%. Индекс Елизаровского месторождения — IH.

Лорбинское месторождение нефти расположено в Ханты-Мансийском районе Тюменской области, на левом берегу реки Оби, в 20 км западнее Каменного месторождения (рис. 26). Оно приурочено к локальному поднятию одноименного названия, выявленному сейсморазведочными работами МОВ в 1963 году, расположенному в западной части Ендырского куполовидного поднятия Красноленинского свода. Простирание его — северо-восточное, размер — 4x10 км, амплитуда по отражающему горизонту «А», приуроченному к поверхности фундамента, равна 75 м. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается и по отложениям березовской свиты (турон, коньяк, сантон) составляет 10 м. При этом площадь замкнутой части поднятия уменьшается в 1,5 раза.

Поисковое бурение в пределах Лорбинского поднятия начато в 1965 году. Месторождение открыто в 1965 году первой поисковой скважиной 38-р. По состоянию на 1.I.1970 года в пределах Лорбинского месторождения нефти пробурено 2 поисково-разведочные скважины с общим метражом 4,91 тыс. м. Фундамент вскрыт обеими скважинами и представлен биотито-кварцевыми сланцами и филлитами с прослоями песчаников.

По породам фундамента развита кора выветривания мощностью 20 — 40 м. Кора выветривания развита и в сводовой части поднятия. На породах коры выветривания залегают отложения тюменской свиты мощностью 11 — 20 м. Выше вскрыты отложения верхней юры, мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах атлымской свиты (нижний олигоцен) залегают четвертичные осадки мощностью 20 — 30 м. Общая моность осадочного чехла в пределах Лорбинского месторождения равна 2384 — 2460 м.

В пределах месторождения залежь нефти выявлена в одном пласте в отложениях нижнеальбского возраста на глубинах от 1468 м до 1483 м. Нефтяная залежь приурочена к пласту $ПК_{21}$. Кроме этого, зафиксированы нефтепроявления в пласте $Ю_2$ (средняя, частично верхняя юра), в породах верхней пачки верхнефроловской подсвиты (апт) и в низах фроловской свиты.

Залежь пласта $ПК_{21}$ (нижний альб) приурочена к кровле викуловской свиты, вскрытой на глубинах 1468 — 1483 м. Пласт $ПК_{21}$ развит в пределах всего поднятия и представлен чередованием песчаников, алевролитов и глин с прослоями известняков. Покрышкой залежи являются глинистые породы нижней ханты-пансийской подсвиты мощностью 137—139 м.

При испытании скважины 38-р (интервал 1464—1483 м) получен приток воды с нефтью. Дебит воды — 23,8 м³/сутки, нефти — 0,4 м³/сутки. Однако ввиду некачественного цемента колонны приток воды, возможно, получен из нижележащих отложений викуловской свиты. Водо-нефтяной контакт условно преполагается на абсолютной глубине — 1460 м. Высота залежи — 40 м. Коэффициент заполнения ловушки нефтью равен 1,0. Возможно, объединение залежей на Лорбинской, Каменной, и Ай-Торской структурах. Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, массивного типа, малодебитная, с коллекторами порового типа.

В пределах Лорбинского поднятия зафиксированы нефтепроявления в юрских (пласт $Ю_2$), берриасских и аптских (аналог горизонта «М») отложениях.

1. В 1965 году при испытании отложений тюменской свиты в скважине 15-р (глубина залегания свиты 2420—2460 м) в интервале 2417 — 2461 м (одновременный прострел интервалов 2461 — 2455 м; 2452 — 2440 м; 2430 — 2424 м и 2422 — 2417 м) при динамическом уровне 1325 м получено 0,048 м³/сутки нефти и 37 м³/сутки газа. Температура на глубине 2417 м равна 115°С. Тюменская свита в скважине 15-р представлена чередованием алевролитов и аргиллитов с линзовидными прослоями песчаников.

2. В 1966 году в скважине 38-р при испытании интервале 2322 — 2340 м, приуроченного к отложениям верхов баженовской свиты (волжский ярус) и низам фроловской свиты (низы берриасского яруса) при динамическом уровне 1043 м получено 0,087 м³/сутки нефти и 6,0 м³/сутки газа. В интервале перфорации развиты глинистые породы, которые на электрокаротажных диаграммах характеризуются отрицательной аномалией ПС, равной 10 м, и кажущимся сопротивлением 5 омм.

3. В скважине 15-р в отложениях верхней пачки верхнефроловской подсвиты зафиксировано нефтепроявление. В интервале 1814 — 1850 м вскрыты глины с многочисленными мелкими линзами алевролитов и песчаников, пропитанных нефтью. По данным бурового журнала в процессе бурения с глубины 1895 м наблюдались нефтепроявления и разгазирование промывочной жидкости. При забое 1932,75 м отмечен кратковременный перелив чистой неф-

ти с ориентировочным дебитом 20 — 25 м³/сутки. При испытании интервала 1820 — 1846 м в 1965 году был получен перелив воды с пленкой нефти. Дебит воды — 30 м³/сутки, нефти — 0,015 м³/сутки. Вместе с водой поступал глинистый раствор, что заставляет считать, что за колонной отсутствует сплошное цементное кольцо. О наличии затрубной циркуляции указывают и замеры температуры. При испытании интервала 1820 — 1846 м на глубине 1820 м температура замерена равной 114°С, т. е. такая же, как в юрских отложениях.

Кроме отмеченных выше нефтенаправлений, в пределах локальных поднятий с залежами нефти в Красноленинском нефтеносном районе зафиксированы нефтепроявления на Мало-Атламской, Подгорненской, Кальмановской и Ай-Торской площадях.

1. Мало-Атлымская площадь расположена в Октябрьском районе Тюменской области, на правом берегу реки Оби, около пос. Малый Атлым, на окраине села Заречное. В опорной скважине 1-р, пробуренной на северо-западном склоне Мало-Атлымской локальной структуры, зафиксировано 4 нефтепроявления в отложениях тюменской и фроловской свит.

Мало-Атлымская скважина вскрыла породы складчатого фундамента на глубине 2815 м, представленного кварцевыми порфирами. По породам фундамента развита кора выветривания. Выше залегают образования параплатформенного комплекса (инт. 2778 — 2815 м), представленные чередованием вишнево-красных туфов, туфопесчаников и миндалекаменных диабазов. Абсолютный возраст диабазов, определенный Б. С. Погореловым методом сравнительной дисперсии двупреломления минералов по плагиоклазам, равен 231 млн. лет, что соответствует триасу. Выше вскрыты отложения тюменской свиты.

а) В 1959 году в скважине 1-р испытан пласт песчаника, залегающего в интервале 2704—2711 м на расстоянии 67 м от поверхности фундамента. Пласт представлен мелкозернистыми песчаниками, в кровле и подошве которых залегают битуминозные аргиллиты. По стратиграфическому положению пласт приурочен к середине радомской пачки (тоарский ярус нижней юры), индекс его — $Ю_{16}$? Открытая пористость песчаников пласта $Ю_{16}$ равна 10 — 13%, проницаемость — 0,07—0,61 мд (в среднем — 0,315 мд). При испытании пласта в интервале 2703 — 2706 м получен небольшой приток нефти с дебитом 0,0108 м³/сутки. Температура на глубине 2700 м равна 153°С. Избыточное давление на устье скважины — 14,0 атм.

б) В этом же году при испытании пласта песчаника, залегающего на глубине 2556 — 2562 м на расстоянии 37 м от кровли и 216 м от подошвы тюменской свиты (интервал перфорации 2554—2559 м), получен небольшой приток воды, нефти и газа. Замеры дебитов жидкости производились при доливе в скважину технической воды. Дебит воды равен 0,047—0,118 м³/сутки, нефти —до 0,043 м³/сутки, газа — 0,32—1,0 м³/сутки. Температура на глубине 2545 м замерена равной 142°С. Пласт представлен мелкозернистыми полимиктовыми песчаниками. По стратиграфическому положе-

нию он приурочен к низам нарыкарской пачки (батский ярус) тюменской свиты, индекс его $Ю_4$ (?);

в) В 1959 г. в Мало-Атлымской опорной скважине испытан пласт аргиллитов, залегающих в основании фроловской свиты непосредственно над битуминозными аргиллитами баженовской свиты (берриасский ярус). По электрокаротажным диаграммам в районе пласта отмечена отрицательная амплитуда ПС, равная 10 мв. При перфорации пласта в интервале 2441 — 2449 м при динамическом уровне 1250 — 1465 м получена вода с пленкой нефти. Дебит воды равен 0,35 м³/сутки, нефти — 0,146 м³/сутки. Температура на глубине 2445 м равна 106°С. Избыточное давление на устье скважины замерено равным 29,6 атм;

г) В 1960 году в Мало-Атлымской опорной скважине испытан пласт, залегающий на глубине 1729—1738 м и приуроченный к верхней пачке кошайской свиты (апт). Пласт представлен глинистыми породами с многочисленными линзами песчаников и алевролитов. Перфорирован интервал 1727—1736 м. При доливе технической воды до устья скважины дебит нефти составил 0,023—0,025 м³/сутки, газа — 0,03—0,07 м³/сутки. Избыточное давление на устье скважины равно 2,5 атм.

2. Подгорненская площадь расположена в Октябрьском районе Тюменской области, на левом берегу реки Оби, в 8 км к северо-западу от Мало-Атлымской опорной скважины. Нефтепроявления выявлены в пределах Подгорненской локальной структуры в скважине 3-р, пробуренной на восточном склоне ее.

а) В 1961 году в скважине 3-р Подгорненской площади испытан пласт $Ю_4$(?), залегающий в низах нарыкарской пачки (батский ярус) тюменской свиты. При перфорации пласта в интервале 2460—2480 м получены небольшие притоки воды с пленкой нефти. При понижении уровня жидкости в скважине до 1100 м с последующим доливом технической воды до устья дебит нефти составил 0,07 м³/сутки, газа — 0,7 м³/сутки. Избыточное давление на устье скважины равно 12,0 атм;

б) В 1961 году в этой же скважине при испытании пласта глинистых пород, залегающего в основании фроловской свиты (берриасский ярус) непосредственно над битуминозными породами баженовской свиты, получены небольшие притоки воды с пленкой нефти. Перфорирован интервал 2367—2376 м. Дебит воды равен 0,06 м³/сутки, нефти — 0,04 м³/сутки. Температура на глубине 2665 м равна 134°С, избыточное давление на устье скважины — 6.0 атм.

3. Кальмановская площадь расположена в Октябрьском районе Тюменской области, в 20 км к северу от Каменного месторождения. Нефтепроявление зафиксировано в скважине 1-р, пробуренной в пределах южного склона Кальмановского локального поднятия. В скважине 1-р фундамент вскрыт на глубине 2476 м. Выше залегают отложения тюменской свиты мощностью 66 м. В 1961 году при испытании пластов песчаников тюменской свиты в интерва-

лах 2448—2470 м и 2406—2435 м притоков жидкости не получено. Однако в процессе испытания из затрубного пространства отмечалось выделение газа и раствора с пленкой нефти. Всего отобрано 6 м³ нефти.

4. Ай-Торская площадь расположена в Октябрьском районе Тюменской области, в 10 км к северо-западу от Каменного месторождения. В пределах Ай-Торской площади в 1961 году сейсморазведочными работами МОВ было выявлено локальное поднятие одноименного названия. По отражающему сейсмическому горизонту «А», приуроченному к поверхности фундамента, поднятие имеет размер 5х10 км, амплитуду — 70 м. Поднятие имеет субширотное простирание. Изогипсой — 2450 м оно объединяется с Каменным поднятием. Вверх по разрезу амплитуда структуры уменьшается, и по отложениям березовской свиты (турон, коньяк, сантон) оно представляется в виде структурного носа, раскрывающегося в сторону Каменного локального поднятия.

По состоянию на 1.1.1969 года в пределах Ай-Торского локального поднятия пробурено 5 поисковых скважин с общим метражом 12,67 тыс. м. Фундамент вскрыт всеми скважинами и представлен хлорит-серицитовыми, биотит-кварцевыми сланцами и катаклазированными гранитами. Абсолютный возраст сланцев, определенный Б. С. Погореловым методом сравнительной дисперсии двупреломления минералов, равен 975±15 млн. лет, что соответствует верхнему рифею. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью 20—40 м. Выше залегают отложения тюменской свиты мощностью 23—103 м. Фундамент вскрыт на глубинах 2401—2540 м, кровля тюменской свиты — на глубинах 2388—2455 м.

Нефтепроявления связаны с породами верхов тюменской свиты (пласт $Ю_2$), которые представлены, в основном, глинистыми породами с прослоями алевролитов и песчаников. В 1962—1963 гг. при испытании отложений тюменской свиты в скважинах 3. 7-р, 8-р и 20-р при динамических уровнях до 1473 м получены притоки нефти с дебитом от 0,006 до 0,288 м³/сутки. При наличии пластов песчаников с хорошими коллекторскими свойствами в пределах Ай-Торской площади следует ожидать притоков нефти с промышленными дебитами. При этом залежь будет единой с залежью в пределах Каменного локального поднятия. По-видимому, водонефтяной контакт в пласте $Ю_2$ Ай-Торского поднятия проходит на абсолютной глубине не выше — 2450 м. Температура на глубинах залегания пласта $Ю_2$ равна 114—124°С.

Определенный интерес на Ай-Торской площади представляет пласт $ПК_{21}$ в кровле викуловской свиты. По структурным построениям по кровле викуловской свиты (апт-альб) Ай-Торское поднятие объединяется с Каменной и Лорбинской локальными структурами, где в этих отложениях имеется залежь нефти. Возможно, на Ай-Торском, Лорбинском и Каменном поднятиях в кровле викуловской свиты имеется единая залежь нефти с общим внеш-

ним контуром ВНК, совпадающим с изогипсой — 1460 м. В пределах Ай-Торского поднятия пласт $ПК_{21}$ не испытывался.

Таким образом, в пределах Красноленинского района выявлено 3 нефтяных месторождения с 4 залежами и зафиксированы нефтепроявления на 6 площадях в 12 пластах.

В. Г. ЕЛИСЕЕВ, И. И. НЕСТЕРОВ

ИЗМЕНЕНИЕ ОСНОВНЫХ СВОЙСТВ НЕФТЕЙ ШАИМСКОГО И КРАСНОЛЕНИНСКОГО НЕФТЕНОСНЫХ РАЙОНОВ

Плотность нефтей. Нефти западной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции относятся к классу легких. Плотность их изменяется от 0,770 г/см^3 до 0,953 г/см^3 (Табл. 21). Среднее значение плотности не превышает 0,835 г/см^3. Нефти с плотностью 0,953 г/см^3 встречены в незначительных количествах лишь на Ереминской площади в альбских отложениях западнее Шаимского района, в пределах малоперспективных земель.

Особенностью распространения нефтяных залежей на территории изучаемых нефтеносных районов является постепенное увеличение глубин залегания залежей нефти в юрских отложениях с запада на восток. В том же направлении в общем плане наблюдается уменьшение плотности нефтей. Эта закономерность не всегда выдерживается. Наиболее легкие нефти фиксируются на Каменном месторождении и отчасти в пределах Мулымьинской и Трехозерной залежей Шаимского мегавала. Восточнее, вдоль гребня Семивидовского вала, наблюдается увеличение плотности нефти от 0,82 до 0,86 г/см^3. Нефти залежей, расположенных на поднятиях Верхне-Кондинского мегапрогиба, отличаются несколько увеличенной плотностью, значения которой колеблются от 0,852 до 0,846 г/см^3. В пределах отдельных залежей утяжеление нефтей происходит от верхней части ловушки в сторону водо-нефтяного контакта. Однако имеются отклонения от этой закономерности, особенно, в зоне выклинивания отложений вогулкинской толщи.

В зоне, где залежи нефти приурочены, в основном, к породам тюменской свиты, наиболее изученными являются месторождения Убинской группы. Здесь в пределах локальных ловушек отмечается общая закономерность: от свода поднятия к его приконтурной зоне фиксируется увеличение плотности нефти от 0,838 до 0,865, но, в целом, нефть значительно тяжелее, чем в отложениях вогулкинской толщи. Для нефтяных месторождений Шаимского незамкнутого мегавала отмечается увеличение плотностей нефти с юго-запада на северо-восток и от осевой части мегавала к его крыльям, т. е. от приподнятых его зон к опущенным.

Содержание серы в нефтях. Так же, как и у плотности нефтей, в распределении серы намечается постоянное увеличение ее содержания в нефтях более погруженых залежей. В этом направлении содержание ее изменяется от 0,1% до 0,58%. Причем увеличение содержания не везде одинаковое. По направлению с юго-запада на северо-восток, от Шаимского месторождения к Каменному, отмечается уменьшение содержания серы от 0,25% до 0,1%. На северо-запад от Шаимско-Мортымьинских месторождений содержание серы в нефтях увеличивается до 0,45%, а в отдельных случаях до 0,66%. Аномальное содержание этого элемента наблюдается также в нефтях Средне-Мулымьинской площади. В пределах залежей большинства месторождений наблюдается тенденция увеличения сернистости нефти от сводовой части к контуру.

По содержанию серы в нефтях открытых месторождений можно выделить три зоны. Первая зона с содержанием серы от 0,1% до 0,25% охватывает северо-восточное окончание Шаимского мегавала и Красноленинское сводовое поднятие. Вторая зона (содержание серы 0,25—0,35) включает месторождения средней части Семивидовского незамкнутого вала. Нефти месторождений с содержанием серы от 0,41 до 0,6% выделяются в третью зону, охватывающую юго-западное крыло Шаимского незамкнутого мегавала и месторождения Верхне-Кондинского мегапрогиба.

Содержание бензиново-керосиновых фракций. В распределении бензиново-керосиновых фракций в нефтях месторождений и нефтепроявлений наблюдается закономерное увеличение процентного содержания фракций, выкипающих до 300°С, с юго-запада на северо-восток от 35% до 66%. Такое поведение содержания фракций в нефтях выдерживается не на всех месторождениях. На отдельных участках залежей среди нефтей с содержанием бензиново-керосиновых фракций 35—40% встречаются нефти, содержащие около 55% и более бензиново-керосиновых фракций.

В пределах отдельных залежей наблюдается уменьшение выхода бензиново-керосиновых фракций в нефтях от верхних частей залежей к их приконтурным зонам. Такое поведение свойств нефти характерно для флюидов зоны выклинивания продуктивных отложений, где в скважинах, вскрывших породы складчатого основания, нефти содержат 70—90% низкокипящих фракций.

В распределении низкокипящих фракций по площади также существует некоторая зональность, которая примерно совпадает с распределением зон по плотности и содержанию серы. Первая зоны охватывает Красноленинское сводовое поднятие, Потанайское куполовидное поднятие и северную часть Верхне-Кондинского мегапрогиба. Она характеризуется выходом бензиново-керосиновых фракций от 45 до 60%. Вторая зона приурочена к месторождениям Семивидовского незамкнутого вала. Выход низкокипящих фракций в нефтях здесь равен 29—55%. На северо-запад от последней зоны фиксируется третья зона, в нефтях которой содержится 35—45% бензиново-керосиновых фракций.

В целом, необходимо отметить, что нефти южной половины Семивидовского незамкнутого вала, залегающие преимущественно в песчаниках вогулкинской толщи, имеют значительно больше бензиново-керосиновых фракций, нежели нефти из пород тюменской свиты. Это относится, в основном, к 2 и 3 зонам.

Асфальтово-смолистые вещества. Нефти месторождений изучаемых районов отличаются в большинстве своем небольшим содержанием асфальтово-смолистых веществ. Распределение их по площади весьма неравномерное. Общая тенденция уменьшения количества асфальтово-смолистых веществ наблюдается с юго-запада на северо-восток. С юга на север от залежей Семивидовского незамкнутого вала к месторождениям Верхне-Кондинского мегапрогиба количество асфальтово-смолистых веществ увеличивается.

При рассмотрении распределения средних по залежи значений содержания асфальтово-смолистых веществ по площади, как и для плотности, сернистости и т. д., можно провести разделение на зоны по количественному содержанию этих компонентов. Первая зона, для которой характерно незначительное содержание асфальтово-смолистых веществ (1—3%), находится в пределах Красноленинского поднятия. Вторая зона приурочена, в основном, к гребневой части Шаимского незамкнутого мегавала и Семивидовского вала. Эта зона характеризуется содержанием в нефтях асфальтово-смолистых веществ от 2,5 до 7,5%. К северо-западу от второй зоны фиксируется третья, характеризующаяся наибольшими значениями содержания асфальтово-смолистых веществ в размере от 6,2% до 14,7%. Наибольшую смолистость имеют нефти Средне-Мулымьинского месторождения. В пределах второй зоны, где развиты коллектора вогулкинской толщи, значения смолистости изменяются от 2% до 6%. Нефти этой группы месторождений, в общем, отличаются меньшей смолистостью, чем нефти тюменской свиты. Если сравнивать смолистость нефтей по приуроченности последних к крупным тектоническим элементам, то выявляется картина увеличения содержания смолистых веществ в нефтях от положительных структур к впадинам. На северо-востоке эта закономерность не наблюдается.

Парафинистость нефтей. Нефти месторождений Шаимского и Красноленинского районов отличаются малыми значениями содержания парафинов. Количество их колеблется от 1% до 7%. Количество парафинов в нефтях уменьшается с юго-запада на северо-восток от 3—7% до 2—4%. Уменьшение содержания твердых парафинов не везде равномерное. В средней части Семивидовского вала количество парафинов увеличивается до 6%, затем снова уменьшается. Фиксируется также увеличение парафинистости от гребневых частей Шаимского мегавала к его крыльям. Наименее парафинистыми являются нефти Красноленинского свода. Нефти Верхне-Кондинского мегапрогиба характеризуются некоторым повышением содержания парафинов (до 5,5%). Зона месторождений южной половины Семивидовского вала отличается несколько увеличенными

значениями концентраций парафинов. Количество их в среднем по залежам колеблется от 3,5% до 6,1%.

Газовый фактор нефтей. Этот параметр довольно изменчив для всех месторождений. При прослеживании его значений для всех месторождений намечается тенденция увеличения газового фактора в северо-восточном направлении. Наиболее газонасыщенными являются нефти Красноленинского свода. Величина газового фактора на Каменном месторождении изменяется от 10 м³/м³ до 500 м³/м³ и более, а на Потанайском куполовидном поднятии — доходит до 123 м³/м³. Нефти Верхне-Кондинского мегапрогиба отличаются незначительной газонасыщенностью. Величина газового фактора здесь колеблется от 38 до 66³/м³. Различна также газонасыщенность нефтей Шаимского незамкнутого мегавала. Газовый фактор изменяется в пределах 20—100 м³/м³. Имеются аномально высокие значения газонасыщенности. Так, в пределах Южно-Тетеревской залежи газовый фактор нефти из скв. 62 составляет около 550 м³/м³, что связано с присутствием газовой шапки на этом месторождении.

Температура. Значения этого параметра в залежах нефти весьма различны как по площади, так и по глубине. Температура изменяется от 75° до 125°С при изменении глубин от 1500 м до 2450—2500 м. Изотермы по поверхности тюменской свиты и фундамента нарастают с юго-запада на северо-восток. Прямой зависимости температуры от глубины не наблюдается. В Верхне-Кондинском мегапрогибе на глубинах 1950 м —1750 м температуры колеблются от 67 до 75°С, причем понижение температуры характерно для более погруженных участков. На тех же глубинах в пределах западного крыла Шаимского мегавала значения температур несколько выше. Они составляют — 80—85° С. В то же время в южной части района исследований наблюдаются незначительные температуры (63°—65°С) на глубинах порядка 1850—1910 м. В пределах Шаимского незамкнутого вала, где глубины до фундамента в изученной части изменяются от 1200 м до 2160 м значения температуры варьируют от 66° до 92°С. С некоторой условностью можно констатировать, что более повышенные температуры характерны для районов Внешнего тектонического пояса Западно-Сибирской плиты. Меньшие значения этого показателя фиксируются в депрессионных зонах и на моноклиналях.

Попутный газ. Количество и качество этого компонента зависит от различных условий, включающих состав нефти, температуру пласта, глубину залегания его, пластовое давление и т. д. На территории открытых месторождений наблюдается увеличение содержания тяжелых газообразных углеводородов от месторождений мегавала к залежам на Красноленинском своде. Если в пределах Шаимских месторождений содержание тяжелых углеводородов изменяется от 15% до 37%, то на Красноленинском своде сумма тяжелых углеводородов в попутном газе составляет 24,87%—42,78% (табл. 22).

Месторождения нефти, приуроченные к Верхне-Кондинскому мегапрогибу, отличаются друг от друга по содержанию тяжелых углеводородов в газе. На Лемынском нефтяном месторождении попутные газы содержат около 5% тяжелых углеводородов, то на соседнем, Даниловском, количество их достигает 29%. Незначительное содержание гомологов метана характерно для попутных газов Средне-Мулымьинского, Толумского и Убинского месторождений. Отдельные залежи Шаимско-Тетеревской группы месторождений содержат попутные газы, количество гомологов метана в которых составляет в среднем около 37%, то есть приближается к содержанию их в газах месторождений Красноленинского свода. В пределах большинства залежей отмечается понижение жирности попутного газа к зоне водо-нефтяного контакта. Наибольшие значения содержания тяжелых углеводородов встречаются в скважинах, близких к зоне выклинивания продуктивного пласта.

Обращает на себя внимание присутствие углекислого газа в попутных и растворенных в воде газах. Фоновые концентрации углекислого газа обычно не превышают 1 — 3%. На ряде площадей и месторождений обнаружены повышенные значения CO_2. Основная часть газов, имеющих в своем составе этот компонент, фиксируется в пределах Шаимского незамкнутого мегавала. Содержание его колеблется от 3,2% до 96% от общего количества флюида. Наиболее сильная газонасыщенность CO_2 отмечается в приконтурных водах Трехозерной залежи нефти 88 — 96%). Попутные газы этого месторождения также содержат иногда до 52,07% углекислоты. Такая же картина наблюдается и на Толумском месторождении, где в ряде скважин обнаружен CO_2. Наиболее крупное газопроявление, выразившееся фонтаном около 200 тыс. $м^3$/сутки углекислого газа с газоконденсатом, обнаружено на Семивидовском поднятии.

Групповой углеводородный состав нефтей. Нефти из юрских отложений юго-западной части Западно-Сибирской низменности по составу сходны между собой. Они являются метаново-нафтеново-ароматическими. Изменение отдельных групп углеводородов в пределах залежей незначительное. В нефтях обычно преобладают метановые углеводороды. Содержание ароматических углеводородов изменяется от 11% до 24,4%. В северо-восточном направлении наблюдается увеличение содержания метановых углеводородов от 37 — 63% до 60 — 73%. Групповой состав нефтей отдельных месторождений несколько отличается друг от друга. Нефти Трехозерного месторождения имеют нафтеново-метановый и метаново-нафтеновый состав. Содержание метановых углеводородов в дистиллате колеблется в пределах 37 — 50,6%. Наибольшее количество метановых углеводородов содержат нефти в зоне выклинивания продуктивного горизонта. Нефти этого месторождения, в отличие от нефтей других залежей, характеризуются значительным содержанием нафтеновых угловодородов (28 — 46% против обычных 11 — 31%).

В нефтях всех месторождений содержится примерно одинаковое количество ароматических углеводородов (15 — 20%). Иногда количество их повышается до 35,5%. На Тетерево-Мортымьинском месторождении фиксируется увеличение процента выхода метановых углеводородов и уменьшение нафтеновых. Содержание ароматических остается почти неизменным.

Отмеченная выше зональность в распределении некоторых компонентов нефтей Шаимского и Красноленинского районов отражает лишь самые общие качественные изменения состава нефтей. Характерной особенностью нефтей изучаемой территории является почти полное отсутствие количественных зависимостей. Ни в региональном плане, ни по отдельным залежам не отмечается удовлетворительных статистических связей между содержанием серы, смол, асфальтенов, твердых парафинов с одной стороны и плотностью нефтей, глубиной залегания их залежей, метаморфизмом вмещающих пород—с другой стороны. По некоторым залежам отмечается лишь тенденция к определенной связи в изменении начала кипения нефтей, выхода фракций, выкипающих до 200° С и содержания асфальтенов. По Трехозерной залежи с увеличением плотности нефти в среднем от 0,81 до 0,88 г/см³, начало кипения нефтей увеличивается от 50° С до 80 — 85° С. При этом выход фракций, выкипающих до 200° С, уменьшается от 30—35% до 10—15%, а содержание асфальтенов увеличивается от 0,2 до 1,8 — 3,6%.

От глубины залегания залежей, в целом по изучаемой территории в юрских отложениях, плотность нефтей изменяется независимо. Однако намечается некоторая территориальная зональность. По линии от Трехозерной залежи до Средне-Мулымьинской (Трехозерная, Западно-Мортымьинская, Южно-Мортымьинская, Мортымья-Тетеревская, Южно-Тетеревская, Северо-Тетеревская, Средне-Мулымьинская) с изменением глубины их залегания от 1450 м до 1800 м, средняя плотность нефти почти линейно увеличивается от 0,825 до 0,875 г/см³. По линии от Северо-Толумской до Мало-Убинской залежи (Северо-Толумская, Южно-Толумская, Верхне-Толумская, Южно-Убинская, Мало-Убинская) с изменением глубины от 1750 до 1950 м, плотность нефти увеличивается от 0,830 до 0,880 г/см³. Такая же зависимость имеется в пределах Даниловской, Лемьинской и Верхне-Лемьинской залежей. Прямопротивоположная зависимость имеется по группе месторождений, приуроченных к Красноленинскому своду и северо-восточной периклинали Шаимского незамкнутого мегавала. Здесь по линии, проходящей через Каменную, Северо-Потанайскую, Южно-Потанайскую, Филипповскую и Северо-Убинскую, площади при изменении глубины от 1900 м до 2450 м плотность нефти в юрских залежах уменьшается от 0,84 — 0,85 г/см³ до 0,81 — 0,82 г/см³.

Особо следует остановиться на анализе распределения в залежах нефти асфальтенов и серы. Для месторождений Западно-Сибирской низменности отмечается повышенное содержание асфальтенов в залежах нефти, где вмещающие отложения имеют конти-

нентальный или прибрежно-морской генезис с повышенным содержанием в породах гумусового органического вещества. Залежи нефти, вмещающие отложения которых содержат повышенное содержание сапропелевого органического вещества (преимущественно морские фации), как правило, содержат повышенное содержание серы. В связи с этим, содержание серы и асфальтенов в нефтях можно рассматривать в качестве показателя фациально-геохимической среды, в условиях которой происходило формирование залежей нефти. Поскольку с глубиной содержание серы и асфальтенов в нефтях уменьшается, то для сравнительной характеристики условий формирования нефтяных залежей нами предлагается использовать фациально-геохимический коэффициент, равный отношению содержания асфальтенов к сере. При значениях этого коэффициента более 1 (преобладание асфальтенов) следует предполагать формирование залежей нефти за счет органического вещества с повышенным содержанием гумусового органического материала, а при значениях его меньше 1 в составе материнского рассеянного органического вещества, по-видимому, в повышенном количестве присутствовал сапропелевый материал. В нефтях юрских отложений Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов количество асфальтенов примерно в 2 раза больше, чем серы. С глубиной это соотношение примерно остается постоянным. В связи с этим, для рассматриваемой территории, нефти, содержащиеся в морских отложениях с преобладанием сапропелевого рассеянного органического вещества должны иметь значения фациально-геохимического коэффициента менее 2.

Соответственно, нефти, содержащиеся в породах с повышенным количеством гумусового органического вещества, должны иметь значения фациально-геохимического коэффициента более 2.

На рис. 39 приведена схема изменения величины фациально-геохимического коэффициента для нефтяных залежей, содержащихся в юрских отложениях Шаимского и Красноленинского района. В юго-западной и юго-восточной частях Шаимского мегавала и в пределах Красноленинского свода, где нефть, в основном, содержится в прибрежно-морских и морских верхнеюрских породах вогулкинской толщи фациально-геохимический коэффициент изменяется от 0,7 — 0,8 до 2,0, т. е. в пределах теоретических значений, указывающих на формирование залежей за счет органического вещества с повышенным содержанием сапропелитов. Обращает на себя внимание зона, ориентированная почти вкрест простирания Шаимского мегавала, захватывающая Лемьинские, Даниловские, Филипповское и частично Северо-Убинское месторождения. В этой зоне отмечаются пониженные значения фациально-геохимического коэффициента, что вполне согласуется с условиями осадконакопления юрских отложений. Здесь в районах, отмеченных выше месторождений, развита вогулкинская толща.

Повышенные величины (больше 2) фациально-геохимического коэффициента наблюдаются в залежах нефти, расположенных по

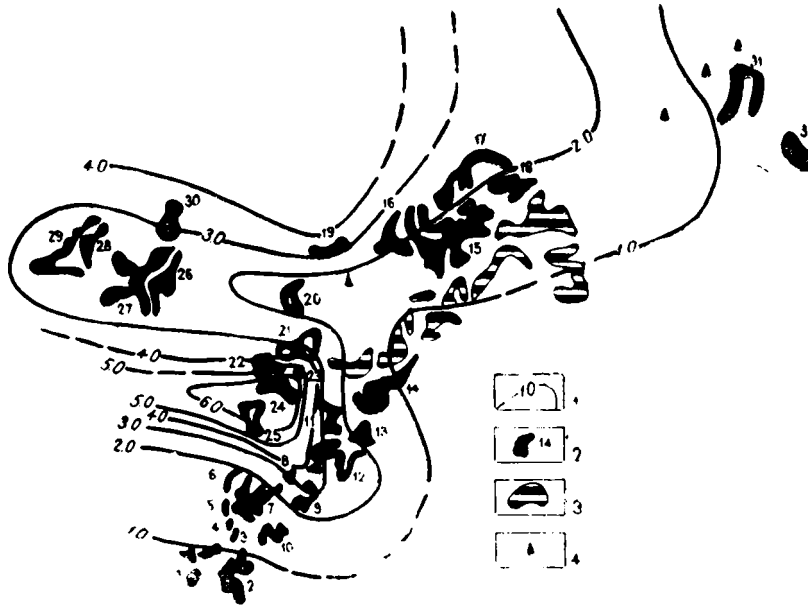


Рис. 39. Схема изменения фациально-геохимического коэффициента в верхнеюрских отложениях Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов.

1 — изолинии фациально-геохимического коэффициента (отношения содержания в нефтях асфальтенов к сере); 2 — выявленные нефтяные и газоконденсатные залежи; 3 — предполагаемые нефтяные и газоконденсатные залежи; 4 — нефтепроявления, месторождения; 1 — Мулымьинское; 2 — Трехозерное; 3 — Северо-Трехозерное; 4 — Южно-Мортымьинское; 5 — Западно-Мортымьинское; 6 — Северо-Мортымьинское; 7 — Мортымья-Тетеревское; 8 — Северо-Тетеревское; 9 — Восточно-Тетеревское; 10 — Южно-Тетеревское; 11 — Северо-Толумское; 12 — Южно-Толумское; 13 — Восточно-Толумское; 14 — Южно-Семивидовское; 15 — Южно-Потанайское; 16 — Западно-Картопьинское; 17 — Северо-Потанайское; 18 — Восточно-Потанайское; 19 — Южно-Кандырское; 20 — Филипповское; 21 — Северо-Убинское; 22 — Западно-Убинское; 23 — Мало-Убинское; 24 — Южно-Убинское; 25 — Северо-Мулымьинское; 26 — Восточно-Даниловское; 27 — Западно-Даниловское; 28 — Восточно-Лемьинское; 29 — Западно-Лемьинское; 30 — Верхне-Лемьинское; 31—Каменное; 32 — Елизаровское.

северо-западному склону Шаимского мегавала. Нефть здесь содержится, в основном, в отложениях тюменской свиты, накапливавшихся в континентальных условиях. Максимальные (5,9 — 7,5) значения фациально-геохимического коэффициента приурочены к нефтям Южно-Убинского и Мало-Убинского месторождений, в пределах, которых все три песчаных пласта вогулкинской толщи замещены глинистыми породами, и нефть содержится в отложениях тюменской свиты.

Следует обратить внимание еще на одну особенность связи условий образования залежей с содержанием асфальтенов и серы в

нефтях. При низких значениях фациально-геохимического коэффициента (менее 2,0) газовый фактор нефтей повышенный и достигает до 100 — 110 м³/м³. В отдельных случаях в зоне с низкими значениями этого коэффициента в залежах появляются газоконденсатные шапки (Южно-Тетеревское, Семивидовское и Западно-Даниловское месторождения). Т. е., с помощью изучения фациально-геохимического коэффициента представляется возможным прогнозирование залежей нефти с газоконденсантными и газовыми шапками.

Приведенный материал показывает, что состав нефтей, в частности, содержание асфальтенов и серы, тесно связан с условиями накопления вмещающих пород и типами органического вещества в них, что следует учитывать при прогнозировании залежей и выяснении условий их формирования.

В. Г. ЕЛИСЕЕВ, Н. В. МИЗИНОВ,
И. И. НЕСТЕРОВ, И. Н. УШАТИНСКИЙ

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

В юго-западной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции выявлены 33 нефтяных месторождения, которые приурочены к Приуральской и Фроловской нефтегазоносным областям. Нефтяные месторождения обнаружены в отложениях средней и верхней юры на глубинах 1400 — 2500 м, в породах юрского и аптского возраста. Нефтяные залежи в отложениях аптского возраста (Каменное, Лорбинское и, возможно, Ай-Торское поднятия) приурочены к крупным положительным структурам Внутренней области плиты.

Подавляющая часть месторождений расположена на структуре первого порядка — Шаимском незамкнутом мегавале, имеющем северо-восточное простирание. Меньше выявлено месторождений в пределах Верхне-Кондинского мегапрогиба и Красноленинского свода (Верхне-Лемьинское, Лемьинское, Даниловское). На данной стадии поисково-разведочных работ основная часть нефтяных залежей выявлена в песчано- алевритовых породах вогулкинской толщи верхнеюрского возраста. Несколько меньшее их количество отмечается в континентальных образованиях тюменской свиты.

Песчано-алевритовые породы вогулкинской толщи, в основном, распространены на приподнятых и наиболее тектонически активных участках положительных структур. При этом наибольший возрастной диапазон преимущественно песчаных пород вогулкинская толща имеет в пределах приподнятой гребневой части Шаимского мегавала (Семивидовский вал). На крыльевых его участках фиксируется уменьшение песчанистости верхнеюрского разреза за счет глинизации пластов $П_{1-2}$. Такой же характер толща имеет и на куполовидных поднятиях, структурных носах, расположенных в пределах Верхне-Кондинского мегапрогиба и на моноклиналях.

Как было показано выше, наблюдается закономерная связь распространения верхнеюрских песчано-алевритовых пород вогулкинской толщи с наиболее приподнятыми структурами I и II порядка, расположенными в пределах Внешнего пояса плиты. Чем контрастней структура и выше ее порядок, тем больший стратиграфиче-

ский диапазон в верхнеюрских образованиях занимают песчано-алевритовые породы вогулкинской толщи.

В зоне развития преимущественно глинистых верхнеюрских пород залежи нефти фиксируются в породах тюменской свиты. Положение контактов нефть-вода в залежах в региональном плане погружается в восточном и северо-восточном направлениях, вместе с погружением вмещающих пород. Отметки контактов изменяются от 1422 м до 2500 м и более. Наклон контактов фиксируется и в северо-западном направлении, от западного крыла Шаимского незамкнутого мегавала к бортовым и центральным частям Верхне-Кондинского мегапротиба. Особенностью положения ВНК в пределах локальных поднятий является то, что они в большинстве своем опускаются за пределы замыкающих изогипс структур. Это обуславливается особенностями распределения колекторов на структурах, которые образуют ловушки литолого-стратиграфического типа. Нефтяные месторождения располагаются в полосе северо-восточного простирания шириной 100—150 км, охватывающей как приподнятые зоны, так и погруженные. Севернее этой полосы обособляются газовые месторождения Березовского района.

Вопросы нефтегазообразования, миграции и формирования залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции освещены в работах Н. Н. Ростовцева, И. И. Нестерова, Ф. Г. Гурари, А. Э. Конторовича и др. Эти исследователи считают, что основным материалом для образования углеводородов служит рассеянное органическое вещество вмещающих осадочных толщ. Вышеприведенные данные по изменению состава нефтей в залежах полностью подтверждают такую точку зрения. Анализ геолого-геохимических данных позволяет выделить в пределах исследуемого района несколько толщ, органическое вещество которых могло быть источником генерации углеводородов. Самой нижней из них является толща юрского возраста морского и континентального генезиса. С юрскими образованиями, как указывалось ранее, связаны п основные месторождения нефти.

Прямым подтверждением связи залежей нефти с вмещающими породами являются карты изоконтактов. Впервые они были построены Н. Н. Ростовцевым (1961) для газовых месторождений Березовского района в виде карт изобар. При построении карты изобар Н. Н. Ростовцев исходил из того, что по мере погружения пластов в сторону центра низменности, в них нарастает упругость растворенных в воде газов. В процессе газообразования давление насыщения пластовых вод непрерывно растет. Растворенный газ вместе с водой из зон с большими концентрациями начинает диффундировать в зоны с низкими его содержаниями. При этом в ряде наиболее высокоамплитудных ловушек гидростатическое давление становится меньше упругости растворенных газов, и газ выделяется в свободную фазу, образуя залежи. Такие ловушки должны располагаться выше некоторой поверхности, на уровне которой пластовое давление и упругость растворенных газов равны. Такая

же картина заполнения ловушек происходит и с нефтью, залежи которой распределяются так же, как и газовые, что заставляет предполагать, что при своем формировании нефтяные залежи проходили стадию газовой фазы. И. Н. Нестеров (1969) объясняет соответствие карт изобар с распределением нефтяных и газовых залежей по-иному. Он считает, что одних диффузионных процессов и интенсивности газообразования из рассеянного органического вещества недостаточно без создания в ловушках давления насыщения газов больше гидростатического. Процесс выделения газов из растворенного в свободное состояние в отдельных ловушках происходит за счет региональных тектонических колебательных движений, приводящих к снижению гидростатического давления за счет изменения уровня мирового океана. Такие изменения уровня океана происходили в этапы регрессий.

Для построения карты изобар необходимы данные по пластовым давлениям в газовых залежах. При наличии нескольких залежей нетрудно подсчитать разницу пластовых давлений между ними, а также расстояние между этими ловушками. Разность пластовых давлений и расстояние позволяет вычислить шаг изобар.

Вычисленные величины шага изобар распространяются на ближайшие участки территории согласно структурной карте. Это дает возможность прямого прогнозирования залежей газа до постановки на них глубокого бурения при наличии подготовленной структурной основы по кровле пласта, в котором прогнозируются залежи. Если пласт в пределах рассматриваемой структуры залегает выше региональной поверхности изобар, то в этой ловушке предполагается залежь нефти или газа, если ниже — то предполагается, что пласт будет водоносным. В дальнейшем было подмечено, что линии равных пластовых давлений залежей совпадают с региональными изолиниями контактов газ — вода, нефть — вода. Это дало возможность Н. Н. Ростовцеву, И. И. Нестерову, Г. А. Толстикову построить карту изоконтактов для юрских отложений всей Приуральской части низменности. Несколько ранее (1964) Н. Н. Ростовцев составил карту изоконтактов только для Шаимской группы нефтяных месторождений.

По сравнению с картой изоконтактов И. И. Нестерова, Н. Н. Ростовцева, Г. А. Толстикова предлагаемая нами в данной работе карта изоконтактов отличается некоторой новизной (рис. 26). В процессе составления ее потребовалось увеличить шаг изоконтактов, изменить конфигурацию изолиний в связи с новыми данными, полученными по вновь открытым месторождениям. Карта позволяет оценить поднятия с точки зрения их нефтегазоносности. На месторождениях Шаимского мегавала наблюдается, как отмечалось ранее, постепенное снижение отметок ВНК от линии выклинивания к центру плиты. От западной части Южно-Мортымьинской залежи до Толумских месторождений контакты изменяются от 1502 м до 1702 м, то есть, погружаются на 200 м. Расстояние между залежами 40 км. Следовательно, в среднем изменении величины погружения контактов равно 100 м на 20 км. Однако,

при детальном расмотрении можно видеть, что шаг изоконтактов не является постоянным. ВНК на Мулымьинской залежи определен на глубине 1422 м. В северном направлении на расстоянии 12,5 км, в пределах Южно-Мортымьинской площади, он становится равным уже 1502 м, т. е. погружается на 80 м. Расстояние между внешними положениями линий контактов нефть-вода на Мулымьинской и Трехозерной залежах равно 15 км, включая площади нефтенасыщенной части, а отметки их отличаются всего на 48 — 50 м.

В первом случае региональное погружение контактов нефть — вода на каждые 100 м происходит на расстоянии 15,5 км, в другом — на расстоянии 30 км. Расчет позволил установить, что на изученной территории погружение контактов на каждые 100 м происходит примерно на расстоянии 13 — 15 км. Причем в гребневой части мегавала это расстояние имеет максимальную величину, т. е. 15 км.

В Кондинском мегапрогибе региональное изменение контактов нефть—вода и газ — вода можно провести по данным трех площадей (Лемьинская, Даниловская — нефтяные и Верхне-Кондинская — газовая). Расчет абсолютных отметок ВНК и ГВК по этим месторождениям позволил определить среднее расстояние, при котором контакты погружаются на каждые 100 м. Оно оказалось несколько меньшим, чем шаг изолиний контактов по Шаимскому мегавалу.

Исходя из этого, были проведены изолинии контактов нефть — вода, газ — вода с различным шагом. Линии изоконтактов примерно повторяют в сглаженном виде изогипсы поверхности тюменской свиты. На крупных незамкнутых поднятиях, структурных носах изолинии контактов несколько выпуклы в сторону соседних впадин. На таких участках они в некоторой степени огибают эти крупные структуры. Отметки изоконтактов изменяются от — 1300 м до — 2700 м в сторону центральной части Западно-Сибирской плиты.

Поднятия, кровля вогулкинской толщи в которых залегает выше чем отметки изолинии регионального изменения контактов, являются нефтегазоносными. То есть, если структура по данному пласту находится выше региональной поверхности наклона контактов, то перспективы ее будут положительными. Например, Кортопьинское поднятие, находящееся на северном окончании Семивидовского вала, по кровле вогулкинской толщи имеет замыкающую изогипсу — 1950 м; отметка линии ВНК, проходящей через эту структуру — 2050 м. Здесь превышение кровли пласта «П» на поднятии над плоскостью изоконтактов равняется 100 м, что подтверждает перспективность этой структуры.

Из вышеизложенного следует, что закономерное распределение залежей нефти и газа выше некоторой поверхности, определенной в нашем случае, как поверхность регионального изменения положения ВНК, дает основание предполагать, что механизм образования залежи нефти напоминает механизм образования скоплений газа.

В связи с этим, неоднократно возникал вопрос о причинах преобладания в Шаимском районе нефтяных залежей, а в Березовском — газовых, хотя фациальные условия накопления вмещающих залежи пород и глубины их залегания примерно одинаковы. Формирование нефтяных или газовых залежей в осадочных породах контролируется степенью преобразованности рассеянного органического вещества (метаморфизма) и типом его. При одинаковом типе органического вещества, при низких стадиях метаморфизма будут во вмещающих породах формироваться газовые залежи, а в

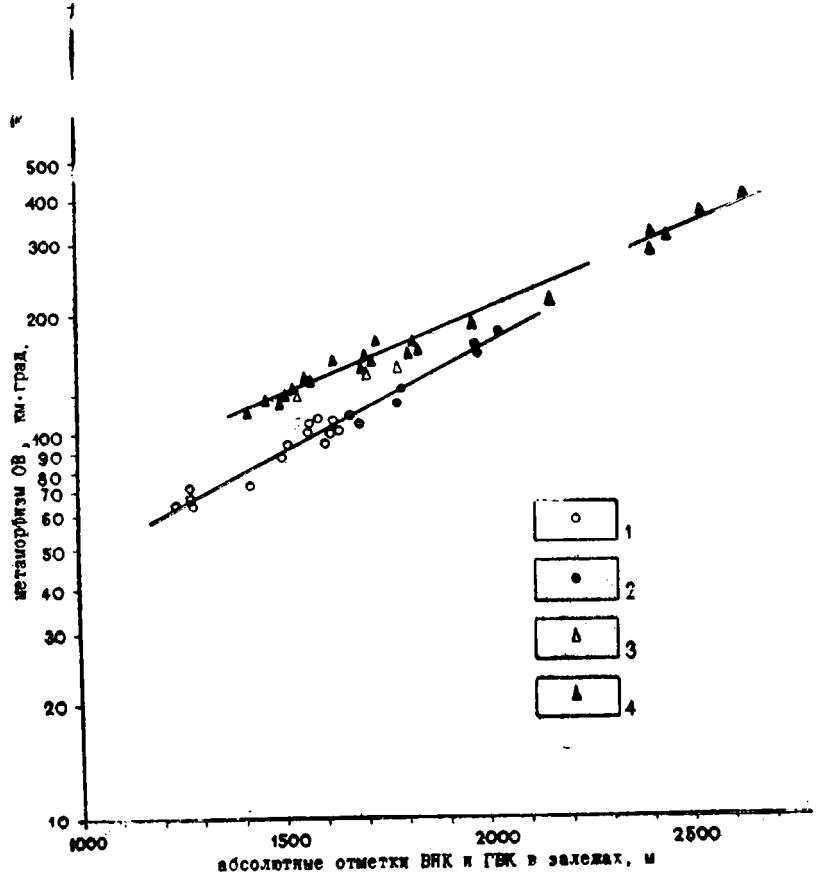


Рис. 40. Распределение залежей нефти и газа в Березовском газоносном, Шаимском и Красноленинском нефтеносных районах в зависимости от глубины залегания залежей и степени метаморфизма вмещающих пород.
Залежи:

1 — газа; 2 — газоконденсата; 3 — нефти с газоконденсатной шапкой; 4 — нефти.

более погруженных зонах, где метаморфизм рассеянного органического вещества выше — нефтяные залежи (Нестеров, 1969).

На рис. 40 показана зависимость глубин залегания залежей нефти и газа от метаморфизма органического вещества вмещающих юрских пород в Шаимском, Красноленинском и Березовском районах. При одних и тех же глубинах метаморфизм органического вещества юрских пород Шаимского района значительно выше, чем в Березовском. В последнем, при значениях метаморфизма, одинаковых с Шаимским районом, появляются газоконденсатные залежи, но при этом в составе вмещающих залежи породах резко увеличивается содержание гумусового органического вещества.

Для анализа истории развития ловушек и выяснения вероятного времени формирования залежей нефти в них наиболее благоприятными являются структуры, расположенные в гребневой части Шаимского мегавала. Удобство заключается в выдержанности продуктивного пласта в пределах их и четкости границ ловушек.

Как упоминалось в предыдущем разделе, ловушки были уже сформированы после перекрытия пород вогулкинской толщи аргиллитами и алевролитами верхней части шаимской свиты.

К концу шаимского времени ловушка для Тетерево-Мортымьинской и Северо-Тетеровской залежей была едина. Она сохранилась и к аптскому времени. Разделение произошло в конце сеномана. Южно- и Западно-Мортымьинские ловушки имели одинаковую замыкающую изогипсу к началу аптского времени. Разъединение их произошло только лишь в конце палеоцена. Южно-Толумская и Восточно-Толумская ловушки были едины к концу шаимского времени. Они разделились только к концу сеномана.

Южно-Тетеревская ловушка занимала гораздо большую площадь до конца сеномана. Она уменьшилась примерно до современных размеров к началу эоцена. Для определения времени завершения формирования залежей нефти наиболее удобна методика, опубликованная И. И. Нестеровым, Г. Э. Прозоровичем, Ф. К. Салмановым и А. В. Тяном (1968), в которой анализируются взаимоотношения контуров современных залежей и контуров ловушек на определенные отрезки времени. По этой методике нами произведен анализ взаимоотношений высот современных залежей и высот палео-ловушек.

В настоящее время высота залежи (Hz) и высота ловушки (HL) для большинства месторождений примерно одинаковы, т. к. ловушки заполнены нефтью почти полностью. Соответственно современные отношения высот $\frac{Hz}{HL}$ обычно несколько меньше или равны единице (таблица 24). Наблюдается постепенное уменьшение значений $\frac{HL}{Hz}$ от начала формирования ловушек до современного положения. Отдельные залежи к началу туронского времени (Южно-Мортымьинская и Мулымьинская) имели ловушки, превы-

Таблица 24

Взаимоотношение высот современных залежей и высот палеоловушек в вогулкинской толще Шаимского нефтеносного района

Залежи	Высота ловушки—HL (современная), м	Высота залежи—Hz (современная), м	HZ/HL	Начало готерива		Начало апта		Начало турона		Начало эоцена	
				HL	HZ/HL	HL	HZ/HL	HL	HZ/HL	HL	HZ/HL
Мулымьинская	20	20	1,00	10	2,0	15	1,33	30	0,67	25	0,80
Трехозерная	90	70	0.77	15	4,66	50	1,40	50	1,40	80	0,89
Южно-Мортымьинская	40	32	0,80	12	2,66	30	1,07	40	0,80	30	1,07
Западно-Мортымьинская	50	47	0,94	10	4,70	30	1,57	40	1,17	40	1,17
Северо-Мортымьинская	70	65	0,93	40	1,62	60	1,08	60	1,08	60	1,08
Тетеревско-Мортымьинская	100	90	0.90	20	4,50	40	2.25	40	2,25	80	1,12
Южно-Тетеревская	70	46	0,65	17	2,71	40	1,15	50	0,92	70	0,66
Восточно-Тетеревская	60	45	0,75	10	4,50	30	1,50	50	0,90	30	1,50
Северо-Тетеревская	50	38	0,73	15	2,54	30	1,27	40	0,95	40	0,95
Южно-Толумская	60	51	0,85	15	3,40	40	1,28	50	1,02	60	0,85
Северо-Толумская	80	75	0,93	10	7,50	20	3,75	40	1,87	30	2,50
Восточно-Толумская	100	90	0,90	20	4,50	40	2,25	40	2,25	70	1,28

шающие современные. Основная часть ловушек, однако, имела меньшие размеры, чем площадь современных залежей. Если считать, что завершение формирования залежей нефти происходило в момент, когда отношение высоты современной залежи к амплитуде палеоловушки равно величине современного значения этого отношения, то можно сделать следующий вывод. Из проанализированных залежей в таблице 24, объем ловушки стал больше современных запасов нефти на Мулымьинском месторождении к началу турона, на Южно-Толумском — к началу эоцена. На остальных месторождениях такие условия возникли только в послеэоценовое время, по-видимому, в неогене. Приведенные материалы показывают, что окончательное заполнение нефтью залежей Шаимского района происходило в послеэоценовое время. Не исключена возможность, что до эоцена (или неогена) формирование залежей не происходило и они образовались только в послеэоценовое (неогеновое) время. К такому же заключению приводят и другие факты.

Формирование залежей нефти и газа за счет выделения растворенных в воде газов возможно только при условии, когда их упругость будет больше гидростатического давления в пласте. Такие условия возникают в трех основных случаях. Первый случай имеет место, когда количество генерируемых органическим веществом газов настолько велико, что их упругость в пластовых водах растет быстрее, чем увеличивается гидростатическое давление в последних при погружении отложений. Второй случай связан с выделением газов в свободную фазу на локальных поднятиях при быстром и резком их росте. Третий случай предусматривает выделение углеводородов из пластовых вод при тектонических инверсиях (подъемах) всего региона или отдельных его районов, когда гидростатическое давление резко падает. Эти инверсии сопровождаются регрессией или обмелением морского бассейна.

Анализ материалов по Западно-Сибирской низменности показывает, что первые два случая не имеют практического значения. Количество генерируемых углеводородов, в целом, было недостаточным для перенасыщения ими пластовых вод, хотя в отдельных случаях это могло иметь место. В платформенных условиях Западной Сибири скорость роста конседиментных локальных поднятий низка. При погружении на 1000 — 3000 м амплитуда поднятий в нижних горизонтах возрастает не более, чем на 100 — 150 м. Снижение гидростатического давления за счет роста поднятий возможно лишь на 10 — 15 атм, за этот же период вследствие общего регионального погружения отложений гидростатическое давление увеличится на 100 — 300 атм. Максимальная скорость роста локальных поднятий составляет 1,5 — 2 м за миллион лет. При такой скорости их роста произойдет диффузионное рассеивание углеводородов. Таким образом, реальное значение имеет лишь третий случай. При этом мы допускаем выделение в свободную фазу таким путем не только газообразных, но и присутствующих в пластовых водах жидких углеводородов.

В Западной Сибири в интересующее нас время регрессивные движения происходили в валанжине, готериве, апте, альбе, сантоне. Наиболее значительное поднятие региона произошло в неогене, которое вызвало полную регрессию палеогенового моря и превратило Западно-Сибирскую низменность из области седиментации в денудационную равнину (Казаринов, 1958; Гурова, Казаринов, 1962; Нестеров, 1969; Рудкевич, 1969). Учитывая глубину палеогенового моря (не менее 200 м) и мощности соответствующих отложений, такой подъем имел амплитуду не менее 200 м, а, вероятно, она достигала и 500 м.

Из всех тектонических инверсий для нас, с точки зрения формирования залежей нефти и газа, представляют интерес только те, которые проявились после возникновения замкнутых структурных ловушек. Как отмечено выше, формирование всех основных ныне нефтеносных или газоносных ловушек завершилось к началу неогена или в неогене. Следовательно, наиболее важное значение для нас имеет палеоген-неогеновая тектоническая инверсия. Учитывая названную амплитуду (200—500 м) подъема отложений, вызванного этой инверсией, гидростатическое давление в пластах должно было снизиться не менее чем на 20—50 атм. При изначальных пластовых давлениях 100—200 атм в этом случае выделится от 10—25 до 20—50% растворенного в водах (или нефти) газа. В абсолютном выражении содержание свободного газа при этих же давлениях в песчанике объемом 1 м^3 и с пористостью 20% соответственно составляет 40 и 20 м^3. Изменение температуры при подъеме отложений на 200—500 м имеет сравнительно малый перепад (6—15 градусов по Цельсию) и оказывает меньшее влияние на выделение углеводородов в свободную фазу. Движение пластовых вод, переносимых ими и выделившихся в свободное состояние углеводородов, будет направлено в сторону возникших при тектонической инверсии зон пониженного давления.

Соответственно этапам указанной тектонической инверсии и образованию структурных ловушек происходило и формирование залежей нефти и газа в Западной Сибири. В настоящее время на основных месторождениях изучаемого региона ловушки в продуктивных отложениях юры и мела заполнены, как правило, нефтью или газом до замка. Следовательно, окончательное заполнение их углеводородами произошло после завершения формирования ловушек в современном их объеме.

Начало формирования залежей нефти и газа в Западной Сибири по существу определяется началом соответствующей тектонической инверсии (не считая некоторого запаздывания по отношению к ней процесса поступления углеводородов в ловушки). Его завершение может совпадать по времени с окончанием тектонической инверсии или определенного ее этапа в этом или ином районе, что зависит от соотношений объема ловушки и количества выделившихся из пластовых вод при инверсии (амплитуда подъема) и поступивших в нее углеводородов. Иначе говоря, формирование

залежей может происходить в одну или несколько стадий, соответствующих определенным этапам тектогенеза.

Анализ свойств нефтей в залежах (Салманов, Прозорович, 1968; Рыльков, 1969 и др.) показывает, что их плотность, содержание смол, асфальтенов, серы закономерно и плавно в соответствии с гравитационной дифференциацией нефтей уменьшаются от свода ловушек к их крыльям и периклиналям, что указывает на постепенное, без заметных перерывов, формирование залежей. Об этом же свидетельствуют генерации и распространение карбонатов в нефтеносных пластах, а также структурные особенности глинистых минералов (Ушатинский, Бабицын, 1970) в цементе коллекторов. Однако в ряде нефтяных залежей Среднего Приобья по люминесцирующим свойствам карбонатов (Щепеткин, 1970) и распределению плотности нефтей в пластах (изменяется пульсационно) фиксируются, по крайней мере, два этапа активного поступления углеводородов в ловушки.

Как отмечено выше, палеотектонический анализ условий формирования нефтяных и газовых залежей Западной Сибири свидетельствует о завершении этого процесса в неогеновое или даже раннечетвертичное время; следовательно, в целом, длительность основной фазы формирования залежей в Западной Сибири определяется длительностью проявления в каждом нефтегазоносном районе соответствующего этапа палеоген-неогеновой инверсии (без учета времени стабилизации залежей после заполнения ловушки углеводородами). К таким же выводам о времени формирования залежей нефти и газа в Западной Сибири приводит и изучение минералогии и физико-химических особенностей коллекторов и их глинистых перекрытий.

Начало и длительность формирования нефтяных и газовых залежей могут быть установлены (с определенной долей условности) по различиям в процессах аутигенного минералообразования в нефтегазонасыщенных и водонасыщенных породах. Поскольку эти процессы являются по своему существу электролитическими, они в породах, заполненных углеводородами, прекращаются, а в водоносных — продолжаются. Исходя из этого, Г. Н. Перозио еще в 1964 году (Перозио, 1964) показала, что приход нефти в пласты известных тогда на западе и в центре Западной Сибири месторождений произошел при глубине их залегания 1300—1500 м, что примерно соответствует палеогену. Изучая новообразованные минералы титана, кремния (регенерированный кварц), пелитизацию полевых шпатов, Г. Э. Прозорович (1968) также пришел к выводу, что время поступления нефти в пласты месторождений Среднего Приобья не древнее палеогена, причем соотношения этих минералов в нефтеносных и водоносных породах указывают на весьма молодой возраст залежей. К такому же заключению пришли И. Н. Ушатинский и др. (1968, 1969, 1970), изучая минералогию глинистого цемента коллекторов. В последнем случае оказалось, что эпигенетический каолинит в цементе нефтеносных песчаников

неокомских и верхнеюрских нефтяных месторождений имеет менее совершенную структуру (каолинит $К^1_2$, табл. 16), а в соответствующих им по гранулометрическим показателям водоносных — более совершенную (каолинит $К_2$). Таким образом, длительность формирования этих залежей определяется временем трансформации менее совершенной структуры каолинита в более совершенную. Учитывая, что каолинит является здесь наиболее поздним эпигенетическим глинистым минералом, его генезис (глеевая каолинитизация), временные и генетические взаимоотношения с аутигенными карбонатами и другими минералами (частично рассмотренные ранее в настоящей книге), а также меньшую степень совершенства структуры эпигенетического каолинита в верхнемеловых отложениям (по сравнению с нижнемеловыми и юрскими), эти авторы отнесли время формирования рассматриваемых залежей к неогену.

Изложенные данные указывают на молодой возраст и небольшую длительность формирования нефтяных и газовых залежей Западной Сибири. Это вытекает и из самого способа их образования. Выделение углеводородов из пластовых вод в свободное состояние при нарушении физико-химического равновесия в пластовой системе, вызванного достаточно резким тектоническим воздыманием региона (или района), в определенном смысле подобно вскипанию жидкости при внезапном уменьшении давления и не может происходить бесконечно долго. А. И. Леворсен (1958) считает, что такой процесс протекает минимум за сотни лет, максимум за миллион лет. Дополнительные затраты времени требуются на оттеснение выделившимися в свободное состояние углеводородами пластовых вод в ловушках.

Представления о высокой скорости формирования нефтяных и газовых месторождений вполне согласуется с возникновением гигантских скоплений газа на севере Западной Сибири в результате проявления здесь раннечетвертичных тектонических подвижек. (Кулахметов, 1969). Значительные запасы нефти в юго-восточном Азербайджане связаны с отложениями верхнего плиоцена, дислоцированными также в четвертичном периоде. Анализ тектонических дислокаций и особенностей строения нефтяных месторождений Русской платформы, приуроченных к отложениям палеозоя, привел К. Б. Аширова (1967) к выводу об их формировании в конце неогена и начале четвертичного периода. Молодой возраст и небольшую длительность формирования имеют большинство месторождений нефти и газа других регионов СССР и зарубежных стран (Леворсен, 1958 и др.).

Сохранность нефтяных и особенно газовых залежей непосредственно зависит от времени их формирования. Абсолютно непроницаемых экранов, способных полностью и навсегда изолировать диффузионное рассеивание углеводоров (в первую очередь газообразных), не существует. Экраны являются более или менее надежными при определенных условиях и на тот или иной отрезок времени. В приведенных нами расчетах в формуле диффузионного

расхода газа сквозь глинистые покрышки время является одним из основных параметров и непосредственно входит в расчетную формулу. Как из нее видно, накопление и сохранность гигантских залежей газа на севере Западно-Сибирской низменности обеспечивались не только высокими экранирующими свойствами глинистых покрышек, но и сравнительно малой длительностью диффузионного рассеивания сквозь них газа из залежей. При принятом нами неогеновом времени (25 млн. лет назад) их формирования диффузия газа сквозь покрышку I класса (табл. 19) не превысила 1% современных запасов газа в сеноманской залежи Уренгойского месторождения. Потери газа в ряде месторождений Березовского района при допущении их альбского времени (100 млн. лет назад) формирования составляют (покрышка III класса) более половины от их современного объема. Наблюдающееся в настоящее время заполнение ловушек в этом районе до замка структуры требуют признания их более молодого, чем альб, времени формирования и (или) дополнительного поступления углеводородов в ловушки, компенсировавшего диффузионный расход газа из них.

Важным вопросом при поисках нефтяных залежей в юрских отложениях Шаимского и Красноленинского районов является определение контуров линии выклинивания и замыкающей изогипсы поверхности продуктивного горизонта. Наиболее сложным является обнаружение зон отсутствия вогулкинской толщи.

Остановимся на закономерностях распределения зон выклинивания продуктивного горизонта вогулкинской толщи и методе их определения. Прежде всего обращает на себя внимание непрерывное прослеживание зоны отсутствия вогулкинской толщи в осевой части мегавала, независимо от современных гипсометрических отметок поверхности фундамента. На крыльях Шаимского мегавала линия выклинивания продуктивного горизонта также не контролируется современным гипсометрическим положением кровли фундамента. В одних случаях она поднимается по восстанию почти к оси мегавала, в других — опускается на далекие погружения его крыльев.

Локальные поднятия, осложняющие гребневую часть Шаимского мегавала, по поверхности фундамента имеют незначительные амплитуды (25—50 м), расплывчатые очертания и разнообразную ориентировку длинных осей. Однако преобладают поднятия северо-восточного и северо-западного простираний .Структуры с широтной и субмеридиональной ориентировкой встречаются реже.

Наблюдается довольно четкая зависимость характера распределения зон отсутствия вогулкинской толщи от ориентировки отдельных структурных элементов и их положения на общем приподнятом фоне мегавала. Поднятия и отдельные элементы их (структурные носы, мелкие купола, ложбины) северо-восточной ориентировки почти во всех случаях не имеют вогулкинской толщи на периклинальных частях. Крыльевые участки лишены продуктивного горизонта на расстояниях 1,5 км и более от замыкающей изогип-

сы. Граница выклинивания продуктивного горизонта вогулкинской толщи на структурах северо-западного простирания обычно проходит в 2-10 км от замыкающей изогипсы. Несколько меньшие значения отклонений линии выклинивания на крыльях наблюдаются в пределах структур меридионального и широтного простирания. Некоторое влияние на распределение зон отсутствия пластов группы «П» оказывают углы наклона крыльев поднятий и амплитуда их.

Для определения пространственного положения линии выклинивания юрских продуктивных отложений нами был сделан следующий анализ. По изученным участкам определялась зависимость между величиной абсолютной отметки линии выклинивания (Н) вогулкинской толщи и положением ее на локальной структуре. Замерялись следующие параметры структуры и отдельных ее тектонических элементов: абсолютная отметка поверхности фундамента в наиболее приподнятой части локального поднятия (X_1) в метрах; абсолютная отметка замыкающей изогипсы поднятия (X_2) в метрах; ориентировка длинной оси поднятия относительно стран света (X_3) в условных единицах (меридиональное направление —1; северо-восточное —2; широтное — 3; северо-западное — 4); азимут простирания (X_4) осевой зоны отсутствия вогулкинской толщи вдоль структурных элементов поднятия (структурного носа, периклинали) в условных единицах. (Азимут 0°—1; 45°—2; 90°—3; 135°—4;° 180°—5; 225°—6; 270°—7 и 315°—8). Азимуты замерялись по линии от наиболее приподнятой части поднятия.

Для 14 изученных бурением структур по программе корреляционного регрессивного многомерного анализа, составленной Н. Н. Поплавским, были изучены связи между вышеотмеченными параметрами и абсолютной отметкой линии выклинивания вогулкинской толщи. Уравнение регрессии имеет следующий вид:

$$H = -1{,}2X_1 + 2{,}17X_2 + 6{,}10X_3 - 3{,}3X_4 + 66{,}8 \pm 36$$

Множественный коэффициент корреляции для этого уравнения равен 0,93. Контрольная проверка применимости полученного уравнения регрессии показала, что наиболее сходные результаты с данными бурения получаются тогда, когда ближе к наиболее приподнятой части поднятия берется нижний предел, а в крыльевых зонах— верхний предел. Вышеприведенное уравнение справедливо только для локальных структур, расположенных в осевой зоне Шаимского незамкнутого мегавала. Определение линии выклинивания вогулкинской толщи на не изученных бурением поднятиях осуществляется по структурной карте отражающего сейсмического горизонта «А» (поверхность фундамента). Применение этой формулы с использованием геологического материала позволяет значительно снизить затраты на разведку месторождений.

Второй самостоятельной толщей, с которой связаны процессы образования нефти, является апт-альбская (викуловская свита) и, возможно, — альб-сеноманская (верхняя ханты-мансийская подсвита и уватская свита). Эти толщи сложены алеврито-глинистыми

породами с прослоями песков и песчаников. Проницаемые породы наблюдаются в викуловской и отчасти ханты-мансийской и уватской свитах. Степень метаморфизма органического вещества в этих отложениях достигает буроугольной, а на востоке района—позднебуроугольной стадии. Органическое вещество пород апт-альб-сеномана преимущественно имеет гумусовый и гумусово-сапропелитовый состав.

Учитывая слабую изученность этой толщи в пределах изучаемой территории, можно только с общегеологических позиций допустить возможность формирования углеводородов в ее отложениях. Состав органического вещества и степень его метаморфизма позволяет предполагать, что в пределах восточной части района (Красноленинский свод и восток Шаимского мегавала) могли происходить процессы нефтеобразования в отложениях викуловской свиты. В породах верхней ханты-мансийской подсвиты и уватской свиты более вероятно формирование газовых залежей. Для сохранения залежей в меловых породах существовали благоприятные условия. Сеноманские породы перекрыты кремнисто-глинистой и глинистой толщей пород мощностью до 700 м. Покрышкой аптских проницаемых отложений служат глинистые образования нижней части ханты-мансийской свиты. Коллекторские свойства пород апт-альб-сеномана весьма различны. Наиболее проницаемые породы фиксируются в отложениях сеномана. Низкие коллекторские свойства имеют породы викуловской свиты. Благоприятные структурные условия для скопления углеводородов в апт-альб-сеноманских отложениях исследуемой территории существуют на Красноленинском своде и отчасти на северо-восточном периклинальном окончании Шаимского незамкнутого мегавала. К западу от этих структур локальные поднятия не выражены на картах, построенных по кровле аптских, альбских и сеноманских отложений.

Таким образом, приведенные материалы позволяют сделать следующие основные **выводы:**

1. Нефтяные залежи Шаимского и Красноленинского районов сформировались за счет органического вещества пород, вмещающих залежи.

2. Окончательное заполнение ловушек нефтью происходило в послеэоценовое (неогеновое) время. Не исключается возможность, что залежи полностью сформировались только в неогене.

3. Газовые залежи Березовского района и нефтяные залежи в Шаимском и Красноленинском районах, по-видимому, формировались одновременно. В связи с этим, ранее сделанные выводы в работах Г. К. Боярских и И. И. Нестерова по времени формирования залежей газа в юрских отложениях Березовского района требуют пересмотра.

4. Нефтяные залежи в процессе своего формирования проходили кратковременную газовую фазу, по-видимому, по схеме, опубликованной И. И. Нестеровым (1969).

В. Г. ЕЛИСЕЕВ,
И. И. НЕСТЕРОВ,
И. Н. УШАТИНСКИЙ

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ШАИМСКОГО И КРАСНОЛЕНИНСКОГО РАЙОНОВ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО НАПРАВЛЕНИЮ ГЕОЛОГОПОИСКОВЫХ РАБОТ

Академик И. М. Губкин в речи на закрытии совещания треста «Востокнефть» (1953) указал на вероятность скоплений нефти и газа в ловушках, расположенных на восточном склоне Урала. Он предполагал, что юрские угленосные отложения Челябинского бассейна «к востоку, т. е. несколько в сторону более открытого моря, могли смениться осадками сапропелитового характера, из которых возникают битуминозные породы... При возникновении благоприятных условий эти осадки сапропелитового характера могли послужить материнским материалом для образования нефти». Считая Западную Сибирь огромной депрессией, И. М. Губкин обосновал возможность скопления нефти в приподнятых зонах этой впадины, преимущественно на погружении восточного склона Урала.

Сравнивая Западно-Сибирскую депрессию, как возможную площадь питания нефтью месторождений по ее бортам, с аналогичной депрессией, расположенной между Аппалачами и Цинциннатским поднятием в США. И. М. Губкин, таким образом, выразил свое мнение о возможности нахождения нефти на бортах Западно-Сибирской депрессии: «Я полагаю, что у нас на востоке Урала, по краю великой Западно-Сибирской депрессии, совпадающей с Западно-Сибирской равниной, могут быть встречены структуры, благоприятные для скопления нефти». В выступлении И. М. Губкина основные перспективы связывались с бортовой частью плиты. Центр депрессии являлся только источником генерации углеводородов.

Насколько нам известно, положение об увеличении перспектив нефтегазоносности к центру низменности и к его северной части было впервые обосновано Н. Н. Ростовцевым (1958) и Г. Е. Рябухиным, И. И. Нестеровым (1956). В настоящее время оно подтвердилось открытием крупнейших месторождений в этой части низменности.

Геологический материал, изложенный в предыдущих разделах, освещающий строение юго-западной части Западно-Сибирской плиты и ее фундамента, карта прогнозов нефтегазоносности мезозойских отложений низменности, составленная в 1967 г. коллективом авторов под редакцией Н. Н. Ростовцева, и карта изоконтактов явились основой для построения карты перспектив нефтегазоносности Шаимского и смежных районов (рис. 41). На этой карте вся территория земель юго-запада разделена на зоны, в пределах, которых могут быть встречены залежи нефти и газа в отложениях юры, неокома, альба и апта. Также выделены территории с неясной оценкой (малоперспективные земли) и неперспективные земли. Последние расположены западнее Шаимского района.

Малоперспективные земли занимают полосу шириной от 40 км до 100 км, охватывающую восточные части Пелымского и Туринского выступов, южную часть Восточно-Туринской моноклинали и, частично, Тюменский и Верхне-Кондинский мегапрогибы. На территории малоперспективных земель складчатое основание перекрывается осадками от неокома и выше. На ряде участков отмечаются песчано-алевритовые породы юрского возраста. Толщи, в которых можно предполагать наличие условий для скопления углеводородов, тесно связаны с районами, обрамления низменности, откуда поступали и поступают пресные, активные в геохимическом и микробиологическом отношениях воды, которые обусловили разрушение рассеяных углеводородов, образующихся в породах, В пределах земель с малыми перспективами разведано 7 площадей, по которым получены отрицательные результаты. Однако, дать окончательный вывод о полном отсутствии промышленных скоплений нефти и газа здесь пока не представляется возможным, ибо основная часть территории еще не разведана.

На отдельных поднятиях упругость растворенных в воде газов приближается к гидростатическому давлению. На Еремінской площади были получены незначительные притоки тяжелой нафтеновой нефти. Возможными продуктивными толщами этой территории могут служить отложения верхней юры и нижнего мела. Перспективные земли юго-запада Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, как уже указывалось, разделяются на области, которые состоят из ряда районов. Основная часть перспективных земель входит в состав Приуральской нефтегазоносной области, которая выделяется вдоль восточного склона Северо-Сосьвинской гряды, захватывает восточную половину Верхне-Кондинского мегапрогиба, Шаимский мегавал, Восточно-Туринскую моноклиналь и северо-восточную половину Тюменского мегапрогиба. Восточнее Приуральской нефтегазоносной области находится Красноленинский и Казымский нефтегазоносные районы Фроловской области. Красноленинский район охватывает территории одноименного свода, расположенного в непосредственной близости от Шаимского мегавала.

Для оценки перспектив нефтегазоносности отдельных локальных поднятий и целых приподнятых зон, в основном, использованы

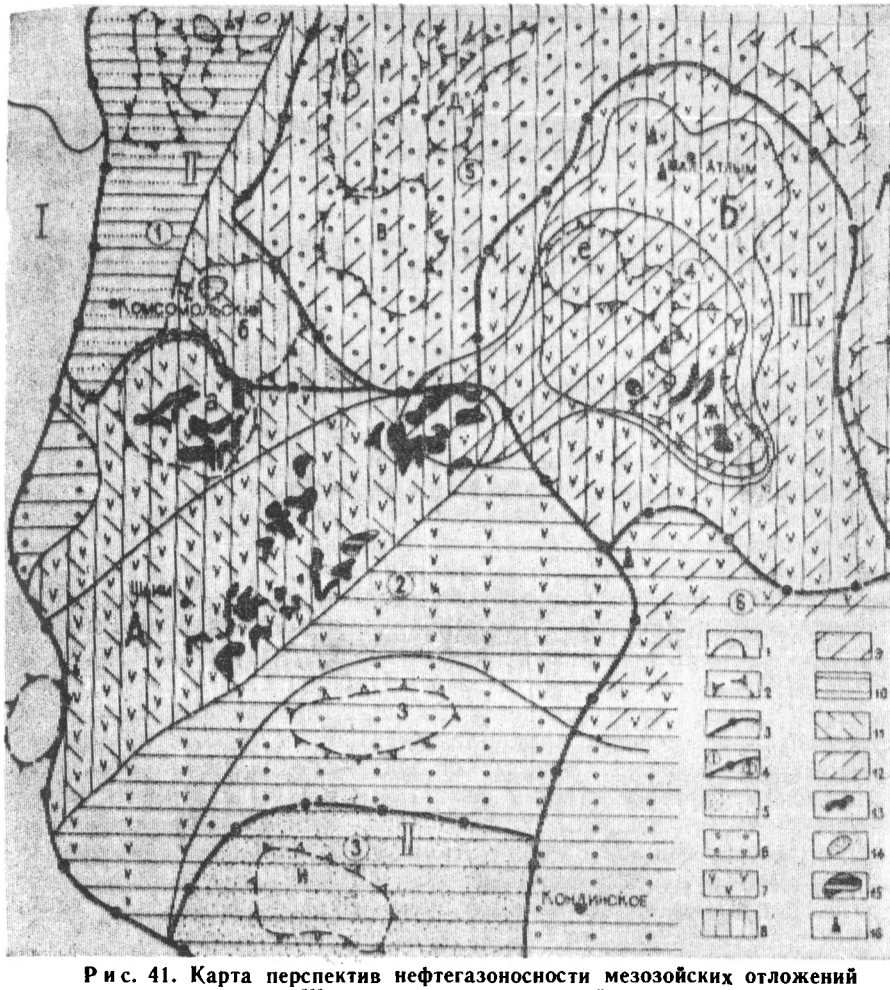


Рис. 41. Карта перспектив нефтегазоносности мезозойских отложений Шаимского и смежных районов.

1 — контуры структур I порядка (А — Шаимский незамкнутый мегавал; Б — Красноленинский свод); 2 — контуры положительных структур II порядка (а — Арантурское к. п.; б — Верхне-Кондинское к. п.; в — Тугровское к. п.; г — Нергинский вал; д — Сергинский вал; е — Потымецкое к. п.; ж — Ендырское к. п.; з — Большетапский вал; и — Леушинский структурный нос). 3 — границы нефтегазоносных областей (I — малоперспективные земли; II — Приуральская; III — Фроловская); 4 — границы нефтегазоносных районов (1 — Березовский; 2 — Шаимский; 3 — Карабашский; 4 — Красноленинский; 5 — Казымский; 6 — Западно-Иртышский). Земли преимущественно: 5 — газоносные; 6 — нефтегазоносные; 7 — нефтеносные. Земли перспективные для поисков залежей нефти и газа в отложениях; 8 — юры; 9 — апт-альба. Земли менее перспективные для поисков залежей нефти и газа в отложениях; 10 — юры; 11 — неокома; 12 — апт-альба. Выявленные месторождения; 13 — нефти; 14 — газа; 15 — газоконденсата; 16 — нефтепроявления. Примечание: к. п. — куполовидное поднятие.

карты изоконтактов, практика применения которых в изучаемых районах, показала их высокую подтверждаемость. Для прогноза наличия в перспективных ловушках залежей нефти или газа использованы данные по распространению выявленных залежей нефти и газа с учетом приуроченности их к отложениям определенного фациального облика. Также во внимание были приняты результаты распределения значений литолого-геохимического коэффициента, равного отношению содержания асфальтенов к сере по выявленным залежам нефти. В участках, по направлению к которым отмечается снижение величины этого коэффициента, предполагалось развитие наряду с нефтяными газовых залежей.

Основным объектом поисков залежей нефти и газа в Шаимском и смежных районах, являются юрские отложения. На рис. 26 дана оценка перспективности выявленных локальных поднятий на основании сопоставления глубин залегания кровли проницаемых юрских отложений в пределах их с отметками поверхности регионального наклона контактов вода — нефть и вода — газ. В случае, если абсолютная отметка кровли проницаемых юрских пород на изучаемом локальном поднятии выше региональной поверхности изоконтактов, то такое поднятие оценивалось как перспективное, если ниже — то как водоносное. Список локальных структур и их оценка перспективности приведены в таблице 25.

Из общего количества 77 проанализированных ловушек в юрских отложений Шаимского и смежных нефтегазоносных районов, залежи нефти выявлены в 30 и газа в 1 ловушке. В 8 структурах юрские отложения водонасыщены. На поднятиях, где еще не проводилось глубокое бурение, предполагается 25 ловушек с нефтяными залежами, 6 — с газовыми и газоконденсатными и 4 — водоносных. В Шаимском нефтеносном районе из общего количества разбуренных ловушек (36), в юрских отложениях залежи или признаки нефти содержатся в 30 (83%); в Красноленинском районе (общее количество разбуренных ловушек — 5) в 5 (100%); в южной части Березовского района (общее количество разбуренных ловушек — 3) залежь газа содержится в 1 структуре (33%).

На основании описанной выше карты изоконтактов для юрских отложений произведено районирование земель Шаимского и смежных районов по степени их перспективности (рис. 41). Наиболее перспективной является территория Шаимского мегавала и Верхне-Кондинского мегапрогиба. К югу и западу перспективы поисков нефти в юрских отложениях снижаются. В том же направлении отмечается уменьшение значений литолого-фациального коэффициента, что позволяет предполагать, что здесь могли существовать условия благоприятные как для формирования нефтяных, так и газовых залежей.

Определенный интерес представляют участки склонов Красноленинского свода. Здесь поверхность регионального наклона ВНК проходит ниже отметок поверхности фундамента даже за пределами замкнутой части свода. Учитывая сложность разреза юрских

Таблица 25

Характеристика перспективности
юрских отложений (локальных поднятий и ловушек) Шаимского
и смежных нефтегазоносных районов Западно-Сибирской низменности

№ п/п	Наименование локального поднятия (л. п.), ловушки (л.-к.)	Абсолютная отметка свода (H) в метрах	Абсолютная отметка по карте изоконтактов (H_1) в метрах	H_1—H в метрах	Оценка перспективности локального поднятия, ловушки
1	2	3	4	5	6
	Березовский газоносный район (южная часть)				
1.	Дружбинское л. п.	1750	1700	—50	Предположительно водоносное
2.	Адым-Юганское л. п.	1950	1980	—30	Водоносное
3.	Верхне-Кондинское л. п.	1750	1850	+100	Газоносное
4.	Рассомахское л. п.	2000	2050	+50	Предположительно газоносное
5.	Навское л. п.	1950	2050	+100	»
6.	Сыморьинское л. п.	1950	2100	+150	»
7.	Верхне-Супринское л. п.	1850	1920	+70	Предположительно нефтеносное
8.	Западно-Кондинское л. п.	1850	1790	—60	Предположительно водоносное
9.	Северо-Эсское л. п.	1600	1500	—100	»
10.	Южно-Эсское л. п.	1600	1550	—50	Водоносное
	Казымский газоносный район (южная часть)				» »
11.	Верхне-Пурданское л. п.	2000	1700	—300	Предположительно водоносное
12.	Северо-Тугровское л. п.	2150	2300	+150	Предположительно газоносное
13.	Западно-Тугровское л. п.	2100	2220	+120	»
14.	Восточно-Тугровское л. п.	2100	2300	+200	»
	Красноленинский нефтеносный район				
15.	Елизаровское (II-е)	2550	2850	+300	Предположительно нефтеносное

1	2	3	4	5	6
16.	Елизаровское (1 с)	2400	2800	+400	Нефтеносное
17.	Ай-Торское л.п.	2350	2700	+350	Предположительно нефтеносное
18.	Лорбинское л. п.	2400	2580	+180	
19.	Каменное л. п.	2350	2700	+350	Нефтеносное
20.	Ендырское л. п.	2450	2580	+130	Предположительно нефтеносное
21.	Ингинское л. п.	2400	2500	+100	»
22.	Пальяновское л. п.	2400	2680	+280	»
23.	Сиговское л. п.	2400	2700	+300	»
24.	Кальмановское л. п.	2400	2780	+380	»
25.	Ем-Еговское л. п.	2400	2650	+250	»
	Шаимский нефтеносный район				
26.	Верхне-Лемьинское л. п. Даниловское л. п.	1800	1900	+100	нефтеносное
27.	Восточно-Даниловская л-ка	1650	1740	+90	Нефтегазоносная
28.	Западно-Даниловская л-ка		1710	+60	Нефтегазоносная
29.	Средне-Иусское л. п.	1275	1350	+75	Предположительно нефтеносное
30.	Восточно-Иусское л. п.	1250	1350	+50	»
31.	Славинское л. п. Убинское л. п.	1750	1800	+50	»
32.	Южно-Убинская л-ка	1750	1840	+90	Нефтеносная
33.	Западно-Убинская л-ка		1840	+90	»
34.	Мало-Убинская л-ка		1825	+75	»
35.	Северо-Убинская л-ка		1825	+75	»
36.	Кандырское л. п.	1950	2070	+120	Предположительно нефтеносное
37.	Кетлохское л. п. Картопьинское л. п.	2000	2010	+10	»
38.	Западно-Картопьинская л-ка Потанайское л. п.	1950	2050	+100	Нефтеносная
39.	Южно-Потанайская л-ка	2000	2160	+160	Нефтеносная
40.	Северо-Потанайская л-ка		2160	+160	»
41.	Восточно-Потанайская л-ка Корсунское л. п.	2050	2200	+150	»
42.	Верхне-Корсунская л-ка Оханское л.п.	2050	2180	+130	Предположительно нефтеносная

1	2	3	4	5	6
43.	Оханская л-ка	1950	2050	+100	Предположительно нефтеносная
44.	Южно-Оханская л-ка		2000	+50	Предположительно нефтеносная
	Онтохское л. п.				
45.	Восточно-Онтохская л-ка	2050	2180	+130	»
46.	Северо-Чан-Чарское л. п.	1650	1660	+10	Предположительно нефтеносное
47.	Средне-Мулымьинское л. п.	1650	1720	+70	Нефтеносное
48.	Андреевское л. п.	1650	1650	0	Водоносное
	Толумское л. п.				
49.	Северо-Толумская л-ка	1650	1700	+50	Нефтеносная
50.	Южно-Толумская л-ка		1700	+50	Нефтеносная
51.	Восточно-Толумская л-ка		1750	+100	
	Северо-Тетеревское л. п.				
52.	Северо-Тетеревская л-ка	1550	1578	+28	Нефтеносная
53.	Восточно-Тетеревская л-ка		1625	+75	Нефтеносная
	Тетеревское л. п.				
54.	Южно-Тетеревская л-ка	1475	1525	+50	Нефтеносная
55.	Мортымьинско-Тетеревская л-ка		1550	+75	Нефтеносная
	Мортымьинское л. п.				
56.	Южно-Мортымьинская л-ка	1475	1501	+26	Нефтеносная
57.	Западно-Мортымьинская л-ка		1517	+42	Нефтеносная
58.	Северо-Мортымьинская л-ка		1545	+70	Нефтеносная
59.	Окуневское локал. п.	1500	1450	—50	Водоносное
60.	Южно-Чан-Чарское л. п.	1600	1470	—130	Водоносное
	Трехозерное л. п.				
61.	Трехозерная л-ка	1350	1470	+120	Нефтеносная
	Мулымьинское л. п.				
62.	Мулымьинская л-ка	1400	1450	+50	Нефтеносная
63.	Евринское л. п.	1100	1050	—10	Водоносная
	Семивидовское л. п.				
64.	Южно-Семивидовская л-ка	1650	1800	+150	Нефтеносная
65.	Западно-Семивидовская л-ка		1820	+170	Предположительно нефтеносная
66.	Северо-Семивидовская лов.	1650	1780	+130	»
	Каюмовское л. п.				

1	2	3	4	5	6
67.	Западно-Каюмовская л-ка	1750	1820	+70	Предположительно нефтеносная
68.	Мало-Каюмовская лов.		1890	+140	
69.	Южно-Каюмовская л-ка		1950	+200	
70.	Северо-Каюмовская л-ка		1920	+170	
71.	Половинкинское л. п.	1800	1700	—100	Водоносное
72.	Учиньинское л. п.	1800	1780	—20	Водоносное
73.	Игнатьинское л. п.	2000	2000	0	Предположительно водоносное
74.	Мало-Тапское л. п.	1950	1980	+30	Предположительно нефтеносное
75.	Филипповское л. п.	1900	1950	+50	Нефтеносное
	Лемьинское л. п.				
76.	Восточно-Лемьинская л-ка	1650	1710	+60	Нефтеносная
77.	Западно-Лемьинская л-ка		1678	+28	Нефтеносная

Всего локальных поднятий и ловушек:

нефтеносных	30
предположительно нефтеносных	27
газоносных	1
предположительно газоносных	6
водоносных	8
предположительно водоносных	5
Итого	**77**

отложений в этой части Красноленинского свода, заключающуюся в наличии многочисленных линз, замкнутых и полузамкнутых пачек песчаников в отложениях тюменской свиты, можно здесь предполагать условия, благоприятные для формирования залежей нефти в литологических ловушках (рис. 41).

В неокомских и нижнеаптских отложениях (алясовская, леушинская, кошайская свиты и их возрастные аналоги) промышленных скоплений нефти и газа не выявлено. В пределах Красноленинского района почти на всех изученных бурением локальных структурах в аналогах пачки «М» леушинской свиты зафиксированы нефтепроявления. Здесь разрез пород, одновозрастных пачке «М», представлен глинами с многочисленными мелкими линзами алевритов и песчаников. Эти линзы, как правило, насыщены нефтью. В Шаимском районе в разрезах неокома и нижнего апта к западу от Красноленинского свода признаков нефти и газа не выявлено. Рассматриваемые отложения здесь представлены глинами с прослоями алевролитов и песчаников. Коллекторские свойства последних, как правило, низкие. К юго-западу от Красноленинского свода разрез неокома и нижнего апта существенно меняется — появляются мощные пачки песчаников, коллекторские свойства, которых хорошие.

С точки зрения оценки перспектив нефтегазоносности неокомские и нижнеаптские отложения наибольший интерес представляют в зонах сочленения пород алясовской и фроловской свит, особенно в Шаимском районе к юго-западу от Красноленинского свода. На остальной части изучаемой территории по комплексу литолого-фациальных и геохимических показателей эти отложения отнесены к категории земель с невысокой перспективностью (рис. 41).

В аптских отложениях (викуловская свита) залежи нефти выявлены в пределах Красноленинского свода. Кроме того, западнее Шаимского района на территории малоперспективных земель на Еремпнской площади зафиксированы небольшие притоки тяжелой смолистой нефти с нафтеновым основанием из отложений кровли викуловской свиты. Сравнение глубин залегания кровли викуловской свиты с возможным положением поверхности регионального наклона ВНК, построенной по ограниченному количеству данных, показывает, что наиболее перспективными землями для поисков залежей нефти в этих отложениях являются участки Красноленинского свода и юго-восточной периклинали Шаимского мегавала (рис. 41). Здесь, особенно в пределах Красноленинского свода, где имеются благоприятные структурные условия, возможно, что залежь нефти в кровле викуловской свиты будет единой для целой группы смежных локальных структур. На остальной территории перспективы открытия залежей нефти и газа в апт-альбских отложениях низки (рис. 41).

В. Г. ЕЛИСЕЕВ, И. И. НЕСТЕРОВ и Г. С. ЯСОВИЧ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

КАТАЛОГ СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ РАЗБИВОК МЕЗОЗОЙСКО-КАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ШАИМСКОГО И КРАСНОЛЕНИНСКОГО НЕФТЕНОСНЫХ РАЙОНОВ

Отметки глубин до стратиграфических горизонтов являются основой для палеогеографических, палеотектонических, структурных и других построений. Ввиду этого в настоящей работе приводится каталог, составленный в соответствии с унифицированной и корреляционными схемами, принятыми Межведомственным стратиграфическим совещанием, состоявшимся в апреле 1967 года в г. Тюмени.

Каталог составлен по состоянию на 1.1.1970 года. В него вошли колонковые и глубокие поисковые, разведочные и эксплуатационные скважины. Для удобства пользования, отметки глубин по скважинам сгруппированы по 4 основным толщам: юрской, неокомнижнеаптской, апт-маастрихтской и палеогеновой. Кроме того, даны глубины залегания стратиграфических подразделений по колонковым скважинам. Каталог разбит на 3 раздела. В первом разделе даны разбивки по результатам бурения колонковых скважин, во втором — глубоких поисковых и разведочных, в третьем — эксплуатационных скважин. Разбивка эксплуатационных наклонных скважин дана с учетом искривления, т. е. от глубин залегания стратиграфических горизонтов вычтено удлинение по инклинограмме.

Таблица 1

1. КОЛОНКОВЫЕ СКВАЖИНЫ

№№ скважин	Альтитуда Устья скважины, м	Мощность четвертичных отложений, м	Глубины до кровли, м											Забой скважины, м
			олигоцен					эоцен			палеоцен		верхний мел	
			верхний	средний	нижний			люлинворская свита			талицкая свита			
			журавская свита	Новомихайловская свита		Чеганская свита								
						верхняя подсвита	нижняя подсвита	верхняя подсвита	средняя подсвита	нижняя подсвита	верхняя подсвита	нижняя подсвита	ганькинская свита	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
						1. Профиль Болчары-Печерах								
3	30,3	20	20	46	180	230	292	398	—	—	—	—	—	434
4	30,8	12	12	50	184	236	293	383	—	—	—	—	—	411
5	31,3	10	10	38	194	257	295	403	—	—	—	—	—	403
6	31,5	23	23	43	185	241	300	392	—	—	—	—	—	401
7	31,7	24	24	52	180	233	278	390	—	—	—	—	—	401
8	31,5	18	18	46	185	228	280	393	—	—	—	—	—	410
9	32,4	30	30	43	150?	213	287	376	—	—	—	—	—	405
10	32,9	32	32	52	150	203	250	358	—	—	—	—	—	400
11	32,9	27	27	45	157	157	250	360	—	—	—	—	—	372
12	33,1	24	24	45	155	204	270	360	—	—	—	—	—	375,3
13	33,2	23	23	39	151	200	260	362	—	—	—	—	—	370

Таблица 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
14	34,0	25	25	39	152	192	258	340	—	—	—	—	—	354
15	34,4	31	31	50	139	198	254	352	—	—	—	—	—	354
16	34,0	33	33	51	127	188	229	345	—	—	—	—	—	359,5
17	34,8	25	25	45	115	173	218	320	—	—	—	—	—	393
18	34,6	17	17	42	132	172	208	326	—	—	—	—	—	402
19	34,9	17	17	40	130,5	182	200	323	—	—	—	—	—	373
20	35,9	9	9	42	100	167	222	310	—	—	—	—	—	462
21	35,5	8	8	50	110	188	238	328	—	—	—	—	—	393
23	35,8	11	11	49	130	171	225	310	390	—	—	—	—	400
24	36,3	5	5	43	122	167	220	305	385?	—	—	—	—	400
25	36,4	9	9	42	113	159	215	297	373	—	—	—	—	390
26	36,6	10	10	32	118	165	210	295	—	—	—	—	—	381
27	36,9	20	—	20	117	173	205	293	—	—	—	—	—	351
28	37,6	18	—	18	113	173	208	300	—	—	—	—	—	350
29	37,6	20	—	20	?	168	206	289	—	—	—	—	—	330
30	38,0	10	—	10	?	157	203	273	—	—	—	—	—	320
31	39,8	14	—	14	?	160	200	280	—	—	—	—	—	350
32	40,6	24	—	24	?	165	200	281	—	—	—	—	—	350
33	40,3	21	—	21	?	160	190	259	—	—	—	—	—	322
34	40,5	28	—	28	?	140	182	257	321?	—	—	—	—	350

Таблица 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
35	41,6	19	—	19	?	143	180	258	—	—	—	—	—	300,2
37	43,2	13	—	13	?	127	165	237	310	—	—	—	—	323
38	40,1	10	—	10	?	138	158	236	—	—	—	—	—	310
39	38,9	11	—	11	?	112	155	227	300	—	—	—	—	310
40	44,6	14	—	14	?	122	152	222	294?	—	—	—	—	300
41	42,3	15	—	15	?	118	140	225	—	—	—	—	—	280
42	42,1	13	—	13	?	120	150	231	—	—	—	—	—	287
43	46,6	6	—	6	?	130	157	240	315	—	—	—	—	360
44	42,1	10	—	10	?	128	162	235	320	—	—	—	—	364
45	40,8	9	—	9	?	126	162	230	308	—	—	—	—	346,35
46	42,2	10	—	10	?	118	176	242	320	—	—	—	—	350
47	43,4	15	—	15	?	135	160	245	320	—	—	—	—	356
48	44,6	14	—	14	?	125	161	235	320	—	—	—	—	360
49	44,8	6	—	6	?	123	153	222	310	—	—	—	—	365
50	44,4	8	—	8	?	120	138	201	310	—	—	—	—	364
51	43,0	12	—	12	?	107	128	198	263	328	—	—	—	380
52	47,2	8	—	8	?	110	140	208	280	360	—	—	—	381,5
53	45,0	9	—	9	?	108	140	205	300	—				365
54	44,2	7	—	7	?	103	131	208	275	328	—	—	—	339
55	44,4	8	—	8	?	86	118	192	250	330	—	—	—	360

Таблица 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
56	45,0	9	—	9	?	94	118	192	250	318	—	—	—	367
57	45,1	22	—	22	?	102	117	178	246	304	—	—	—	323
58	44,7	16	—	16	?	100	111	168	226	334	377	—	—	381
59	45,9	25	—	25	?	93	101	155	210	268?	352			402
60	45,6	20	—	20	?	90	98	145	206	267	—	—	—	324
61	46,0	16	—	16	?	87	101	148	220	260	335	350	—	360
62	47,0	22	—	22	?	72	81	128	190	232	300	350	—	389
63	46,4	30	—	30	?	75	81	127	171	230	298	—	—	330,05
64	46,5	22	—	22	?	70	75	115	175	230	292	350	—	365
65	47,0	23	—	23	?	58	70	112	168	200	287	340	—	365
66	47,2	28	—	28	?	70	80	119	160	225	292	—	—	322
67	47,5	17	—	17	?	—	75	115	160	205	283	338	—	360
68	48,8	15	—	15	?	—	50	101	150	210	287	352	370	400
69	49,9	12	—	12	?	—	31	86	150	216	298	340	385	395
70	48,6	15	—	15	?	—	35	85	150	220	291	332	375	406
71	49,0	14	—	14	?	—	27	82	160	230	297	340	383	402
72	49,3	15	—	15	?	—	27	75	138	220	280	320	363	390
73	49,2	17	—	—	—	—	17	79	138	220	286	320	365	400
74	49,2	16	—	—	—	—	16	68	154	223	280	310	358	400

Таблица 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
75	50,2	21	—	—	—	—	21	72	150	220	277	302	358	402
76	50,9	9	—	—	—	—	9	74	160	230	290	320	358	404
77	52,6	8	—	—	8?	—	23	67	158	228	284	318	361	540
						2. Профиль Нахрачи-Шугур								
1	34,6	12	12	37	123	170	225	312	—	—	—		—	370
2	34,9	7	7	45	118	168	228	305	360	—	—	—	—	380
3	35,8	14	14	44	116	167	222	308	—	—	—	—	—	370
4	36,3	24	24	45	123	170	210	308	—	—	—	—	—	370
5	36,6	13	13	45	120	166	208	309	—	—	—	—	—	373
6	36,8	13	13	41	118	158	200	300	—	—	—	—	—	376
7	36,7	16	16	44	120	165—169	209	308	—	—	—	—	—	372
8	37,8	14	14	42	118	160	190	303	—	—	—	—	—	380
9	38,5	8	8	43	122	165	220	302	—	—	—	—	—	370,5
10	38,2	15	15	45	126	173	201	313	—	—	—	—	—	370,5
11	39,1	20	20	44	122	176	202	320	—	—	—	—	—	370
12	40,5	18	18	51	122	176	212	321	—	—	—	—	—	376
13	43,0	20	20	50	113	171	207	320	—	—	—	—	—	380
14	44,6	23	23	52	120	180	223	320	—	—	—	—	—	375
15	46,5	18	18	59	130	178	225	315	—	—	—	—	—	370

Таблица 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
16	48,4	25	25	67	130	178	210	323	—	—	—	—	—	385
17	51,1	31	31	65	140	186	230	330	—	—	—	—	—	370
18	52,7	24	24	65	122	166	216	300	355	—	—	—	—	364,5
					3. Профиль Леуши-Черная речка — Еремино									
4	39,7	23	—	23	?	105	132	196	274	324	—	—	—	370
5	38,5	12	—	12	?	100	130	195	270	320	—	—	—	400
6	38,3	30	—	30	?	97	125	191	260	308	—	—	—	390
7	38,7	10	—	10	?	—	95	188	234	310	—	—	—	357
8	38,5	25	—	25	?	—	98	160	234	298	—	—	—	350
9	39,0	17	—	17	?	—	73	155						359
10	38,9	10	—	10	?	—	73	162	262	328	—	—	—	350
11	39,5	9	—	9	?	—	71	156	268	341	—	—	—	360
12	38,7	18	—	18	?	—	66	148	208	285	352	—	—	368
13	38,4	13	—	13	?	—	42	120	185	263	328	—	—	342
14	39,4	13	—	13	?	—	51	118	175	240	326	—	—	358
15	39,3	10	—	10	?	—	42	107	170	250	316	—	—	350
16	40,6	6	—	6	?	—	21	88	145	220	286	330	—	355
17	43,8	6	—	6	?	—	42	88	140	200	265	315	—	356
18	44,7	8	—	8	?	—	49	88	150	200	278	314	351?	351
19	46,7	8	—	8	?	—	47	83	140	195	267	308	353	353

Таблица 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
20	46,5	17	—	17	?	—	50	74	132	186	259	310	328	357
21	50,4	8	—	8	?	—	22	53?	120	160	236	290	315	356
22	50,9	10	—	10	?	—	14	54	106	170	241	271	319	355
23	52,9	5	—	—	—	—	5	60	105	182	249	276	327	368
24	50,4	22?	—	—	—	—	22?	62	115	190	251	280	330	359
25	74,5	11	—	—	—	—	11	73	125	202	267	290	350?	350
26	84,5	10	—	—	—	—	10	70	108	193	258	280	344	350
27	84,5	8	—	—	—	—	8	56	98	163	215	248	288	361
28	79,5	5	—	—	—	—	5	33	80	140	187	225	248	362
29	60,6	5	—	—	—	—	—	5	55	110	160	180	210	350
30	60,1	12	—	—	—	—	—	12	67	118	155	170	200	350
						4. Профиль Болчары-Тюли								
1	32,2	20	20	60	169	228	290	412	—	—	—	—	—	458
2	29,9	15	15	54	167	226	288	389	—	—	—	—	—	455
3	30,5	39	39	56	172	237	295	399	—	—	—	—	—	450
4	29,5	12	12	60	165	221	290	396	—	—	—	—	—	450
5	29,3	35	35	58	160	240	287	395	—	—	—	—	—	440
6	29,1	22	22	55	149	214	288	379	—	—	—	—	—	460
7	28,3	16	16	50	165	243	290	388	—	—	—	—	—	450
8	28,2	17	17	46.5	158	226	292	390	—	—	—	—	—	450

Таблица 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
9	27,6	12	12	53	159	226	280	388	—	—	—	—	—	450
10	26,9	13	13	50	165	240	285	387	—	—	—	—	—	440
11	26,8	23	23	55	161	248	290	390	—	—	—	—	—	455
12	26,2	15	15	54	147	238	290	377	—	—	—	—	—	400
15	26,9	23	23	80	165	252	304	395	—	—	—	—	—	454
16	26,9	39	39	86	170	261	318	405	—	—	—	—	—	460
						5. Профиль Тюли-Урманное								
1	25,5	26,0	26	64	182	262	332	404	—	—	—	—	—	420
2	25,6	4,0	4	60	176	252	217	392	—	—	—	—	—	410
3	25,3	20	20	64	170	241	320	320	—	—	—	—	—	420
4	24,7	10	10	68	167	242	318	320	—	—	—	—	—	420
5	24,7	5	5	71	167	246	322	392	—	—	—	—	—	423
6	24,6	10	10	70	162	250	320	320	—	—	—	—	—	420
7	24,3	26	26	71	162	250	320	375	—	—	—	—	—	420
9	24,5	6	6	48	148	226	295	348	—	—	—	—	—	425
11	25,4	7	7	48	150	222	292	348	—	—	—	—	—	425
12	23,4	10	10	48	144	224	290	346	—	—	—	—	—	430
13	19,2	14	14	45	136	204	270	328	—	—	—	—	—	400

Таблица 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
14	20,8	32	32	48	141	202	265	316	—	—	—	—	—	400
16	21,0	30	30	50	146	200	260	333	—	—	—	—	—	400
					6. Профиль Малый Атлым-Урманное									
19	22,9	30	30	48	154	196	270	344	420	—	—	—	—	450
20	22,8	40	—	40	174	210	258	328	430	—	—	—	—	450
21	22,9	36	—	36	132	182	254	336	—	—	—	—	—	400
22	22,1	35	—	35	110	165	236	325	420	—	—	—	—	450
23	22,3	10	—	10	100	138	220	300	390	—	—	—	—	450
24	22,4	14	—	14	98	131	210	280	384	—	—	—	—	450
25	22,6	20	—	20	92	133	200	278	380	—	—	—	—	450
26	22,4	15	—	15	90	140	205	280	378	—	—	—	—	450
27	18,5	28	—	28	95	136	198	274	388	—	—	—	—	400
28	22,8	30	—	30	98	126	190	280	390	—	—	—	—	450
29	22,6	32	—	32	95	118	195	290	390	—	—	—	—	450
30	21,7	30	—	30	94	131	204	282	370	—	—	—	—	450
31	21,7	28	—	28	105	130	196	268	378	—	—	—	—	450
32	21,8	40	—	40	128	135	198	270	370	—	—	—	—	450
33	21,2	30	—	30	140	148	195	270	380	—	—	—	—	450
34	22,7	25	—	25	134	156	200	284	358	—	—	—	—	453
35	21,3	30	—	30	120?	163	210	280	358	420	490	—	—	510
36	20,9	38	—	38	140	162	210	275	345	425	490	—	—	501
37	20,7	36	—	36	140	164	195	270	345	404	477	—	—	506
38	20,6	37	—	37	120	162	190	264	332	400	480	—	—	510

Таблица 2

II. ГЛУБОКИЕ РАЗВЕДОЧНЫЕ СКВАЖИНЫ

I. Палеоген (шаимский тип разреза)

№№ скважин	Альтитуда стола ротора, м	Глубины до кровли								Забой скважины, м
		нижний олигоцен, чеганская свита		эоцен, люлинворская свита			палеоцен, талицкая свита		верхний мел, ганькинская свита	
		верхняя подсвита	нижняя подсвита	верхняя подсвита	средняя подсвита	нижняя подсвита	верхняя подсвита	нижняя подсвита		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1. Мулымьинская площадь										
2	55	—	—	—	—	228	296	340	408	1432
3	52	—	—	—	171	214	285	334	400	1483
4	60	—	—	—	173	220	300	343	422	1581
7	53	—	—	130	165	218	293	345	405	1442
8	53	—	—	—	162?	220	298	350	405	1500
10	63	—	—	—	170	238	302	352	420	1593
11	50	—	—	—	152	210	286	331	398	1528,5
13	51	—	—	—	175	220	306	350	411	1667
14	68	—	—	—	—	230	314	359	430	1546
15	51	—	—	—	200	240	290	350	400	1517,6

Таблица 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
30	65	—	—	140	182	226	304	358	417	1465
34	61	—	—	—	180	232	298	344	405	1501
35	62	—	—	—	183	223	294	349	412	1489
37	65	—	—	—	182	232	297	345	417	1533
39	53	—	—	—	160	230	297	332	408	1549
40	53	—	—	—	170	228	292	332	402	1473
41	51,0	—	—	—		210	285	333	400	1453
77	56,0	—	—	—	160	212	284	340	401	1495
				2. Трехозерная площадь						
1	64	—	—	—	184	240	306	356	417	1516
5	63	—	—	—	183	227	309	356	425	1468
6	50	—	—	—	—	227	293	346	410	1523
9	67	—	—	—	173	225	312	354	408	1521,9
12	49	—	—	—	185	243	317	368	430	1559
17	51	—	—	—	177	232	304	350	420	1530,5
21	51	—	—	—	180	232	297	350	410	1562
22	53	—	—	—	180	237	306	356	425	1531,5
31	51	—	—	—	—	237	290	345	410	1543
32	50	—	—	—	—	228	298	349	415	1540
33	49	—	—	—	162	228	313	350	422	1551

Таблица 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
36	63	—	—	—	195	239	307	352	420	1504
38	52	—	—	—	185	238	303	358	416	1506
45	64	—	—	—	173	229	294	354	413	1527
46	49	—	—	—	190	234	307	355	417	1575
47	65	—	—	—	170	230	311	354	400	1612
48	62	—	—	—	170	238	312	358	416	1522
61	63	—	—	—	188	233	308	350	416	1540,9
63	63	—	—	—	190	232	308	353	423	1530
66	51	—	—	—	164	230	303	352	425	1553
67	53	—	—	—	164	238	301	358	427	1587
68	53	—	—	—	178	238	309	356	416	1518
69	74	—	—	—	164	226	305	356	424	1519,5
70	53	—	—	—	165	227	310	360	430	1557
71	52	—	—	—	163	230	307	363	424	1553
72	61	—	—	—	180	240	317	362	426	1521
73	63	—	—	—	190	238	319	365	426	1545
74	66	—	—	—	162	230	310	352	415	1515
75	63	—	—	—	180	229	313	362	422	1512,5
76	55	—	—	—	187	239	309	363	426	1543
78	53	—	—	140	180	232	318	361	423	1555

Таблица 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
81	55	—	—	—	160	238	303	360	419	1541
88	60	—	—	—	170	244	249	345	403	1446
125	51	—	—	—	173	230	297	350	414	1491
127	51	—	—	—	178	229	297	347	415	1506
128	50	—	—	—	—	230	298	345	418	
137	63	—	—	—	182	230	308	362	410	1491
138	64	—	—	—	180	232	302	350	421	1456
139	51	—	—	—	178	230	305	358	415	1517
141	55	—	—	—	170	231	314	364	422	1528,85
144	52	—	—	—	170	226	300	350	421	1548,5
					3. Южно-Мортымьинская площадь					
23	53	—	—	—	**175**	230	306	354	420	1611
89	56	—	—	150?	170	238	308	360	426	1538,3
145	53	—	—	—	182	232	315	370	426	1574
					4. Западно-Мортымьинская площадь					
24	54	—	—	—	170	230	306	359	425	1534
93	55	—	—	—	—	—	307		427	1540
113	**56**	—	—	—	175	240	307	370	435	1601
135	63	—	—	—	193	246	324	380	440	1670
140	58	—	—	—	184	233	313	370	428	1591

Таблица 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
					5. Северо-Мортымьинская площадь					
25	62	—	—	—	—	243	315	357	437	1597
26	56	—	—	—	—	240	309	362	435	1567,6
29	61	—	—	—	190	258	319	381	448	1616,5
86	61	—	—	—	181	248	320	370	441	1633
90	68	—	—	—	182	250	328	380	441	1615
91	56	—	—	—	170	230	310	374	443	1630
92	67	—	—	—	171	256	331	380	445	1683,4
96	56	—	—	—	182	240	316	375	440	1635
97	66	—	—	—	184	258	323	381	445	1640
110	72	—	—	—	176	244	314	370	440	1610,2
121	59	—	—	158	190	232	313	370	432	1606
					6. Мортымьинско-Тетеревская площадь					
27	56	—	—	—	170	226	307	370	432	1570
28	59	—	—	—	200	250	315	372	440	1613
56	57	—	—	—	170	238	322	361	426	1576
83	60	—	—	—	218	283	326	388	445	1535,7
87	55	—	—	153	182	244	317	360	428	1565

Таблица 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
94	59	—	—	—	195	256	320	388	451	1577
95	58	—	—	150	190	242	324	350	435	1620
115	59	—	—	160	203	259	322	370	448	1632
117	59	—	—	—	210	263	328	390	450	1665,2
119	59	—	—	—	210	262	327	380	446	1665
120	61	—	—	—	200	248	316	370	437	1557,7
133	61	2	—	170	218	267	338	390	457	1671,7
259	56	—	—	—	190	258	325	390	445	1590,65
261	58	—	—	—	191	250	324	380	446	1654
262	58	—	—	—	172	240	315	368	430	1604
263	55	—	—	—	166	232	310	373	430	1552
265	57	—	—	—	178	238	324	380	442	1611
267	61	—	—	—	194	246	333	390	458	1703
268	62	—	—	—	185	265	339	386	460	1675
269	59	—	—	—	195	267	345	390	456	1607
272	58	—	—	—	—	243	323	374	428	1576
274	55	—	—	—	182	248	320	370	432	1552
288	58	—	—	—	185	264	356	394	453	1656
356	59	—	—	—	180	246	324	375	443	1662,8
361	56	—	—	—	190	260	327	380	446	1591

Таблица 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
362	64	—	—	170?	207	263	343	390	460	1670
365	61	—	—	—	200	267	344	393	456	1657
369	67	—	—	—	200	284	352	400	466	1724,7
				7. Северо-Тетеревская площадь						
161	68	—	—	—	196	274	354	400	470	1714
163	74	—	—	—	210	273	350	408	476	1662
164	73	—	—	—	207	290	360	400	468	1620
168	69	—	—	179	218	280	356	400	483	1728
357	71	—	—	—	200	274	353	400	470	1674
359	72	—	—	—	202	270	351	400	472	1632
367	70	—	—	—	207	287	357	410	485	1675
368	71	—	—	—	215	288	357	410	480	1740
371	72	—	—	187	220	297	360	410	482	
377	70	—	—	178	226	286	351	420	273	1666
386	69	—	—	—	210	285	357	400	472	1690
				8. Восточно-Тетеревская площадь						
43	58	—	—	—	196	259	333	390	448	1611
52	64	—	—	—	213	285	369	427	475	1798
53	61	—	—	—	200	270	350	404	460	1713
57	58	—	—	166	202	268	344	408	447	1610

Таблица 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
64	63	—	—	170	207	290	362	396	467	1675
65	65	—	—	174?	200	270	361	402	467	1667
98	55	—	—	—	185	258	325	385	444	1543,6
99	59	—	—	—	194	260	363	400	455	1665
146	70	—	—	177	230	282	367	420	480	1692
147	70	—	—	172	210	282	363	420	476	1669
148	64	—	—	170	208	272	359	420	468	1660.6
171	62	—	—	175	211	272	358	417	476	1755
258	60	—	—	—	190	256	334	390	442	1580
260	58	—	—	—	187	252	326	385	446	1590,65
280	59	—	—	—	185	264	356	394	453	1645,5
281	59	—	—	168	200	260	347	390	450	1672
351	70	—	—	—	210	280	357	400	472	1667
352	71	—	—	180	216	282	371	410	480	1778,18
353	66	—	—	174	214	281	361	410	472	1692,2
354	62	—	—	—	210	280	365	410	463	1692
355	61	—	—	174	208	278	362	408	460	1661
366	70	—	—	—	212	282	363	410	474	1728
				9. Южно-Тетеревская площадь						
54	60	—	—	—	190	260	347	392	451	1580

Таблица 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
55	58	—	—	165	202	256	340	391	440	1558
59	53	—	—	—	180?	240	316	368	425	1552
62	56	—	—	159	205	260	333	382	448	1590
85	55	—	—	—	195	250	330	385	442	1590
149	52	—	—	—	186	248	333	368	442	1620
162	55	—	—	—	181	245	327	380	440	1538
165	57	—	—	—	188	264	357	390	450	1612
169	60	—	—	—	200	267	352	392	463	1581
170	63	—	—	170	206	278	363	428	471	1646
264	62	—	—	—	204	276	360	410	466	1622,5
287	53	—	—	—	176	240	315	370	426	1555,8
					10. Южно-Толумская площадь					
1	72	—	—	213	244	310	380	424	510	1798
3	72	—	—	215	242	308	385	440	512	1752
4	71	—	—	200	240	306	384	442	507	1758
5	71	—	—	201	243	318	387	440	504	1795
6	74	—	—	190	237	296	366	438	496	1792
12	72	—	—	206	240	307	380	440	505	1805
13	71	—	—	200	235	298	370	434	496	1744
14	70	—	—	210	250	325	390	454	519	1830

Таблица 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
15	**70**	**—**	**—**	**209**	**254**	325	394	450	525	1845
16	70	**—**	**—**	**200**	**244**	307	380	448	508	1824
17	**71**	**—**	**—**	**220**	**256**	326	395	462	527	1826
18	73	—	—	204	**246**	315	382	448	510	1745
19	73	—	**—**	**216**	**255**	320	390	455	524	1755
25	72	—	—	**218**	**260**	331	400	455	525	1806
				11. Северо-Толумская площадь						
7	74	—	**—**	**200**	**244**	300	380	440	498	1757
10	73	—	—	**208**	**250**	306	376	430	491	1783
11	75	—	**—**		**243**	310	380	436	503	1786
				12. Восточно-Толумская площадь						
20	73	—	—	**225**	263	345	411	464	539	1847
24	75	—	—	**216**	256	326	384	440	516	1810
				13. Семивидовская площадь						
3	**74**	—	—	216	250	307	380	450	515	1786
8	**73**	—	—	216	258	318	386	446	520	1839
				14. Потанайская площадь						
1	**75**	—	—	240	280	348	426	485	566	2202
2	76,5	—	**—**	**—**	270	340	420	478	558	2111
3	**77**	—	—	**—**	**278**	346	429	500	567	2143

Таблица 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
5	79	—	—	—	270	360	429	490	568	2097
6	77	—	—	—	276	345	431	490	570	2097
7	79	—	—	—	286	360	433	498	574	2172
8	77	—	—	—	265	342	423	476	563	2127
9	81	—	—	—	275	355	442	494	576	2185
10	77	—	—	—	265	343	425	476	554	2231,2
11	79	—	—	—	271	346	431	482	570	2280
13	80	—	—	—	275	348	437	487	551	2066
14	80	—	—	—	272	349	437	494	570	2188
15	88	—	—	268	310	381	461	513	600	2186
17	92	—	—	278	317	382	477	532	620	2356,3
41	79	—	—	—	277	337	426	478	560	2282
				15. Оханская площадь						
19	77	—	—	268	318	398	461	530	598	2201
26	75	—	—	—	300	367	440	490	570	2073
40	80	—	—	258	304	376	448	490	585	2145
46	75	—	—	252	312	355	435	500	575	2240
				16. Картопьинская площадь						
1	78	—	—	—	258	320	405	460	518	2131
2	82	—	—	—	—	320	393	442	517	2076

Таблица 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	81	—	—	—	264	326	412	460	544	2093
5	74	—	—	—	270	342	410	463	547	2170
6	82	—	—	—	277	334	418	476	565	2189
8	78	—	—	—	258	314	397	450	530	2150
13	77	—	—	—	255	313	396	441	522	2163
14	77	—	—	—	262	330	407	470	544	2127
					17. Средне-Мулымьинская площадь					
151	62	—	—	—	—	246	321	370	435	1823
152	61	—	—	—	182	245	312	370	428	1770
154	66		—		187	250	326	380	443	1886,3
155	65	—	—	—	177	254	330	390	450	1904,2
156	65	—	—	—	181	250	326	381	435	1807
157	61	—	—	—	180	250	323	381	435	1807
					18. Южно-Убинская площадь					
310	65	—	—	—	—	256	334	374	440	1977
311	70	—	—	—	—	260	330	374	450	1995
323	69	—	—	—	—	255	328	364	442	1888
325	69	—	—	—	—	260	338	390	443	1958
330	70	—	—	—	—	260	330	387	446	1905
331	64	—	—	—	—	255	330	380	447	2020

Таблица 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
332	64	—	—	—	—	254	324	372	437	1984
338	71	—	—	—	—	264	337	394	455	1931
340	69	—	—	—	—	252	320	376	445	1916
344	70	—	—	—	—	253	330	380	454	1871
				19. Западно-Убинская площадь						
304	63	—	—	—	182	248	320	372	438	1935
305	73	—	—	—	—	258	325	362	442	1897
312	75	—	—	—	—	252	318	382	446	1872
313	67	—	—	—	188?	254	334	380	432	1880
315	74	—	—	—	199	253	326	380	445	1950
324	72	—	—	—	196	262	338	375	462	1983,5
327	65	—	—	—	—	266	328	380	445	1968
328	76	—	—	—	—	258	330	376	438	1918
329	67	—	—	—	—	250	325	377	445	1987
335	78	—	—	—	—	262	338	390	455	1914
				20. Мало (Восточно)-Убинская площадь						
321	70	—	—	—	202	270	345	382	450	1968
322	73	—	—	—	204	272	350	392	464	1974
345	70	—	—	—	—	269	345	397	472	1941
347	73	—	—	—	196	278	357	400	475	1995

Таблица 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
348	74	—	—	—	200?	274	348	400	470	1969
					21. Северо-Убинская площадь					
301	66	—	—	—	185	253	327	380	448	1870
302	71	—	—	—	195	256	342	400	451	1888
303	63	—	—	—	195	258	332	380	441	1906
306	74	—	—	—	198	267	344	400	450	1993
307	65	—	—	—	200	260	340	395	457	2012
308	75	—	—	—	—	270	346	403	441	1984
309	72	—	—	—	—	256	330	382	445	1915
314	69	—	—	—	198	264	341	410	453	1970
316	74	—	—	—	192	260	332	382	454	1897
317	74	—	—	—	192	260	320	388	438	1917
318	68	—	—	—	—	260	339	400	465	1910
319	72	—	—	—	205	266	345	410	467	1871
320	72	—	—	—	200	268	343	400	464	1876
339	71	—	—	—	—	264	345	386	455	1897
341	68	—	—	—	—	272	345	387	463	1902
342	70	—	—	—	—	261	340	378	452	1865
343	70	—	—	—	—	255	327	378	440	1936.5
346	71	—	—	—	197	275	356	406	480	1939

Таблица 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
					22. Филипповская площадь					
1	78	—	—	—	—	290	365	409	474	1967
2	74	—	—	—	—	283	356	401	462	1915
3	69	—	—	—	206	280	351	394	454	1924
4	74	—	—	—	215	290	358	414	470	2106
6	71	—	—	—	—	282	356	400	462	2054
7	81	—	—	—	210	313	378	420	496	2078
9	76	—	—	—	216	292	360	400	473	2060
11	70	—	—	—	216	292	364	404	472	2035
12	79	—	—	—	218	297	366	404	472	2000
					23. Кандырская площадь					
1	74	—	—	—	—	314	386	428	505	2202
					24. Даниловская площадь					
60	63	—	—	—	190	252	310	370	405	1867
62	82	—	—	—	210	259	319	371	430	1983
64	75	—	—	—	206	253	308	362	409	1705
65	78	—	—	—	190	258	325	386	437	1716
66	79	—	—	—	190	257	314	366	420	1827
68	79	—	—	—	220	250	321	375	424	1856
69	75	—	—	—	182	253	316	361	421	1909

Таблица 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
72	70	—	—	—	190	256	327	382	432	1801
78	71	—	—	—	—	246	328	370	436	1755
80	72	—	—	—	—	246	310	364	417	1862
81	85	—	—	—	—	263	338	390	455	1811
82	78	—	—	—	—	242	320	358	424	1827
83	72	—	—	—	—	240	313	364	420	1788
84	84	—	—	—	—	257	331	375	437	1743
85	77	—	—	—	—	246	314	364	410	1835
86	82	—	—	—	—	258	327	364	417	1813
87	79	—	—	—	—	250	316	376	430	1789
88	81	—	—	—	—	264	341	397	445	1866
89	83	—	—	—	—	262	332	390	444	1840
90	77	—	—	—	212	244	312	367	405	1808
91	83	—	—	—	—	273	335	387	436	1802
92	86	—	—	—	—	230	335	375	436	1824
93	79	—	—	—	—	250	315	366	430	1744
94	83	—	—	—	232	260	323	374	435	1805
96	90	—	—	—	—	274	350	405	457	1874
97	81	—	—	—	—	257	332	374	428	1772
98	65	—	—	—	200	235	302	351	403	1718

Таблица 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
99	71	—	—	—	—	242	315	354	407	1802
100	89	—	—	—	232	260	330	391	441	1814
104	84	—	—	—	—	226	337	395	456	1873
105	93	—	—	—	212	268	332	390	450	1913
107	81	—	—	—	232	262	335	394	433	1842
110	89	—	—	—	210	265	337	405	451	1927
					25. Лемьинская площадь					
35	71	—	—	—	—	250	302	353	413	1713
36	80	—	—	—	206	264	319	374	405	1807
38	78	—	—	—	197	260	311	364	403	1717
39	82	—	—	—	209	268	318	370	406	1825
40	79	—	—	—	196	257	312	360	405	1765
41	84	—	—	—	208	267	316	377	441	1921
42	85	—	—	—	198	257	310	370	417	1854
43	80	—	—	—	200	258	314	360	414	1836,5
44	78	—	—	—	200	260	300	368	415	1804
					26. Верхне-Лемьинская площадь					
1	97	—	—	—	214	298	369	400	453	1933
2	95	—	—	—	227	304	368	420	475	2002
3	91	—	—	—	214	294	369	415	455	1943,6

Таблица 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
				26. Каменная площадь						
2	**26,96**	**—**	**—**	**—**	**—**	—	—	—	—.	2297
3	26,46	—	—	290	344	290	507	560	655	2452,4
4	**40,7**	**—**	**—**	**292**	**350**	434	508	570	655	2449
5	**26,58**	**—**	**—**	—	**335**	425	512	512	657	2359,3
6	**40,7**	**—**	**—**	**305**	**351**	451	522	579	662	2439
9	**33.1**	**—**	**—**	**302**	**351**	445	518	577	671	2483
10	**23.2**	**—**	**—**	**300**	**356**	444	514	570	661	2512
11	33,0	—	—	280	346	440	515	579	668	2495
12	41,5	—	—	312	368	452	526	581	671	2488
13	26,05	—	—	286	335	440	513	573	656	2459,5
14	26,0	—	—	298	344	430	514	572	658	2353
16	43,7	—	—	313	363	462	533	592	682	2508
18	33,1	—	—	298	354	447	518	577	664	2360
21	26,9	—	—	293	355	445	517	570	651	2486,6
31	26,8	—	—	297	344	432	513	577	666	1634
33	40,67	—	—	305	370	460	535	592	684	2656
34	45,9	—	—	316	372	465	535	596	686	2503
36	30,1	—	—	286	347	415	517	580	656	1674
40	39,01	—	—	310	362	454	534	587	682	2541

Таблица 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
					28. Елизаровская площадь					
25	25,2	—	—	316	364	464	534	600	672	2518
26	23,3	—	—	—	447	447	523	574	660	2597
27	24,79	—	—	303	358	455	528	585	672	2555
28	26,4	—	—	325	376	470	538	600	685	2515
					29. Айторская площадь					
7	26,3	—	—	284	436	436	516	570	653	2508
8	26,48	—	—	283	335	434	510	570	653	2433.6
17	26	—	—	280	346	446	518	575	660	2558
20	26,0	—	—	284	335	430	505	570	660	2590
24	30,4	—	—	300	350	437	515	566	665	2584
					30. Лорбинская площадь					
15	48,7	—	—	307	355	448	520	580	672	2486
38	47,0	—	—	318	354	451	521	578	666	2422
					31. Молодежная площадь					
1	48,6	—	—	337	384	480	556	607	688	2778
2	36,2	—	—	348	389	483	560	607	685	2806.5
					32. Кальмановская площадь					
1	24,5	—	—	280	336	435	508	565	658	2494
					33. Мало-Атлымская опорная					
1	31,9	—	—	240	296	387	463	542	620	2909
					34. Подгорненская					
3	29	—	—	—	—	381	443	515	595	2680

ГЛУБОКИЕ РАЗВЕДОЧНЫЕ СКВАЖИНЫ

2. Верхний мел-альб-апт (шаимский тип разреза)

№№ скважин	Альтитуда стола ротора, м	Глубины до кровли, м												Забой скважины, м
		кампан-данский	турон-кампан		турон	сеноман		альб			апт			
		ганькинская свита	березовская свита		кузнецовская свита	уватская свита		ханты-мансийская свита			викуловская свита		кошайская свита	
			верхняя подсвита	нижняя подсвита		верхняя подсвита	нижняя подсвита	верхняя подсвита, верхняя пачка	верхняя подсвита, нижняя пачка	нижняя подсвита	верхняя подсвита	нижняя подсвита		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
						1. Мулымьинская площадь								
2	55	408	449	513	596	627	702	797	838	872	959	1030	1075	1432
3	52	400	447	510	589	627	702	794	836	875	955	1030	1074	1483
4	60	422	468	528	610	648	723	817	863	894	982	1050	1106	1581
7	53	405	456	502	595	632	712	800	843	878	962	1030	1080	1442
8	53	405	454	500	600	633	708	805	849	883	970	1040	1080	1500
10	63	420	464	525	622	657	734	828	873	908	992	1056	1115	1593
11	50	398	447	500	597	630	710	799	844	880	964	1030	1083	1528,5
13	51	411	464	531	611	647	730	823	870	907	994	1060	1123	1667
14	68	430	475	546	617	651	731	824	870	907	990	1062	1110	1546
15	51	400	447	530	597	630	707	801	842	876	963	1030	1080	1517,6

Таблица 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
30	65	417	460	535	606	638	716	808	850	890	969	1030	1087	1465
34	61	405	456	515	609	640	721	810	855	890	972	1033	1091	1501
35	62	412	460	520	608	640	715	810	853	890	969	1031	1088	1489
37	65	417	467	530	615	648	726	819	863	902	983	1042	1102	1533
39	53	408	455	515	602	635	712	806	850	884	974	1040	1095	1549
40	53	402	450	510	595	627	710	799	842	875	961	1025	1080	1473
41	51,0	400	416	500	591	624	700	792	836	874	954	1013	1070	1453
77	56	401	434	510	600	632	710	803	846	884	966	1028	1085	1495
						2. Трехозерная площадь								
1	64	417	456	521	603	629	713	803	848	887	970	1036	1092	1516
5	63	425	460	505	604	633	715	807	853	890	970	1026	1090	1468
6	50	410	460	506	594	627	710	803	848	880	970	1028	1095	1521
9	67	408	454	502	598	627	710	799	843	883	964	1027	1086	1521,9
12	49	430	471	550	614	642	728	824	873	908	996	1061	1122	1559
17	51	420	457	510	604	629	711	807	854	888	977	1048	1103	1535
21	51	410	453	505	601	631	715	810	855	890	980	1046	1105	1562
22	53	425	471	527	610	642	724	821	867	895	981	1040	1112	1535
31	53	410	450	520	596	630	707	802	847	880	968	1032	1092	1543
32	50	415	450	518	600	630	710	806	850	890	973	1045	1100	1540
33	49	422	466	515	612	645	728	822	868	904	994	1067	1121	1551

Таблица 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
36	63	420	460	530	606	640	720	811	856	890	975	1038	1097	1504
38	52	416	467	530	615	648	726	819	863	902	983	1042	1102	1506
45	64	413	450	515	608	638	720	813	858	894	983	1048	1107	1527
46	49	417	462	524	602	636	720	813	858	895	983	1048	1110	1575
47	65	400	448	518	599	630	712	802	850	888	974	1050	1105	1612
48	62	416	457	510	604	633	718	808	855	894	977	1041	1100	1522
61	63	416	457	514	607	63	718	810	855	894	979	1044	1101	1540,9
63	63	423	462	520	605	635	715	807	854	888	974	1032	1097	1530,0
66	51	425	460	510	597	631	713	807	854	886	977	1036	1103	1553
67	53	427	460	520	608	641	720	816	862	900	987	1054	1118	1587
68	53	416	453	514	597	629	710	805	848	887	974	1040	1100	1518
69	74	424	453	512	600	634	714	810	855	894	981	1046	1104	1519,5
70	53	430	460	510	605	636	716	814	860	900	985	1058	1112	1557,0
71	52	424	454	520	609	637	720	811	858	898	981	1054	1110	1553
72	61	426	467	530	610	640	720	815	861	895	984	1048	1108	1521
73	63	426	468	523	616	648	730	824	871	910	993	1059	1120	1545
74	66	415	459	520	605	638	715	810	854	893	975	1040	1096	1515
75	63	422	460	520	611	643	718	814	858	890	981	1042	1100	1512,5
76	55	426	458	510	610	641	723	819	867	907	991	1055	1120	1543
78	53	423	453	520	609	642	725	819	866	900	994	1056	1120	1555

Таблица 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
81	55	419	460	509	606	643	723	819	864	904	989	1060	1115	1541
88	60	403	436	500	580	613	695	782	828	865	949	1025	1070	1446
125	51	414	456	505	591	638	712	802	848	884	966	1036	1088	1491
127	51	415	452	512	600	631	712	808	854	895	976	1040	1096	1506
128	50	418	446	518	593	628	708	802	847	894	970	1031	1090	
137	63	410	450	425	597	628	705	795	841	878	963	1025	1085	1491
138	64	421	458	510	605	540	713	807	852	884	970	1037	1089	1456
139	51	415	454	520	599	631	711	806	851	890	974	1047	1101	1517
141	55	422	468	530	619	651	731	830	876	915	1000	1063	1128	1528,85
144	52	421	460	520	601	638	717	811	856	895	980	1048	1108	1548,5
						3. Южно-Мортымьинская площадь								
23	53	420	467	530	619	651	733	832	878	919	1003	1077	1134	1611
89	56	426	463	535	619	652	740	833	880	920	1002	1071	1134	1538,3
145	53	426	464	550	615	648	732	829	876	916	1002	1078	1133	1574
						4. Западно-Мортымьинская площадь								
24	54	425	468	532	619	651	756	833	879	919	1002	1071	1131	1534
93	55	427	472	535	620	651	733	834	878	920	1003	1076	1132	1540
113	56	435	470	545	630	662	745	844	893	931	1018	1100	1150	1601
135	63	440	485	555	644	676	765	863	909	952	1037	1114	1175	1670
140	58	428	472	530	623	658	750	843	888	930	1015	1088	1147	1591

Таблица 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
5. Северо-Мортымьинская площадь														
25	62	437	483	550	634	671	758	853	901	940	1026	1100	1156	1597
26	56	435	491	550	636	666	750	847	894	930	1018	1088	1148	1567,6
29	61	448	490	555	650	684	769	870	916	1100		1100	1176	1616,5
86	61	441	486	560	644	678	756	858	906	946	1032	1105	1166	1633
90	68	441	485	560	648	682	765	865	910	950	1035	1111	1170	1615
91	56	443	490	541	640	671	761	855	902	943	1030	1104	1162	1630
92	67	445	492	565	651	686	771	872	919	960	1047	1125	1184	1683,4
96	56	440	487	560	646	682	766	868	915	956	1042	1120	1178	1635
97	66	445	488	560	646	679	768	863	910	950	1035	1112	1170	1640
110	72	440	484	563	652	687	770	865	912	951	1036	1111	1168	1610,2
121	59	432	476	546	633	666	750	849	896	937	1021	1196	1154	1606
6. Мортымьинско-Тетеревская площадь														
27	56	432	474	542	625	661	749	842	890	928	1014	1089	1146	1570
28	59	440	488	555	640	673	760	857	905	940	1032	1108	1165	1613
56	57	426	465	538	623	658	740	840	888	929	1013	1089	1146	1576
83	60	445	490	554	642	670	758	851	898	937	1021	1095	1150	1535,7
87	55	428	470	540	627	660	745	847	896	935	1020	1095	1153	1565
94	59	451	483	555	635	670	753	854	901	942	1026	1090	1160	1577
95	58	435	480	550	641	670	760	857	905	946	1031	1108	1165	1620

Таблица 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
115	59	448	501	555	646	678	763	864	911	951	1039	1110	1174	1632
117	59	450	495	568	648	685	772	872	918	961	1050	1127	1184	1665,2
119	59	446	492	560	649	679	770	866	915	957	1044	1124	1181	1665
120	61	437	477	546	627	664	755	846	894	931	1012	1092	1147	1557,7
133	61	457	503	570	660	694	780	886	935	970	1066	1144	1204	1671,7
259	56	445	490	560	641	677	762	867	915	954	1043	1120	1180	1590,65
261	58	446	486	550	642	677	761	865	914	952	1042	1115	1176	1654
262	58	430	473	545	628	662	750	847	894	931	1020	1091	1152	1604
263	55	430	474	540	620	655	738	836	882	918	1004	1080	1136	1552
265	57	442	481	557	641	676	762	866	914	952	1039	1115	1187	1611
267	61	458	499	572	658	694	782	885	934	973	1066	1145	1205	1703
268	62	460	508	578	658	694	780	886	935	973	1067	1145	1205	1675
269	59	456	500	570	656	685	775	878	926	964	1053	1132	1190	1607
272	58	428	469	538	625	660	744	846	892	932	1018	1095	1151	1576
274	55	432	471	550	622	654	735	840	886	922	1010	1082	1143	1552
288	58	453	490	562	650	680	764	870	918	960	1049	1122	1184	1656
356	59	443	478	550	634	670	760	859	907	947	1035	1112	1170	1662,8
361	56	446	492	555	643	675	760	866	915	950	1038	1114	1174	1591
362	64	460	508	580	666	700	783	897	940	980	1071	1150	1210	1670
365	61	456	503	570	659	689	780	881	928	966	1057	1132	1193	1657
369	67	466	512	590	682	712	800	905	956	995	1088	1166	1233	1724,7

Таблица 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
7. Северо-Тетеревская площадь														
161	68	470	514	587	686	717	790	907	956	994	1091	1170	1232	1714
163	74	476	517	600	683	711	800	902	951	991	1083	1163	1226	1662
164	73	468	510	590	676	707	790	897	947	988	1078	1155	1217	1620
168	69	483	516	590	689	720	803	913	964	1003	1097	1176	1240	1728
357	71	470	510	580	683	708	800	901	951	992	1082	1162	1224	1674
359	72	472	514	573	674	704	788	896	945	982	1074	1148	1214	1632
367	70	485	521	585	688	717	805	911	960	1002	1092	1172	1234	1675
368	71	480	523	600	698	727	805	921	970	1010	1105	1170	1250	1740
371	72	482	520	602	701	730	812	925	975	1015	1114	1181	1262	
377	70	473	505	580	674	704	806	896	946	987	1076	1146	1218	1666
386	69	472	518	586	689	720	802	908	958	1000	1090	1160	1233	1690
8. Восточно-Тетеревская площадь														
43	58	448	489	560	644	675	760	866	915	955	1043	1121	1181	1611
52	64	476	517	590	688	722	812	920	970	1115	1105	1190	1256	1798
53	61	460	503	572	670	702	794	897	947	988	1080	1163	1226	1713
57	58	447	493	560	655	683	768	874	920	960	1051	1129	1188	1610
64	63	467	507	575	676	708	796	901	950	993	1083	1164	1226	1675
65	65	467	510	573	672	702	795	896	947	990	1078	1160	1222	1667
98	55	444	484	556	637	668	755	861	909	950	1036	1097	1161	1543,6

Таблица 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
99	59	455	500	583	660	690	780	882	930	974	1064	1144	1206	1665
146	70	480	520	571	687	721	810	917	967	1010	1098	1181	1244	1692
147	70	476	510	580	679	716	801	911	960	1002	1092	1168	1236	1669
148	64	468	503	580	678	710	796	901	950	992	1081	1164	1226	1660,6
171	62	476	507	580	679	710	790	907	957	1002	1092	1160	1240	1755
258	60	442	480	555	640	674	760	865	914	953	1041	1117	1176	1580
260	58	446	490	557	636	672	760	863	912	947	1048	1117	1176	1590,65
280	59	453	490	565	654	689	775	882	932	972	1062	1141	1190	1645,5
281	59	450	496	563	662	693	762	885	934	974	1066	1146	1210	1672
351	70	472	510	583	689	717	800	910	958	1000	1090	1168	1236	1667
352	71	480	520	593	696	731	822	926	976	1016	1112	1186	1260	1778,18
353	66	472	507	585	689	717	808	912	962	1003	1093	1168	1240	1692,2
354	62	463	504	580	681	714	800	906	956	995	1087	1185	1233	1692
355	61	460	498	580	672	702	802	896	948	988	1076	1154	1220	1661
366	70	474	512	580	694	723	810	917	968	1010	1102	1176	1250	1728
						9. Южно-Тетеревская площадь								
54	60	451	487	565	650	684	770	873	920	960	1048	1125	1183	1580
55	58	440	474	549	635	669	755	857	902	943	1029	1104	1163	1558
59	53	425	463	536	624	655	741	841	887	925	1012	1088	1145	1552
62	56	448	482	542	626	659	760	849	896	934	1023	1100	1159	1590

Таблица 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
85	55	442	475	540	630	663	748	853	900	938	1027	1098	1161	1590
149	52	442	480	543	637	665	750	855	904	945	1030	1107	1164	1620
162	55	440	473	540	625	653	735	840	886	924	1011	1086	1143	1538
165	57	450	494	560	653	682	770	872	920	961	1048	1128	1185	1612
169	60	463	500	560	650	689	780	879	927	968	1054	1134	1192	1581
170	63	471	504	580	677	707	792	898	945	988	1075	1148	1215	1646
264	62	466	511	574	672	702	790	894	943	982	1073	1145	1210	1622,5
287	53	426	465	535	622	654	742	841	887	922	1013	1087	1144	1555,8
						10. Южно-Толумская площадь								
1	72	510	547	636	731	764	852	966	1018	1062	1155	1236	1315	1798
3	72	512	560	636	731	762	853	963	1013	1056	1148	1223	1302	1752
4	71	507	552	635	730	762	853	962	1013	1056	1149	1225	1304	1758
5	71	504	549	635	736	766	860	969	1020	1064	1148	1238	1314	1795
6	74	496	534	626	723	754	843	954	1006	1050	1144	1216	1303	1792
12	72	505	542	630	728	760	850	960	1012	1054	1149	1231	1306	1805
13	71	496	537	622	718	747	837	946	997	1039	1132	1210	1284	1744
14	70	519	557	630	740	773	866	977	1030	1073	1169	1242	1326	1830
15	70	525	566	640	748	780	870	984	1036	1081	1176	1256	1333	1845
16	70	508	552	630	730	761	850	963	1014	1057	1154	1232	1310	1824
17	71	527	560	640	744	778	874	980	1032	1076	1170	1247	1327	1826

Таблица 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
18	73	510	551	637	730	761	850	961	1012	1055	1147	1235	1302	1745
19	73	524	567	647	739	773	862	976	1026	1072	1164	1245	1320	1755
25	72	525	567	650	747	777	870	980	1032	1077	1170	1247	1325	1806
11. Северо-Толумская площадь														
7	74	498	540	633	723	761	845	957	1008	1048	1145	1224	1301	1757
10	73	491	534	610	730	766	860	968	1020	1060	1159	1250	1316	1783
11	75	503	550	640	737	764	856	966	1018	1038	1157	1228	1314	1786
12. Восточно-Толумская площадь														
20	73	539	582	660	760	791	883	994	1047	1091	1187	1270	1350	1847
24	75	516	558	630	744	776	865	980	1031	1076	1172	1250	1332	1810
13. Семивидовская площадь														
3	74	515	561	652	744	778	884	981	1033	1078	1172	1252	1345	1786
8	73	520	572	664	754	790	888	997	1050	1097	1192	1273	1368	1839
14. Потанайская площадь														
1	75	566	610	700	826	862	976	1085	1145	1190	1304	1425	1517	2202
2	77	558	592	678	810	846	958	1067	1121	1171	1282	1405	1492	2111
3	77	567	605	692	822	858	975	1082	1142	1190	1301	1425	1515	2143
5	79	568	608	691	826	861	972	1082	1142	1184	1296	1414	1504	2097
6	77	570	607	685	822	854	969	1077	1136	1183	1292	1414	1503	2097

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
7	79	574	617	700	832	868	984	1092	1151	1197	1309	1432	1520	2172
8	77	563	604	686	820	856	971	1078	1137	1182	1294	1414	1505	2127
9	81	576	620	702	836	875	991	1100	1160	1205	1323	1448	1540	2185
10	77	554	595	690	825	860	979	1084	1145	1190	1309	1431	1526	2231,2
11	79	570	613	702	840	874	991	1101	1162	1210	1327	1450	1548	2280
13	80	551	600	680	823	858	976	1078	1136	1181	1293	1413	1500	2066
14	80	570	616	700	840	880	1002	1106	1166	1216	1332	1445	1554	2188
15	88	600	636	736	857	897	1012	1123	1185	1230	1343	1446	1560	2186
17	92	620	663	760	881	921	1020	1153	1216	1263	1380	1483	1611	2356,3
41	79	560	600	690	821	860	961	1086	1146	1197	1311	1410	1534	2282
15. Оханская площадь														
19	77	598	648	742	851	885	992	1112	1172	1222	1330	1428	1550	2201
26	75	570	621	715	826	862	960	1081	1138	1183	1292	1387	1492	2073
40	80	585	621	716	838	872	978	1094	1151	1198	1308	1396	1516	2145
46	75	575	624	710	835	873	972	1098	1157	1208	1319	1422	1535	2240
16. Картопьинская площадь														
1	78	518	561	670	780	816	914	1037	1094	1142	1255	1347	1462	2131
2	82	517	570	640	768	806	900	1024	1081	1125	1237	1325	1435	2076
4	81	544	570	658	789	826	917	1043	1100	1147	1255	1346	1455	2093
5	74	547	596	711	801	843	950	1064	1122	1170	1280	1374	1484	2170

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
6	82	565	595	670	800	836	930	1054	1115	1160	1272	1364	1477	2189
8	78	530	567	648	786	818	914	1037	1097	1144	1252	1348	1458	2150
13	77	522	557	640	776	818	913	1035	1095	1141	1254	1347	1463	2163
14	77	544	591	672	797	833	930	1052	1111	1156	1266	1364	1468	2127
17. Средне-Мулымьинская площадь														
151	62	435	472	552	660	689	778	884	933	974	1070	1147	1222	1823
152	61	428	477	567	662	694	782	888	937	976	1075	1150	1224	1770
154	66	443	498	572	671	704	790	901	952	996	1094	1170	1256	1886,3
155	65	450	495	580	678	712	800	908	961	1004	1100	1181	1260	1904,2
156	65	435	485	570	664	695	790	893	942	985	1081	1170	1236	1807
157	61	435	480	581	665	702	790	898	948	993	1088	1173	1240	1807
18. Южно-Убинская площадь														
310	65	440	480	571	680	707	798	907	960	1004	1108	1205	1280	1977
311	70	450	490	581	678	715	802	914	966	1010	1113	1208	1281	1995
323	69	442	483	580	674	706	796	905	956	992	1098	1191	1264	1888
325	69	443	478	590	678	712	802	916	970	1016	1117	1211	1286	1958
330	70	446	480	580	674	710	798	908	960	1000	1104	1185	1267	1905
331	64	447	489	587	676	710	796	911	964	1006	1112	1205	1280	2020
332	64	437	474	575	674	707	798	907	960	1002	1109	1203	1278	1984
338	71	455	494	586	685	718	803	918	971	1018	1118	1210	1285	1931

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
340	69	445	480	585	668	705	795	906	958	1003	1104	1188	1273	1916
344	70	454	487	590	678	713	798	913	966	1004	1106	1186	1270	1871
						19. Западно-Убинская площадь								
304	63	438	480	588	677	707	796	907	960	1004	1112	1206	1280	1935
305	73	442	480	585	674	710	797	907	960	1002	1106	1197	1268	1897
312	75	446	476	598	675	708	792	903	956	996	1099	1192	1262	1872
313	67	432	472	593	673	710	796	911	964	1005	1112	1209	1286	1880
315	74	445	480	589	677	713	798	910	965	1010	1113	1208	1281	1950
324	72	462	470	580	678	708	805	911	965	1006	1114	1209	1282	1983,5
327	65	445	476	586	674	705	795	908	962	1007	1110	1203	1278	1968
328	76	438	480	577	675	711	798	907	958	1000	1104	1194	1268	1918
329	67	445	477	580	674	709	802	908	963	1005	1110	1195	1281	1987
335	68	455	488	586	685	714	804	916	971	1015	1115	1210	1285	1914
						20. Мало-(Восточно)-Убинская площадь								
321	70	450	487	593	692	728	820	931	986	1030	1135	1231	1306	1968
322	73	464	500	606	702	737	835	942	996	1042	1148	1247	1325	1974
345	70	472	504	613	693	728	822	933	989	1030	1135	1231	1307	1941
347	73	475	512	610	714	748	838	956	1010	1058	1161	1247	1337	1995
348	74	470	506	628	707	744	835	948	1004	1049	1149	1241	1321	1969

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
						21. Северо-Убинская площадь								
301	66	448	480	598	680	714	805	913	963	1007	1111	1204	1276	1870
302	71	451	500	590	687	718	811	925	976	1020	1123	1217	1294	1888
303	63	441	478	587	681	715	806	915	970	1013	1119	1216	1291	1906
306	74	450	490	590	690	722	815	928	982	1028	1133	1222	1310	1998
307	65	457	488	580	687	717	808	925	979	1030	1130	1216	1310	2012
308	75	441	474	585	686	720	812	928	984	1028	1134	1231	1310	1984
309	72	445	484	572	677	709	802	911	965	1010	1110	1200	1280	1915
314	69	453	490	584	694	727	818	934	987	1032	1136	1226	1313	1970
316	74	454	480	598	678	715	802	913	966	1012	1113	1206	1282	1897
317	74	438	481	598	681	715	799	913	966	1012	1112	1207	1280	1917
318	68	465	497	582	694	727	817	934	989	1037	1140	1238	1314	1910
319	72	467	500	590	695	730	819	933	985	1030	1130	1227	1303	1871
320	72	464	500	595	700	735	824	937	990	1037	1137	1235	1308	1876
339	71	455	488	586	696	728	820	931	986	1030	1132	1220	1305	1897
341	68	463	497	596	706	740	834	946	1000	1043	1146	1240	1323	1902
342	70	452	487	588	688	719	809	922	975	1020	1120	1210	1288	1865
343	70	440	475	596	676	711	801	910	964	1004	1112	1195	1280	1936,5
346	71	480	520	595	710	742	835	952	1006	1050	1152	1240	1328	1930

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
						22. Филипповская площадь								
1	78	474	500	600	707	737	829	947	1000	1049	1153	1252	1332	1967
2	74	462	500	598	697	734	828	943	1000	1046	1152	1248	1322	1915
3	69	454	494	590	694	724	819	933	987	1035	1140	1239	1324	1924
4	74	470	500	605	707	737	834	949	1004	1052	1157	1259	1342	2106
6	71	462	496	600	697	731	830	943	1000	1043	1151	1243	1335	2054
7	81	496	528	610	717	753	848	964	1021	1067	1170	1262	1356	2078
9	76	473	510	604	716	750	843	953	1016	1065	1170	1272	1358	2060
11	70	472	510	603	710	749	842	957	1010	1050	1150	1241	1339	2035
12	79	472	520	600	706	738	836	948	1004	1050	1151	1254	1336	2000
						23. Кандырская площадь								
1	74	505	545	644	749	784	883	1001	1059	1106	1219	1330	1418	2202
						24. Даниловская площадь								
60	63	405	484	590	647	677	700	857	906	950	1046	1139	1200	1867
62	82	430	468	565	670	698	784	884	934	978	1073	1161	1230	1983
64	75	409	442	536	650	675	760	856	903	944	1034	1116	1180	1705
65	78	437	464	566	663	691	773	874	924	962	1053	1135	1198	1716
66	79	420	451	550	660	691	773	869	918	960	1054	1140	1207	1827
68	79	424	453	538	664	694	774	878	927	967	1063	1148	1216	1856
69	75	421	470	560	670	698	788	888	938	981	1075	1162	1230	1909

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
72	70	432	460	568	668	693	780	880	930	973	1065	1151	1217	1801
78	71	436	475	553	662	690	800	878	926	1005	1061	1143	1210	1755
80	72	417	454	555	658	695	790	879	928	965	1064	1152	1218	1863
81	85	455	494	589	696	725	818	916	966	1010	1104	1193	1261	1811
82	78	424	464	566	676	703	798	893	943	983	1078	1166	1234	1827
83	72	420	464	557	665	691	775	877	926	967	1061	1146	1213	1788
84	84	437	468	586	680	710	794	896	945	986	1079	1165	1232	1743
85	77	410	448	564	671	700	786	886	936	977	1072	1157	1223	1833
86	82	417	460	568	670	702	785	889	938	980	1074	1160	1228	1813
87	79	430	464	555	664	696	777	878	927	968	1060	1146	1210	1789
88	81	445	480	584	690	722	812	909	962	1002	1100	1188	1257	1866
89	83	444	480	578	682	714	798	903	954	998	1089	1170	1244	1840
90	77	405	440	560	664	691	775	876	924	965	1058	1140	1208	1808
91	83	436	474	585	689	721	800	907	958	1000	1095	1182	1250	1802
92	86	436	474	585	691	721	806	910	959	1000	1096	1182	1251	1824
93	79	430	460	577	678	711	792	893	940	980	1075	1160	1226	1744
94	83	435	466	587	683	712	794	899	947	992	1084	1238	1260	1805
96	90	457	495	600	708	740	826	930	980	1024	1123	1215	1286	1874
97	81	428	468	566	672	700	784	886	935	978	1069	1154	1218	1772
98	65	403	430	520	643	672	756	855	904	946	1038	1114	1188	1718

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
99	71	407	438	552	660	690	772	872	920	960	1056	1140	1207	1802
100	89	441	470	592	687	715	800	904	954	996	1090	1172	1246	1814
104	84	456	496	581	691	721	807	913	963	1000	1102	1190	1258	1873
106	93	450	480	598	696	724	811	914	964	1005	1103	1180	1263	1913
107	81	433	468	587	682	712	796	902	950	993	1086	1173	1243	1842
110	89	451	484	590	690	719	809	910	960	1005	1099	1189	1259	1927
						25. Лемьинская площадь								
35	71	413	449	560	637	668	752	843	889	928	1022	1102	1172	1713
36	80	405	454	555	647	678	759	853	900	939	1038	1123	1189	1807
38	78	403	450	554	648	676	758	843	888	927	1023	1105	1171	1717
39	82	406	450	555	651	681	761	856	904	943	1040	1130	1192	1825
40	79	405	450	558	652	681	767	855	901	937	1026	1116	1176	1765
41	84	441	479	590	669	697	785	881	929	969	1070	1158	1227	1921
42	85	417	460	580	666	698	770	876	924	965	1062	1148	1217	1854
43	80	414	453	570	651	681	760	857	905	944	1042	1128	1196	1836,5
44	78	415	453	560	647	678	757	854	901	938	1036	1123	1189	1804
						26. Верхне-Лемьинская площадь								
1	97	456	490	594	700	733	821	927	979	1021	1121	1217	1293	1933
2	95	475	502	601	708	741	831	939	992	1038	1137	1224	1310	2002
3	91	455	493	591	695	725	815	920	970	1014	1114	1208	1282	1943,6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
						27. Каменная площадь								
2	26,96													2297
3	26,46	655	707	826	922	962	1072	1209	1275	1324	1457	1588	1694	2452
4	40,7	655	707	827	926	964	1090	1210	1275	1326	1455	1590	1710	2449
5	26,58	657	707	827	925	966	1095	1208	1274	1322	1453	1580	1684	2359,3
6	40,7	662	718	835	936	976	1108	1221	1283	1335	1465	1574	1714	2439
9	33,1	671	729	840	939	980	1090	1226	1290	1342	1470	1578	1726	2483
10	23,2	661	715	837	935	975	1083	1225	1290	1343	1470	1580	1727	2512
11	33,0	668	723	844	945	986	1125	1231	1296	1349	1479	1587	1731	2495
12	41,5	671	726	845	947	993	1117	1234	1296	1350	1479	1586	1728	2488
13	26,05	656	708	834	931	971	1103	1218	1283	1331	1464	1575	1724	2459,5
14	26	658	714	832	925	966	1108	1212	1278	1328	1460	1572	1700	2353
16	43,7	682	737	840	962	1002	1130	1247	1310	1360	1494	1624	1730	2508
18	33,1	664	718	840	938	978	1108	1222	1285	1385	1466	1560	1698	2360
21	26,9	651	707	825	924	963	1068	1210	1273	1328	1458	1590	1721	2486,6
31	26,8	666	725	840	946	980	1088	1230	1294	1346	1475	1590		1634
33	40,67	684	743	835	970	1008	1117	1257	1319	1368	1498	1609	1762	2656
34	45,9	686	745	838	967	1007	1118	1255	1320	1370	1509	1640	1752	2503
36	30,1	656	716	835	927	965	1095	1206	1268	1320	1447	1570		1674
40	39,01	682	738	838	965	1003	1116	1251	1317	1368	1499	1616	1756	2541

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
						28. Елизаровская площадь								
25	**25,2**	**672**	**731**	**855**	**952**	**984**	**1102**	1244	1310	1362	1498	1618	1755	**2518**
26	23,3	660	710	838	932	973	1086	1223	1289	1340	1471	1608	1732	**2597**
27	24,79	672	730	**858**	949	**992**	1102	1240	1308	1355	1494	1616	1755	2555
28	26,4	685	741	**865**	952	995	1108	1245	1313	1362	1497	1635	1755	2515
						29. Ай-Торская площадь								
7	26,3	653	710	829	930	968	1076	1214	1278	1330	1462	1588	1720	2508
8	26.48	653	710	827	**933**	967	1073	1210	1274	1325	1458	1588	1715	2433
17	26	660	725	846	958	988	1096	1236	1301	1354	1482	1605	1746	**2558**
20	26.0	660	714	836	932	973	1083	1220	1286	1334	1467	1595	1725	**2590**
24	30,4	665	710	840	951	981	1093	1229	1295	1346	1480	1613	1748	**2584**
						30. Лорбинская площадь								
15	48,7	672	724	847	**953**	991	1103	1239	1302	1354	1483	1614	1741	**2486**
38	47,0	666	718	845	947	984	1093	1227	1288	1340	1468	1592	1715	**2422**
						31. Молодежная площадь								
1		688	741	878	963	1007	1124	1264	1328	1384	1523	1652	1774	**2778**
2	36,2	685	743	884	966	1016	1131	1275	1343	1396	1533	1670	1794	**2806**
						32. Кальмановская площадь								
1	24,5	658	706	828	930	969	1078	1210	1275	1324	1457	1591	1716	**2494**
						33. Мало-Атлымская опорная								
1	31,9	6 20	670	810	920	956	1160	1210	1278	1330	1471	1620	1765	2909
						34. Подгорненская площадь								
3	29	595	650	750	880	933	1041	1182	1250	1290	1434	1572	1720	**2680**

Таблица 4

ГЛУБОКИЕ РАЗВЕДОЧНЫЕ СКВАЖИНЫ

3. Апт-неоком (шаимский тип разреза)

№№ скважин	Альтитуда стола ротора, м	Глубины до кровли, м													
		апт		баррем			готерив		улансынская свита			валанжин-берриас		верхняя юра	Забой скважины, м
		кошайская свита		леушинская свита								шаимская свита			
				верхняя подсвита			нижняя подсвита					верхняя подсвита			
		верхняя пачка	нижняя пачка	пачка «М»	средняя пачка	нижняя пачка	пачка «Н»	нижняя пачка	верхняя пачка	средняя пачка	нижняя пачка	верхняя пачка	средняя пачка	средняя пачка	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1. Мулымьинская площадь															
2	55	1075	1089	1102	1136	1172	1236	1266	1333	1360	1395	1405	—	—	1432
3	52	1074	1084	1101	1136	1174	1240	1270	1340	1365	1398	1420	1426	1434	1483
4	60	1106	1116	1135	1170	1210	1276	1307	1372	1400	1446	1464	1468	1478	1581
7	53	1080	1092	1108	1143	1178	1242	1272	1339	1368	1398	1416	1420	—	1442
8	53	1080	1103	1120	1154	1192	1260	1290	1362	1390	1423	1443	1449	1457	1500
10	63	1115	1125	1143	1177	1218	1282	1314	1385	1411	1454	1475	1481	1493	1593
11	50	1083	1096	1113	1147	1187	1254	1284	1356	1382	1418	1441	1446	1454	1528,5
13	51	1123	1138	1154	1190	1232	1302	1336	1424	1450	1483	1510	1516	1532	1667
14	68	1110	1122	1140	1173	1212	1273	1277	1308	1395	1407	1454	1475	—	1546
15	51	1080	1092	1110	1143	1185	1250	1280	1355	1378	1416	1437	1443	1457	1517,6

Таблица 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
30	65	1087	1098	1117	1149	1187	1249	1280	1346	1377	1411	1430	1434	—	1465
34	61	1091	1098	1117	1151	1189	1253	1282	1351	1380	1419	1440	1444	1454	1501
35	62	1088	1097	1116	1149	1185	1252	1282	1349	1377	1403	1429	1435	1443	1489
37	65	1102	1112	1131	1166	1205	1271	1302	1371	1395	1434	1455	1459	1468	1533
39	53	1095	1105	1124	1158	1198	1265	1297	1381	1403	1443	1462	1480	1480	1549
40	53	1080	1091	1109	1143	1182	1246	1276	1355	1377	1409	1429	1433	—	1473
41	51	1070	1079	1098	1131	1170	1235	1265	1336	1361	1397	1415	1421	1429	1453
77	56	1085	1095	1112	1148	1185	1250	1280	1356	1390	1410	1435	1441	1451	1495
							2. Трехозерная площадь								
1	64	1092	1108	1122	1157	1195	1260	1292	1365	1408	1438	1454	1458	1466	1516
5	63	1090	1100	1188	1152	1190	1252	1283	1354	1385	1422	1436	1440	—	1468
6	50	1095	1108	1124	1160	1200	1261	1296	1370	1140	1447	1463	1468	1478	1523
9	67	1086	1099	1115	1149	1198	1251	1285	1353	1387	1426	1449	1456	1469	1521,9
12	49	1122	1135	1151	1187	1227	1292	1325	1406	1438	1484	1503	1509	1517	1559
17	51	1103	1115	1132	1167	1207	1271	1303	1382	1417	1454	1476	1480	1490	1530,5
21	51	1105	1120	1136	1170	1213	1298	1312	1410	1450	1472	1496	1501	1505	1562
22	53	1112	1122	1141	1177	1218	1278	1312	1395	1428	1465	1481	1487	1497	1531,5
31	53	1092	1102	1122	1158	1197	1264	1298	1378	1415	1448	1463	1469	1479	1543
32	50	1100	1109	1129	1165	1204	1270	1303	1384	1416	1458	1472	1478	1488	1540
33	49	1121	1133	1152	1186	1218	1292	1326	1408	1438	1486	1504	1508	1516	1551

Таблица 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
36	63	1097	1107	1126	1160	1200	1263	1295	1370	1391	1431	1457	1463	1471	1504
38	52	1104	1116	1134	1168	1208	1274	1305	1371	1430	1448	1467	1473	1485	1506
45	64	1107	1118	1139	1173	1214	1173	1279	1313	1385	1420	1458	1482	1486	1527
46	49	1110	1120	1140	1175	1215	1281	1314	1395	1430	1473	1494	1498	1507	1575
47	65	1105	1116	1135	1171	1210	1270	1300	1380	1433	1474	1496	1501	1507	1612
48	62	1100	1109	1130	1165	1206	1269	1302	1377	1410	1450	1473	1477	1493	1522
61	63	1101	1112	1131	1166	1205	1271	1302	1377	1412	1450	1469	1475	1487	1540,9
63	63	1097	1109	1128	1162	1203	1267	1298	1375	1409	1442	1465	1474	1477	1530
66	51	1103	1113	1132	1167	1209	1272	1305	1390	1421	1464	1482	1488	1498	1553
67	53	1118	1129	1148	1183	1223	1292	1326	1413	1445	1490	1507	1513	1523	1587
68	53	1100	1110	1130	1164	1205	1270	1302	1391	1415	1460	1476	1482	1492	1518
69	74	1104	1117	1135	1169	1210	1276	1308	1378	1420	1464	1480	1484	1500	1519,5
70	53	1112	1124	1142	1176	1218	1287	1320	1415	1438	1480	1500	1506	1516	1557
71	52	1110	1120	1139	1174	1215	1281	1317	1401	1428	1470	1488	1494	1506	1553
72	61	1108	1119	1138	1173	1213	1277	1310	1384	1416	1464	1478	1482	1488	1521
73	63	1120	1131	1149	1186	1224	1288	1321	1396	1441	1477	1496	1502	1512	1545
74	66	1096	1106	1125	1160	1198	1263	1296	1367	1399	1429	1455	1461	1467	1515
75	63	1100	1110	1130	1163	1203	1268	1298	1371	1405	1448	1462	1466	1476	1512,5
76	55	1120	1130	1148	1182	1223	1290	1323	1392	1438	1473	1494	1500	1511	1543
78	53	1120	1133	1152	1186	1227	1293	1328	1420	1446	1482	1502	1508	1518	1555

Таблица 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
81	55	1115	1127	1145	1180	1221	1288	1321	1388	1411	1470	1490	1496	1506	1541
88	60	1070	1078	1096	1131	1176	1232	1263	1331	1368	1405	1419	1423	—	1446
125	51	1088	1100	1118	1153	1192	1258	1290	1372	1410	1436	1451	1457	1469	1491
127	51	1096	1105	1125	1160	1197	1262	1295	1377	1401	1443	1462	1468	1478	1506
128	50	1090	1101	1120	1155	1193	1258	1290	1367	1397	1437	1452	1456	1466	
137	63	1085	1096	1115	1150	1190	1251	1282	1355	1388	1431	1446	1452	1461	1491
138	64	1089	1098	1116	1151	1190	1251	1282	1351	1382	1416	1431	1435	—	1456
139	51	1101	1111	1122	1156	1199	1263	1295	1375	1408	1448	1465	1469	1481	1517
141	55	1128	1140	1159	1192	1234	1301	1335	1403	1433	1474	1492	1498	1507	1528,85
144	52	1108	1119	1137	1173	1215	1280	1313	1398	1424	1466	1484	1488	1500	1548,5
						3. Южно-Мортымьинская площадь									
23	53	1134	1146	1168	1201	1244	1314	1349	1422	1451	1494	1517	1525	1535	1611
89	56	1134	1148	1166	1200	1242	1310	1342	1417	1442	1481	1500	1506	1518	1538,3
145	53	1133	1147	1165	1200	1236	1304	1338	1410	1440	1484	1507	1515	1527	1574
						4. Западно-Мортымьинская площадь									
24	54	1131	1146	1164	1196	1237	1307	1341	1410	1440	1478	1498	1504	1516	1534
93	55	1132	1147	1164	1197	1240	1308	1341	1418	1443	1480	1500	1506	1518	1540
113	56	1150	1164	1183	1217	1264	1333	1367	1447	1470	1507	1533	1541	1551	1601
135	63	1175	1189	1207	1241	1287	1359	1395	1478	1500	1542	1566	1574	1586	1670
140	58	1147	1161	1178	1214	1255	1325	1360	1434	1461	1503	1525	1534	1545	1591

Таблица 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
						5. Северо-Мортымьинская площадь									
25	62	1156	1166	1191	1223	1267	1338	1374	1450	1472	1513	1536	1542	1554	1597
26	56	1148	1161	1181	1212	1258	1328	1363	1440	1462	1494	1518	1524	1530	1567,6
29	61	1176	1191	1210	1243	1290	1372	1398	1471	1497	1540	1563	1569	1581	1616,5
86	61	1166	1182	1201	1234	1279	1333	1374	1459	1490		1557	1568	1579	1633
90	68	1170	1185	1203	1235	1280	1351	1386	1466	1484	1524	1540	1548	1560	1615
91	56	1162	1176	1195	1228	1273	1344	1384	1467	1486	1520	1548	1552	1566	1630
92	67	1184	1199	1220	1252	1300	1374	1410	1504	1526	1560	1585	1596	1608	1683,4
96	56	1178	1193	1212	1246	1294	1367	1404	1478	1500	1545	1570	1576	1592	1635
97	66	1170	1186	1204	1237	1282	1355	1390	1463	1500	1539	1564	1574	1584	1640
110	72	1168	1182	1202	1234	1280	1348	1384	1470	1485	1520	1545	1553	1563	1610,2
121	59	1154	1168	1188	1220	1265	1337	1373	1451	1476	1512	1537	1547	1557	1606
						6. Мортымьинско-Тетеревская площадь									
27	56	1146	1157	1179	1211	1256	1326	1360	1440	1461	1500	1520	1530	1543	1570
28	59	1165	1181	1201	1233	1276	1360	1386	1472	1491	1527	1551	1560	1569	1613
56	57	1146	1160	1178	1212	1255	1324	1360	1437	1463	1505	1524	1529	1539	1576
83	60	1150	1165	1183	1215	1255	1328	1366	1445	1458	1490	1507	1511	—	1535,7
87	55	1153	1166	1184	1217	1262	1329	1367	1441	1470	1504	1525	1531		1565
94	59	1160	1174	1192	1226	1268	1338	1372	1450	1476	1511	1534	1540	1552	1577
95	58	1165	1181	1199	1234	1280	1351	1387	1465	1494	1520	1549	1554	1568	1620

Таблица 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
115	59	1174	1188	1206	1240	1285	1357	1392	1484	1502	1540	1559		1571	1632
117	59	1184	1201	1219	1252	1291	1370	1407	1498	1518	1553	1576	1584	1594	1665,2
119	59	1181	1197	1216	1250	1295	1367	1404	1494	1516	1552	1575	1582	1591	1665
120	61	1147	1163	1181	1213	1256	1326	1360	1436	1461	1495	1516	1524	1532	1557,7
133	61	1204	1220	1238	1272	1319	1393	1430	1511	1539	1575	1595	1601	1609	1671,7
259	56	1180	1197	1215	1247	1292	1357	1396	1481	1505	1540	1560	—	—	1590,65
261	58	1176	1194	1212	1245	1291	1363	1401	1488	1512	1547	1569	1577	1583	1654
262	58	1152	1164	1184	1218	1262	1333	1370	1447	1475	1513	1532	1542	1550	1604
263	55	1136	1152	1169	1202	1246	1314	1349	1418	1448	1486	1507	1515	1528	1552
265	57	1173	1189	1207	1240	1286	1357	1392	1477	1502	1539	1558	1565	1571	1611
267	61	1205	1222	1240	1273	1321	1397	1432	1513	1546	1580	1604	1610	1618	1703
268	62	1205	1221	1240	1272	1320	1391	1431	1507	1541	1575	1599	1605	1613	1675
269	59	1190	1205	1224	1257	1304	1376	1412	1491	1524	1556	1577	1583	1591	1607
272	58	1151	1167	1184	1217	1261	1331	1366	1440	1470	1507	1529	1537	1543	1576
274	55	1143	1158	1176	1208	1253	1322	1358	1430	1459	1498	1515	1522	1526	1552
288	58	1184	1202	1219	1251	1298	1372	1410	1500	1522	1558	1579	1585	1595	1656
356	59	1170	1185	1203	1236	1281	1355	1393	1473	1503	1540	1563	1571	1574	1662,8
361	56	1174	1190	1208	1240	1288	1356	1394	1468	1500	1532	1554	1560	1566	1591
362	64	1210	1226	1245	1278	1326	1398	1434	1518	1550	1582	1604	1610	1618	1670
365	61	1193	1208	1227	1260	1306	1380	1418	1494	1525	1560	1584	1592	1605	1657
369	67	1233	1247	1268	1301	1350	1425	1463	1539	1579	1609	1634	1640	1649	1724,7

Таблица 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
7. Северо-Тетеревская площадь															
161	68	1232	1247	1268	1302	1349	1425	1463	1541	1574	1607	1629	1635	1643	1714
163	74	1226	1240	1260	1292	1340	1414	1453	1540	1570	1599	1620	1626	1632	1662
164	73	1217	1230	1250	1282	1330	1402	1440	1523	1552	1576	1594	1598	—	1620
168	69	1240	1255	1277	1313	1352	1428	1466	1556	1586	1615	1636	1642	1650	1728
357	71	1224	1238	1259	1291	1340	1414	1452	1545	1568	1597	1618	1624	1633	1674
359	72	1214	1228	1249	1281	1329	1402	1439	1524	1563	1583	1603	1609	—	1632
367	70	1234	1250	1270	1303	1352	1427	1465	1546	1584	1610	1632	1638	1644	1675
368	71	1250	1267	1288	1221	1370	1448	1487	1571	1610	1637	1660	1666	1674	1740
371	72	1262	1278	1299	1332	1382	1459	1499	1579	1619	1648	1672	1678	1686	1765
377	70	1218	1233	1253	1285	1333	1418	1448	1530	1564	1592	1614	1618	1626	1666
386	69	1233	1248	1270	1302	1350	1425	1463	1554	1581	1610	1632	1636	1644	1690
8. Восточно-Тетеревскау площадь															
43	58	1181	1197	1215	1247	1294	1366	1403	1490	1516	1549	1542	1576	—	1611
52	64	1256	1275	1293	1326	1376	1454	1495	1588	1625	1662	1678	1682	1690	1798
53	61	1226	1242	1262	1294	1343	1420	1459	1561	1587	1622	1641	1645	1653	1713
57	58	1188	1204	1223	1255	1302	1373	1410	1485	1512	1543	1564	1568	—	1610
64	63	1226	1243	1262	1295	1342	1416	1455	1541	1576	1610	1627	1633	1641	1675
65	65	1222	1237	1257	1289	1337	1411	1451	1535	1572	1608	1626	1630	1638	1667
98	55	1161	1176	1196	1228	1273	1341	1376	1450	1465	1503	1524	—	—	1543,6

Таблица 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
99	59	1206	1223	1242	1275	1323	1400	1438	1528	1563	1600	1622	1626	1638	1665
146	70	1244	1263	1281	1312	1362	1416	1476	1573	1603	1630	1651	1657	1667	1692
147	70	1236	1254	1271	1304	1354	1428	1466	1561	1590	1616	1636	1640	—	1669
148	64	1226	1245	1261	1293	1342	1416	1453	1547	1579	1602	1622	—	—	1660,6
171	62	1240	1258	1275	1309	1358	1435	1473	1564	1605	1638	1655	1661	1667	1755
258	60	1176	1193	1210	1241	1286	1357	1393	1480	1503	1535	1551	1555	—	1580
260	58	1176	1192	1211	1243	1288	1360	1397	1482	1512	1542	1560	1564	1570	1590,65
280	59	1190	1218	1238	1269	1316	1389	1428	1518	1545	1578	1597	1603	—	1645,5
281	59	1210	1226	1244	1275	1325	1408	1442	1542	1567	1600	1622	1628	1634	1672
351	70	1236	1250	1270	1300	1352	1425	1462	1550	1582	1600	1626	1630	1638	1667
352	71	1260	1278	1297	1332	1382	1461	1502	1590	1625	1666	1686	1692	1702	1778,18
353	66	1240	1255	1274	1307	1356	1431	1469	1555	1597	1626	1645	1649	1657	1692,2
354	62	1233	1247	1267	1299	1348	1422	1458	1550	1583	1615	1631	1637	1643	1692
355	61	1220	1236	1253	1286	1334	1407	1444	1535	1569	1601	1618	1622	1630	1661
366	70	1250	1266	1286	1321	1371	1449	1488	1583	1621	1650	1671	1677	1687	1728
						9. Южно-Тетеревская площадь									
54	60	1183	1198	1216	1248	1292	1362	1397	1479	1507	1540	1551	1553	—	1580
55	58	1163	1176	1193	1225	1268	1337	1372	1451	1475	1501	1513	—	—	1558
59	53	1145	1157	1175	1210	1252	1322	1356	1432	1460	1502	1522	1528	—	1552
62	56	1159	1173	1191	1224	1270	1340	1376	1454	1484	1524	1538	1542	—	1590

Таблица 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
85	55	1161	1175	1194	1226	1271	1341	1377	1454	1485	1527	1543	1547	—	1590
149	52	1164	1178	1195	1231	1274	1345	1380	1457	1486	1536	1553	1559	1565	1620
162	55	1143	1158	1175	1207	1250	1318	1353	1427	1456	1490	1508	—	—	1538
165	57	1185	1200	1218	1250	1296	1367	1402	1483	1515	1555	1567	1570	—	1612
169	60	1192	1205	1223	1255	1300	1369	1406	1485	1515	1542	1557	—	—	1581
170	63	1215	1230	1248	1281	1326	1397	1432	1523	1554	1594	1608	1612	1614	1646
264	62	1210	1227	1244	1277	1323	1395	1431	1521	1547	1580	1597	1603	—	1622,5
287	53	1144	1161	1178	1211	1255	1335	1357	1434	1464	1506	1522	1528	—	1555,8
						10. Южно-Толумская площадь									
1	72	1315	1338	1352	1386	1440	1521	1563	1676	1702	1727	1744	1752	1761	1798
3	72	1302	1322	1340	1370	1424	1502	1548	1642	1677	1697	1713	1718	1727	1752
4	71	1304	1323	1342	1374	1426	1504	1550	1642	1679	1704	1719	1724	1734	1758
5	71	1314	1344	1351	1386	1437	1510	1557	1656	1696	1723	1738	1744	1754	1795
6	74	1303	1322	1340	1373	1426	1508	1551	1646	1689	1713	1734	1738	1752	1792
12	72	1306	1330	1345	1378	1433	1513	1554	1651	1691	1713	1731	1738	1748	1805
13	71	1284	1304	1322	1352	1406	1482	1522	1628	1660	1670	1688	1694	1706	1744
14	70	1326	1342	1362	1396	1447	1524	1568	1664	1715	1734	1749	1752	1764	1830
15	70	1333	1352	1369	1403	1455	1535	1580	1690	1735	1749	1769	1772	1783	1845
16	70	1310	1328	1348	1382	1436	1520	1560	1653	1698	1728	1744	1749	1761	1824
17	71	1327	1346	1365	1397	1450	1530	1578	1684	1726	1744	1757	1762	1772	1826

Таблица 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
18	73	1302	1320	1338	1370	1425	1502	1541	1631	1678	1691	1706	1710	1718	1745
19	73	1320	1340	1358	1393	1445	1522	1562	1637	1698	1711	1727	1732	1740	1755
25	72	1325	1348	1364	1396	1451	1530	1573	1685	1728	1740	1754	1759	1769	1806
11. Северо-Толумская площадь															
7	74	1301	1318	1338	1371	1425	1503	1543	1625	1678	1691	1709	1714	1725	1757
10	73	1316	1338	1353	1386	1443	1531	1584	1652	1690	1709	1728	1738	1748	1783
11	75	1314	1337	1352	1385	1441	1520	1561	1660	1710	1720	1732	1737	1751	1786
12. Восточно-Толумская площадь															
20	73	1350	1373	1389	1432	1476	1556	1600	1676	1711	1754	1781	1781	1797	1847
24	75	1332	1356	1372	1404	1461	1540	1583	1684	1724	1740	1757	1762	1775	1810
13. Семивидовская площадь															
3	74	1345	1358	1373	1407	1464	1542	1582	1647	1675	1728	1747	1754	1762	1786
8	73	1368	1383	1395	1430	1489	1569	1610	1675	1705	1765	1780	1788	1795	1839

Таблица 5

ГЛУБОКИЕ РАЗВЕДОЧНЫЕ СКВАЖИНЫ

4. Апт — неоком (ляпинский тип разреза)

№ скважин	Альтитуда стола ротора, м	Глубина до кровли											
		апт		баррем					готерив	валанжин-верриас.		верхняя юра	Забой скважины, м
		кошайская свита		леушинская свита									
				верхняя подсвита			нижняя подсвита			харосоимская свита			
		верхняя пачка	нижняя пачка	пачка «М»	средняя пачка	нижняя пачка	пачка «Н»	нижняя пачка	улансын-ская свита	верхняя пачка	глини-стая пачка	марья-новская свита	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
						1. Даниловская площадь							
60	63	1200	1223	1240	1270	1336	1410	1455	1580	1607	1642	1697	1867
62	82	1230	1253	1269	1302	1366	1441	1486	1602	1626	1670	1730	1983
64	75	1180	1203	1217	1248	1307	1378	1420	1523	1549	1577	1628	1705
65	78	1198	1222	1236	1266	1325	1399	1443	1542	1572	1603	1641	1716
66	79	1207	1230	1245	1275	1340	1413	1455	1462	1594	1633	1683	1827
68	79	1216	1238	1254	1286	1350	1426	1470	1594	1624	1660	1706	1856
69	75	1230	1252	1270	1300	1365	1440	1480	1620	1655	1692	1742	1909
72	70	1217	1240	1255	1285	1350	1425	1477	1604	1635	1635	1692	1801
78	71	1210	1228	1247	1285	1339	1411	1454	1558	1589	1623	1652	1755
80	72	1218	1238	1257	1288	1352	1432	1468	1565	1607	1648	1700	1863

Таблица 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
81	85	1261	1278	1301	1331	1396	1476	1510	1605	1659	1698	1730	1811
82	78	1234	1251	1271	1303	1368	1436	1487	1587	1638	1678	1724	1827
83	72	1213	1232	1252	1280	1347	1426	1458	1552	1602	1638	1683	1788
84	84	1232	1250	1270	1301	1359	1437	1467	1580	1610	1645	1680	1743
85	77	1223	1239	1260	1290	1355	1429	1470	1565	1617	1655	1707	1833
86	82	1228	1246	1266	1297	1362	1444	1478	1577	1613	1653	1701	1813
87	79	1210	1228	1249	1286	1340	1412	1455	1550	1591	1632	1665	1789
88	81	1257	1273	1295	1328	1392	1477	1511	1623	1672	1706	1756	1866
89	83	1244	1262	1281	1314	1377	1459	1494	1612	1657	—	1720	1840
90	77	1208	1230	1246	1282	1338	1412	1451	1568	1600	1636	1672	1808
91	83	1250	1270	1290	1326	1385	1459	1503	1618	1652	1687	1720	1802
92	86	1252	1270	1290	1326	1387	1462	1506	1616	1653	1694	1718	1824
93	79	1226	1245	1264	1302	1358	1430	1470	1580	1615	1652	1680	1744
94	83	1253	1260	1276	1312	1368	1442	1484	1586	1620	1656	1690	1805
96	90	1286	1305	1327	1358	1427	1508	1546	1665	1706	1747	1780	1874
97	81	1218	1235	1256	1285	1348	1428	1462	1564	1608	1640	1687	1772
98	65	1188	1209	1224	1256	1316	1390	1434	1547	1550	1587	1636	1718
99	71	1207	1225	1246	1275	1340	1418	1457	1554	1594	1630	1680	1802
100	89	1246	1267	1282	1320	1376	1450	1492	1604	1636	1673	1716	1814
104	84	1258	1276	1298	1335	1392	1468	1512	1644	1673	1711	1744	1873

Таблица 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
106	93	1263	1287	1303	1342	1402	1478	1518	1638	1673	1717	1761	1913
107	81	1243	1265	1282	1318	1371	1450	1494	1605	1639	1680	1714	1842
110	89	1259	1282	1299	1331	1397	1473	1518	1640	1670	1712	1759	1927
						2. Лемьинская площадь							
35	71	1172	1192	1209	1239	1300	1371	1397	1486	1524	1553	1620	1713
36	80	1189	1211	1228	1255	1326	1394	1423	1510	1557	1588	1660	1807
38	78	1171	1188	1208	1237	1299	1370	1440	1480	1524	1556	1615	1717
39	82	1192	1213	1230	1258	1324	1398	1425	1513	1558	1590	1656	1825
40	79	1176	1197	1212	1243	1305	1377	1404	1490	1534	1570	1625	1765
41	84	1227	1248	1266	1298	1364	1438	1467	1560	1608	1640	1718	1921
42	85	1217	1232	1253	1281	1348	1423	1482	1540	1581	1624	1688	1854
43	80	1196	1214	1233	1264	1229	1403	1445	1520	1568	1604	1674	1836,5
44	78	1189	1207	1225	1255	1318	1394	1438	1510	1554	1593	1658	1804
						3. Верхне-Лемьинская площадь							
1	97	1293	1319	1336	1366	1435	1515	1541	1647	1720	1732	1807	1933
2	95	1310	1338	1356	1386	1458	1540	1570	1698	1750	1762	1840	2002
3	91	1282	1301	1326	1356	1425	1502	1557	1656	1703	1748	1790	1943,6

Таблица 6

ГЛУБОКИЕ РАЗВЕДОЧНЫЕ СКВАЖИНЫ

6. Апт-верхняя юра (убинский тип разреза)

№№ скважин	Альтитура стола ротора, м	Глубины до кровли, м													
		апт					баррем			готерив		валанжин-берриас		кимеридж-келловей	Забой скважины, м
		кошайская свита		леушинская свита						алясовская свита			тутлеймская свита		
				верхняя подсвита			нижняя подсвита								
		верхняя пачка	нижняя пачка	пачка «М»	средняя пачка	нижняя пачка	пачка «Н»	нижняя пачка	верхняя пачка	средняя пачка	нижняя пачка	верхняя подсвита	нижняя подсвита	абалакская свита	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1. Потанайская площадь															
1	75	1517	1546	1564	1608	1668	1771	1827	1900	2046	2070	2084	2096?	2115	**2202**
2	77	1492	1516	1535	1578	1638	1740	1788	1860	2007	2027	2042	2054?	2078	**2111**
3	77	1515	1542	1559	1604	1660	1768	1816	1890	2036	2057	2072	2085?	2101	**2143**
5	79	1504	1527	1546	1590	1648	1747	1800	1880	2006	2025	2038	2051?	2068	**2097**
6	77	1503	1530	1546	1590	1647	1748	1798	1870	2012	2033	2042	2052?	2076	**2097**
7	79	1520	1548	1566	1610	1670	1778	1828	1901	2043	2064	2078	2090?	2115	**2172**
8	77	1505	1532	1548	1592	1650	1751	1806	1886	2020	2043	2057	2072?	2093	2127
9	81	1540	1570	1586	1632	1680	1798	1855	1940	2083	2102	2116	2131?	2153	**2185**
10	77	1526	1556	1570	1618	1685	1790	1842	1918	2082	2104	2128	2136?	2173	**2231,2**
11	79	1548	1578	1595	1640	1711	1818	1867	1963	2118	2137	2156	2167?	2200	**2280**

Таблица 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
13	80	1500	1526	1545	1592	1652	1747	1796	1870	1998	2012	2022	2032?	—	2066
14	80	1554	1584	1660	1640	1700	1798	1853	1920	2088	2100	2110	2123?	2150	2188
15	88	1560	1588	1606	1650	1698	1818	1874	1950	2087	2108	2118	2138?	2160	2186
17	92	1611	1639	1657	1704	1767	1878	1948	2010	2186	2200	2208	2227?	2255	2356,3
41	79	1534	1560	1577	1625	1685	1795	1848	1926	2096	2115	2136	2153?	2187	2282
							2. Оханская площадь								
19	77	1550	1572	1590	1632	1687	1793	1848	1935	2070	2089	2101	2120?	2151	2201
26	75	1492	1518	1535	1576	1628	1728	1778	1855	2000	2015	2020	2035?	2053	2073
40	80	1516	1541	1557	1602	1658	1761	1813	1884	2040	2058	2070	2084	—	2145
46	75	1535	1564	1579	1627	1687	1793	1848	1926	2097	2115	2137	2148	2184	2240
							3. Картопьинская площадь								
1	78	1462	1490	1508	1551	1623	1714	1760	1833	1980	2010	2038	2054	2074	2131
2	82	1435	1457	1478	1525	1600	1678	1724	1790	1930	1964	1987	2000	2013	2076
4	81	1455	1481	1499	1542	1617	1698	1747	1833	1960	1987	2007	2026	2040	2093
5	74	1484	1511	1526	1567	1645	1728	1776	1855	2006	2029	2046	2058	2072	2170
6	82	1477	1503	1521	1567	1645	1730	1783	1857	2013	2043	2064	2085	2108	2189
8	78	1458	1483	1498	1545	1623	1708	1758	1829	1988	2010	2033	2054	2076	2150
13	77	1463	1490	1507	1552	1635	1717	1764	1832	1990	2018	2050	2073	2094	2163
14	77	1468	1493	1508	1554	1628	1712	1764	1836	1990	2011	2030	2042	2052	2127

Таблица 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
						4. Средне-Мулымьинская площадь									
151	62	1222	1238	1260	1293	1349	1427	1467	1517	1620	1650	1672	1686	1732	1823
152	61	1224	1240	1261	1295	1348	1428	1465	1515	1617	1650	1672	1684	1733	1770
154	66	1256	1272	1296	1330	1390	1472	1513	1570	1677	1715	1736	1751	1804	1886,3
155	65	1260	1277	1300	1334	1394	1475	1518	1575	1687	1718	1740	1654	1813	1904,2
156	65	1236	1254	1274	1308	1366	1442	1480	1530	1630	1664	1685	1701	1754	1807
157	61	1240	1256	1278	1313	1367	1447	1487	1538	1636	1673	1693	1710	1757	1807
						5. Южно-Убинская площадь									
310	65	1280	1308	1323	1360	1424	1512	1555	1638	1733	1775	1794	1806	1873	1977
311	70	1281	1308	1323	1360	1422	1508	1554	1640	1733	1760	1786	1800	1866	1995
323	69	1264	1290	1304	1340	1401	1480	1522	1600	1688	1725	1752	1765	1819	1888
325	69	1286	1311	1328	1364	1426	1508	1556	1643	1730	1768	1794	1808	1861	1958
330	70	1267	1295	1308	1345	1405	1486	1534	1617	1698	1734	1761	1772	1823	1905
331	64	1280	1308	1322	1358	1422	1502	1554	1650	1728	1755	1782	1796	1865	2020
332	64	1278	1306	1321	1357	1420	1503	1554	1642	1728	1761	1790	1804	1874	1984
338	71	1285	1309	1325	1362	1423	1512	1547	1621	1728	1762	1781	1793	1842	1931
340	69	1273	1298	1314	1350	1406	1491	1532	1602	1682	1730	1758	1770	1831	1916
344	70	1270	1298	1310	1344	1404	1482	1530	1623	1690	1724	1748	1758	1806	1871

Таблица 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
						6. Западно-Убинская площадь									
304	63	1280	1304	1320	1356	1422	1507	1548	1632	1719	1757	1789	1803	1861	1935
305	73	1268	1294	1308	1343	1404	1486	1530	1602	1687	1724	1756	1770	1825	1897
312	75	1262	1287	1302	1347	1460	1482	1515	1595	1666	1706	1735	1748	1712	1872
313	67	1286	1312	1328	1365	1431	1483	1522	1610	1688	1725	1748	1760	1816	1880
315	74	1281	1308	1323	1360	1421	1508	1553	1627	1710	1752	1786	1800	1861	1950
324	72	1282	1310	1324	1360	1423	1505	1552	1628	1721	1757	1786	1801	1870	1983,5
327	65	1278	1305	1321	1357	1421	1505	1550	1640	1725	1762	1788	1800	1866	1968
328	76	1268	1296	1310	1346	1406	1484	1534	1616	1698	1728	1758	1772	1836	1918
329	67	1281	1310	1324	1361	1425	1507	1554	1645	1718	1757	1788	1802	1874	1987
335	68	1285	1310	1324	1361	1425	1504	1547	1616	1700	1741	1775	1788	1834	1914
						7. Мало (Восточно)-Убинская площадь									
321	70	1306	1334	1349	1385	1448	1532	1572	1665	1741	1778	1805	1817	1866	1968
322	73	1325	1350	1366	1400	1470	1557	1597	1695	1772	1810	1836	1848	1904	1974
345	70	1307	1334	1347	1382	1446	1525	1570	1660	1737	1770	1797	1806	1860	1941
347	73	1337	1361	1378	1412	1479	1570	1609	1674	1795	1817	1843	1856	1902	1995
348	74	1321	1348	1363	1398	1461	1548	1587	1656	1780	1799	1825	1840	1890	1969
						8. Северо-Убинская площадь									
301	66	1276	1306	1320	1356	1422	1505	1543	1634	1699	1736	1765	1775	1839	1870
302	71	1294	1320	1335	1370	1434	1516	1556	1644	1712	1751	1781	1790	1845	1888

Таблица 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
303	63	1291	1319	1335	1371	1437	1520	1565	1656	1728	1765	1794	1803	1862	1906
306	74	1310	1337	1354	1389	1456	1542	1588	1681	1745	1792	1824	1834	1906	1998
307	65	1310	1336	1353	1388	1457	1543	1589	1680	1754	1796	1830	1840	1906	2012
308	75	1310	1336	1353	1389	1457	1538	1585	1658	1737	1793	1820	1832	1903	1984
309	72	1280	1306	1320	1355	1420	1496	1541	1610	1692	1737	1765	1775	1838	1915
314	69	1313	1339	1355	1394	1460	1545	1592	1680	1750	1788	1822	1831	1891	1970
316	74	1282	1307	1320	1358	1422	1504	1543	1634	1700	1740	1770	1780	1842	1897
317	74	1280	1307	1322	1358	1422	1505	1547	1630	1698	1737	1767	1777	1844	1917
318	68	1314	1340	1355	1393	1456	1526	1570	1657	1726	1762	1792	1801	1860	1910
319	72	1303	1327	1343	1378	1442	1525	1571	1650	1718	1755	1784	1793	1841	1871
320	72	1308	1333	1350	1386	1451	1535	1577	1664	1735	1770	1797	1807	1857	1876
339	71	1305	1330	1345	1381	1448	1537	1568	1631	1732	1764	1793	1803	1858	1897
341	68	1323	1347	1363	1397	1464	1553	1587	1649	1755	1791	1810	1823	1870	1902
342	70	1288	1313	1328	1366	1427	1513	1548	1608	1715	1740	1767	1782	1831	1865
343	70	1280	1308	1321	1357	1420	1500	1544	1634	1707	1748	1771	1783	1852	1936,5
346	71	1328	1352	1366	1403	1470	1557	1595	1656	1767	1791	1822	1834	1884	1930
							9. Филипповская площадь								
1	78	1332	1359	1376	1413	1485	1574	1604	1663	1775	1803	1839	1854	1911	1967
2	74	1322	1343	1352	1383	1451	1537	1575	1639	1748	1781	1803	1818	1872	1915
3	69	1324	1351	1369	1407	1465	1539	1574	1631	1744	1772	1810	1825	1874	1924

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
4	74	1342	1367	1385	1424	1483	1590	1624	1686	1803	1832	1868	1880	1952	2106
6	71	1335	1363	1380	1417	1490	1579	1618	1680	1800	1827	1861	1876	1940	2054
7	81	1356	1384	1400	1430	1509	1604	1637	1693	1808	1840	1879	1894	1959	2078
9	76	1358	1383	1401	1442	1503	1608	1640	1699	1817	1850	1880	1894	1958	2060
11	70	1339	1368	1383	1425	1499	1595	1626	1683	1798	1835	1866	1880	1945	2035
12	79	1336	1363	1378	1416	1486	1585	1614	1650	1770	1812	1850	1861	1930	2000
							10. Кандырская площадь								
1	74	1418	1447	1465	1507	1567	1680	1714	1775	1894	1929	1980	1994	2053	2202

Таблица 7

ГЛУБОКИЕ РАЗВЕДОЧНЫЕ СКВАЖИНЫ

6. Апт-верхняя юра (фроловский тип разреза)

№№ скважин	Альтитуда стола ротора, м	Глубины до кровли, м								Забой скважины, м
		апт				баррем-берриас	волжский	кимеридж-келловей		
		кошайская свита		фроловская свита			баженовская свита	абалакская свита		
		верхняя пачка	нижняя пачка	верхняя подсвита		нижняя подсвита				
				верхняя пачка	нижняя пачка					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
				1. Каменная площадь						
2	26,96	1690	1720	1738	1781	1846	2274	—	2297	
3	26,46	1694	1742	1764	1805	1875	2367	2386	2452,4	
4	40,7	1710	1740	1760	1803	1870	2355	2378	2449	
5	26,58	1684	1728	1750	1794	1854	2306	2328	2359,3	
6	40,7	1714	1742	1763	1802	1867	2354	2382	2439	
9	33,1	1726	1752	1775	1818	1885	2382	2410	2483	
10	23,2	1727	1758	1780	1823	1895	2400	2428	2512	
11	33,0	1731	1762	1784	1828	1884	2374	2398	2495	
12	41,5	1728	1759	1781	1821	1882	2370	2399	2488	
13	26,05	1724	1751	1770	1814	1886	2376	2396	2459,5	

Таблица 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	26,0	1700	1738	1761	1800	1876	2319	2335	2353
16	43,7	1730	1778	1797	1841	1917	2397	2425	2508
18	33,1	1898	1727	1746	1786	1850	2306	—	2360
21	26,9	1721	1750	1773	1815	1880	2369	2395	2486,6
31	26,8	—	—	—	—		—	—	1634
33	40,67	1762	1793	1810	1857	1937	2433	2466	2656
34	45,9	1752	1786	1803	1850	1920	2392	2416	2503
36	30,1	—	—	—	—	—	—	—	1674
40	39,01	1756	1783	1802	1847	1930	2411	2436	2541
				2. Елизаровская площадь					
25	25,2	1755	1784	1806	1845	1901	2420	2445	2518
26	23,3	1732	1762	1783	1824	1883	2428	2453	2597
27	24,79	1755	1783	1803	1844	1910	2437	2458	2555
28	26,4	1755	1784	1805	1845	1903	2421	2448	2515
				3. Ай-Торская площадь					
7	26,3	1720	1747	1768	1824	1890	2373	2400	2508
8	26,48	1715	1735	1756	1803	1870	2337	2370	2433,6
17	26,0	1746	1778	1798	1845	1908	2400	2430	2558
20	26,0	1725	1758	1780	1834	1905	2390	2424	2590
24	30,4	1748	1780	1803	1852	1920	2395	2423	2584

Таблица 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
				4. Лорбинская площадь					
15	48,7	1741	1772	1792	1838	1922	2373	2397	2486
38	47,0	1715	1743	1763	1808	1870	2334	2358	2422
				5. Молодежная площадь					
1	48,6	1774	1801	1820	1858	1910	2501	2554	2778
2	36,2	1794	1818	1837	1875	1942	2540	2587	2806,5
				6. Кальмановская площадь					
1	24,5	1716	1746	1767	1804	1886	2368	2395	2495
				7. Мало-Атлымская площадь					
1	31,9	1765	1800	1826	1887	1968	2450	2478	2909
				8. Подгорненская площадь					
3	29	1720	1758	1780	1845	1920	2376	2410	2680

Таблица 8

ГЛУБОКИЕ РАЗВЕДОЧНЫЕ СКВАЖИНЫ

7. Юра (шаимский тип разреза)

№№ скважин	Альтитуда стола ротора, м	Глубины до кровли, м								Поверхность фундамента, м	Мощность коры выветривания, м	Забой скважин, м
		верхневолжский подъярус	нижний + средний волжские подъярусы	кимеридж-верхний оксфорд	нижний оксфорд	келловей	бат	байос	аален			
		шаимская свита					тюменская свита					
		верхняя подсвита		нижняя подсвита			верхняя подсвита					
		нижняя пачка	трехозерная пачка	вогулкинская толща			верхняя пачка	средняя пачка	нижняя пачка			
				верхняя пачка $П_1$	средняя пачка $П_2$	нижняя пачка $П_3$						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	12
					1. Мулымьинская площадь							
2	55	—	—	—	—	—	—	—	—	1410	—	1432
3	52	1434	1440	1442	—	—	—	—	—	1448	27	1483
4	60	1478	1489	1512	1518	1523	—	—	—	1539	37	1581
7	53	—	—	—	—	—	—	—	—	1426	0	1442
8	53	1457	—	—	—	—	—	—	—	1459	0	1500
10	63	1493	1503	1520	1530	1540	—	—	—	1544	35	1593
11	50	1454	1464	1472	1479	—	—	—	—	1487	26	1528,5
13	51	1532	1545	1613	1618	1622	1625	1640	—	1653		1667
14	68	—	—	—	—	—	—	—	—	1486	50	1546

Таблица 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	12
15	51	1457	1462	1576	—	—	—	—	—	1490	28	1517,6
30	65	—	—		—	—	—	—	—	1440	20	1465
34	61	1454	1464	—	—	—	—	—	—	1466	17	1501
35	62	1443	1457	—	—	—	—	—	—	1460	0	1489
37	65	1468	1479	1493	—	—	—	—	—	1504	0	1533
39	53	1480	1491	1500	—	—	—	—	—	1507	>40	1546
40	53	—	—	—	—	—	—	—	—	1443	10	1473
41	51	1429	—	—	—	—	—	—	—	1435	0	1453
77	56	1451	1461	1476	—	—	—	—	—	1479	—	1495
					2. Трехозерная площадь							
1	64	1466		1474	1479	1486	—	—	—	1488	12	1516
5	63	—	—	—	—	—	—	—	—	1444	0	1468
6	50	1478	—	1480	1490	1493	—	—	—	1497	0	1523
9	67	1469	—	—	—	—	—	—	—	1475	18	1521,9
12	49	1517	1528	1529	—	—	—	—	—	1541		1559
17	51	1490	1496	1498	1503	1509	—	—	—	1511	>12	1530,5
21	51	1505	1525	1527	—	—	—	—	—	1529	33	1562
22	53	1497	—	—	—	1503	—	1511	—	1512	13	1531,5
31	51	1479	1480	—	—	—	—	—	1481	1488	54	1543
32	50	1488	1492	—	—	1493	—	1505	—	1520	>20	1540

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	12
33	49	1516	1529	1531	1535	1539	—	—	—	1542	>20	1551
36	63	1471	—	1475	1477	1483	—	—	—	1485	15	1504
38	52	1485	—	—	—	—	—	—	—	1487	0	1506
45	64	1492	—	1503	—	—	—	—	—	1508	11	1527
46	49	1507	1518	1519	1525	1530	—	1534	—	1535	>25	1575
47	65	1507	1519	1521	1528	1534	—	1537	1552	1597	24	1612
48	62	1493	1497	1499	1502	1504	—	—	—	1507	5	1522
61	63	1487	1489	1491	1497	1504	—	1507	1513	1522	6	1540,9
63	63	1477	1485	1487	1492	1501	—	1504	1511?	1516	7	1530
66	51	1498	1504	1505	?	1513	—	1519	—	1523	>20	1553
67	53	1523	1530	1531	1537	1540	1546	1550	1558?	1566	>21	1587
68	53	1492	1497	?	—	1499	—	—	—	1503		1518
69	74	1500	—	—	—	—	—	—	—	1502		1519,5
70	53	1516	1522	1523		1528	—	—	—	1535	>15	1557
71	52	1506	1511	—	—	1512	—	1520	—	1534	>15	1553
72	61	1488	—	—	—	—	—	—	—	1500	>20	1521
73	63	1512	1522	1524	—	—	—	—	—	1528	0	1545
74	66	1467	1470	1471	1476	1481	—	—	—	1487	13	1515
75	63	1476	—	—	—	—	—	—	—	1478	30	1512,5
76	55	1511	1513	1515	?	1518	—	—	—	1523	20	1543

Таблица 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	12
78	53	1518	1522	—	—	1523	—	—	—	1535	>10	1555
81	55	1506	1511	—	—	—	—	—	—	1515	15	1541
88	60	—	—	—	—	—	—	—	—	1426	0	1446
125	51	1469	1470,5	—	—	—	—	—	—	1471	5	1491
127	51	1478	—	—	—	—	—	—	—	1487	>20	1506
128	50	1466	—	—	—	1472	—	—	—	1475	>25	1506
137	63	1461	1462	1463	—	—	—	—	—	1467	0	1491
138	64	—	—	—	—	—	—	—	—	1439	0	1456
139	51	1481	—	1486	?	—	—	—	—	1496	21	1517
141	55	1507	—	—	—	—	—	—	—	1508		1528,85
144	52	1500	1506	1507	?	1511	1575	1520	—	1529	13	1548,5
					3. Южно-Мортымьинская площадь							
23	53	1535	1542	1543	1550	—	—	—	—	1558	32	1611
89	56	1518	—	—	—	—	—	—	—	1522	0	1538,3
145	53	1527	1535	1538	1543	1515	—	—	—	1547	>20	1574
					4. Западно-Мортымьинская площадь							
24	54	1516	—	—	—	—	—	—	—	1521	0	1534
93	55	1518	1524	—	—	—	—	—	—	1525	0	1540
113	56	1551	1561	1565	—	—	—	—	—	1577	15	1601
135	63	1586	1595	1613	1618	1619		1623	1634?	1640	30	1670

Таблица 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	12
140	58	1545	1555	1558	1565	—?	—	—	—	1571	10	1591
					5 .Северо-Мортымьинская площадь							
25	62	1554	1563	1573	—	—	—	—	—	1580		1597
26	56	1530	1534	1538	—	—	—	—	—	1542		1567,6
29	61	1581	1594	1598	—	—	—	—	—	1607		1616,5
86	61	1579	1587	1594	1606	1610	—	—	—	1612	17	1633
90	68	1560	1576	—	—	—	—	—	—	1598	12	1615
91	56	1566	1574	1579	1594	1604	—	—	—	1613	10	1630
92	67	1608	1614	1649	1655	1658	—	—	—	1663	16	1683,4
96	56	1592	1602	1609	1620	—	—	—	—	1623	0	1635
97	66	1584	1590	1609	—?	1617	—	—	—	1619	>20	1640
110	72	1563	1574	—	—	—	—	—	—	1602		1610,2
121	59	1557	1562	1574	—	—	—	—	—	1585	10	1606
					6. Мортымьинско-Тетеревская площадь							
27	56	1543	—	—	—	—	—	—	—	1546	18	1570
28	59	1569	1573	—	—	1589	—	—	—	1594	9	1613
56	57	1539	1545	1546	—	—	—	—	—	1557	8	1576
83	60	—	—	—	—	—	—	—	—	1516	0	1535,7
87	55		1538	1539	1543	—	—	—	—	1550	10	1565
94	59	1552	1560	1562	—	—	—	—	—	1566	0	1577

Таблица 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
95	58	1568	1570	1572	—	—	—	—	—	1593	10	1620
115	59	1571	1581	—	1599	—	—	1608	—	1613	>10	1632
117	59	1594	1601	1610	1620	1634	—	—	—	1638	>10	1665,2
119	59	1591	1600	1601	1617	1628	—?	1635	—	1650	>10	1665
120	61	1532	1535	1537	—	—	—	—	—	1540	0	1557,7
133	61	1609	1618	1620	1634	1648	—	—	—	1652	11	1671,7
259	56	—	—	—	—	—	—	—	—	1570	0	1590,65
261	58	1583	1591	1593	1603	1618		1623	—	1528	14	1654
262	58	1550	1554	1555	—?	1568	—	—	—	1575	20	1604
263	55	1528	—	—	—	—	—	—	—	1530	9	1552
265	57	1571	1578	1580	1591	—	—	—	—	1598	10	1611
267	61	1618	1626	1630	1644	1650	—	—	—	1659	>40	1703
268	62	1613	1626	1628	1636	—	—	—	—	1653	9	1675
269	59	1591	—	—	—	—	—	—	—	1594	0	1607
272	58	1543	1544	1545	—	—	—	—	—	1556	10	1576
274	55	1526	1527	—	—	—	—	—	—	1536	0	1552
288	58	1595	1601	1604	1614	1626	—	—	—	1637	>15	1656
356	59	1574	1586	1587	1598	1611	—	—	—	1616	>40	1662,8
361	56	1566	1569	—	—	—	—	—	—	1570	0	1591
362	64	1618	—	1625	1642	1655	—	—	—	1661	11	1670

Таблица 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	12
365	81	1605	1608	1612	1624	—?	—	—	—	1633	0	1657
369	67	1649	1660	1666	1683	1697	—	—	—	1702	13	1724,7
					7. Северо-Тетеревская площадь							
161	68	1643	1652	1654	1671	—	—	—	—	1690	0	1714
163	74	1626	1632	1640	—	—	—	—	—	1647	0	1662
164	73	—	—	—	—	—	—	—	—	1600	0	1620
168	69	1650	1658	1660	1683	1692	—	—	—	1695	>15	1728
357	71	1633	1636	1638	—	—	—	—	—	1657	0	1674
359	72	—	—	—	—	—	—	—	—	1617	0	1632
367	70	1644	—?	1652	—	—	—	—	—	1656	0	1675
368	71	1674	1683	1685	1702	—?	—	—	—	1722	>20	1740
371	72	1686	1698	1703	1720	1734	—	—	—	1743		
377	70	1626	1630	1632	—	—	—	—	—	1645	>15	1666
386	69	1644	1653	1655	—?	—	—	—	—	1668	>13	1690
					8. Восточно-Тетеревская площадь							
43	58	—	—	—	—	—	—	—	—	1580	22	1611
52	64	1690	1692	1693	1701	1718	1723	1533	1746	1778	10	1798
53	61	1653	—	?	1656	1665	—	1667	1679	1690	10	1713
57	58	—	—	—	—	—	—	—	—	1576	20	1610
64	63	1641	—	1642	1647	—?	—	—	—	1653	>17	1675

Таблица 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	12
65	65	1638	—	—	—	—	—	—	—	1641	>20	1667
98	55	—	—	—	—	—	—	—	—	1528	10	1543,6
99	59	1638	1639	—	—	—	—	1641	1650	1656		1665
146	70	1667	1669	1670	—?	—	—	—	—	1674	12	1692
147	70	—	—	—	—	—	—	—	—	1648		1669
148	64	—	—	1638	—	—	—	—	—	1641	0	1660,6
171	62	1667	—	1668	1676	1690	1695	1702	1716	1738	0	1755
258	60	—	—	—	—	—	—	—	—	1556	0	1580
260	58	1570	—	—	—	—	—	—	—	1572	0	1590,65
280	59	—	—	—	—	—	—	—	—	1610	20	1645,5
281	59	1634	1636	—	—	—		1637	—	1647	10	1672
351	70	1638	1643	—	—	—	—	—	—	1646	0	1667
352	71	1702	1707	1708	1712	1717		1721	—	1741	32	1778,18
353	66	1657	—	—	—	—	—	—	—	1665	0	1692,2
354	62	1643	1646	1647	—	—	—	—	—	1661	>30	1692
355	61	1630	1634	1635	—	—	—	—	—	1641	0	1661
366	70	1687	1694	—	—	—	—	1696	—	1707	13	1728
					9. Южно-Тетеревская площадь							
54	60	1555	—	—	—	—	—	—	—	1557	6	1580
55	58	—	—	—	—	—	—	—	—	1517	—	1558

Таблица 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
59	53	—	—	—	—	—	—	—	—	1535	0	1552
62	56	—	—	1543	1556	—	—	—	—	1565	17	1590
85	55	1550	1551	1554	—	—	—	—	—	1560	26	1590
149	52	1565	—	1566	1571	1581	—	—	—	1580	>20	1620
162	55	—	—	1512	—	—	—	—	—	1517	0	1538
165	57	—	—	1572	—	—	—	—	—	1588	>20	1612
169	60	—	—	—	—	—	—	—	—	1563	0	1581
170	63	1614	—	—	—	1620	—	—	—	1626	0	1646
264	62	—	—	—	—	—	—	—	—	1605	0	1622,5
287	53	—	—	—	—	—	—	—	—	1532	0	1555,8
					10. Южно-Толумская площадь							
1	72	1761	—	1765	—	—	1773	1780?	—	1797	?	1798
3	72	1727	—	—	—	—	—	—	—	1731	0	1752
4	71	1734	—	—	—	—	—	—	—	1743	0	1758
5	71	1754	—	1759	—	—	—	—	—	1774	6	1795
6	74	1652	—	—	—	1762	—	1767	—	1772	>20	1792
12	72	1748	—	—	—	—	—	1753		1771	>20	1805
13	71	1706	—	1709	—	—	—	—	—	1717	0	1744
14	70	1764	—	1773	1790	1801	—	—	—	1807	>20	1830
15	70	1783	—	1796	1812	1824	—	—	—	1830	>20	1845

Таблица 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
16	70	1761	—	1770	1778	—	1788	1800	—	1813	10	1824
17	71	1772		1784	1797	—?	—	—	—	1808	10	1826
18	73	1718	—	—	—	—	—	—	—	1721	20	1745
19	73	1740	—	—	—	—	—	—	—	1741	0	1755
25	72	1769	—	1776	—	—	—	—	—	1795	>15	1806
					11. Северо-Толумская площадь							
7	74	1725	—	1729	—	—	—	—	—	1735	5	1757
10	73	1748	1752	—	—	—	—	—	—	1753	18	1783
11	75	1751	—	1759	—	—	—	—	—	1764	11	1786
					12. Восточно-Толумская площадь							
20	73	1797	—	1807	—	—	—	—	—	1815?	0	1847
24	75	1775	—	—	—	—?	—	1779	—	1794	>20	1810
					13. Семивидовская площадь							
3	74	1762	—	1765	—	—	—	—	—	1770	11	1786
8	73	1795	—	1800	1811	—	—	—	—	1816	14	1839

Таблица 9

ГЛУБОКИЕ РАЗВЕДОЧНЫЕ СКВАЖИНЫ

8. Юра (Убинский тип разреза)

№№ скважин	Альтитуда стола ротора, м	Глубины до кровли, м										Поверхность фундамента, м	Мощность коры выветривания, м	Забой скважины, м
		кимеридж-оксфорд	нижний оксфорд	нижний оксфорд-келловей	кимеридж-оксфорд	нижний оксфорд	нижний оксфорд-келловей	бат	байос	аален	нижняя юра			
		абалакская свита			вогулкинская толща			тюменская свита						
		верхняя пачка	средняя пачка	нижняя пачка	верхняя пачка, $П_1$	средняя пачка, $П_2$	нижняя пачка, $П_3$	верхняя подсвита: верхняя пачка	верхняя подсвита: средняя пачка	верхняя подсвита: нижняя пачка	средняя подсвита			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1. Потанайская площадь														
1	75	2115	2121	2127	—	—	2127	2142	2150	2170	—	2179	21	2202
2	77	2078	2084	2088	—	—	2088	—	—	—	—	2096	0	2111
3	77	2101	2105	2112	—	—	2112	—	—	—	—	2125	0	2143
5	79	2068	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2071	18	2097
6	77	2076	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2080	0	2097
7	79	2115	2121	—	—	—	—	—	—	—	—	2125	26	2172
8	77	2093	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2096	17	2127
9	81	2153	2155	2158	—	—	2158	—	—	—	—	2169	0	2185
10	77	2173	2178	2183	—	—	2183	2184	2195	—	—	2225	?	2231,2
11	79	2200	2205	2212	—	—	2212	2213	2232	2242	—	2244	22	2280

Таблица 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
13	80	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2049	0	2066
14	80	2150	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2155	0	2188
15	88	2160	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2165	0	2186
17	92	2255	2260	2263	—	—	2263	2267?	2293	2238	—	2328?	>20	2356,3
41	79	2187	2190	2192	—	—	2192	2202	2221	2238?	—	2244	33	2282
						2. Оханская площадь								
19	77	2151	—	—	2151			—	—	—	—	2162	24	2201
26	75	2053	—?	—?	2053	—?	—?	?	—	—	—	2057	?	2073
40	80	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2106	>24	2145
46	75	2184	2190	2195	2184	—	—	2191	2205	—	—	2217	>20	2240
						3. Картопьинская площадь								
1	78	2074	2078	2080	—	—	—	2082	2095	—	—	2098	11	2131
2	82	2013	2020	2024	—	—	2024	—	—	—	—	2047	11	2076
4	81	2040	2045	2048?	—	—	—	—	—	—	—	2052	0	2093
5	74	2072	2084?	2100	—	—	2100	2114	—	—	—	2130?	>30	2170
6	82	2108	2112	2115	—	—	2115	2128	2138	—	—	2147	>33	2189
8	78	2076	2082	2086?	—	—	—	2089	2110	—	—	2119	10	2150
13	77	2094	2100	2105?	—	—	—	2115	—	—	—	2126	29	2163
14	77	2052	2066	2076	—	—	2076	2082	—	—	—	2085	>30	2127

Таблица 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
4. Средне-Мулымьинская площадь														
151	62	1732	1738	1743	—	—	1743	—	—	—	—	1749	0	1823
152	61	1733	1738	1742	—	—	—	—	—	—	—	1745	25	1770
154	66	1804	1810	1818	—	—	1832	?	1840	1857	—	1866	20?	1886,3
155	65	1813	1822	1825	—	—	1825	1840	1855	—	—	1878	>24	1904,2
156	65	1754	1758	1761	—	—	—	—	—	—	—	1771	0	1807
157	61	1757	1765	1768	—	—	1768	1776	—	—	—	1786	>25	1807
5. Южно-Убинская площадь														
310	65	1873	1881	1888	—	—	—	1897	1925	1948	—	1959	7	1977
311	70	1866	1873	1881	—	—	—	1890	1913	—	—	1944	>30	1995
323	69	1819	1827	1833	—	—	—	1844	—?	—	—	1862	>20	1888
325	69	1861	1872	1876	—	—	—	1881?	1905	—	—	1934	>12	1958
330	70	1823	1828	1836	—	—	—	1840	1862	—	—	1879	>30	1905
331	64	1865	1874	1880	—	—	—	1892	1912	1941	1964	1998	10	2020
332	64	1874	1881	1888	—	—	—	1900	1914	1956	—	1970	>10	1984
338	71	1842	1848	1858	—	—	—	1876	1894	—	—	1908	>20	1931
340	69	1831	1840	1849	—	—	—	1859	1872	—	—	1896	>20	1916
344	70	1806	1814	1821	—	—	—	1831	—	—	—	1845	19	1871

Таблица 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
6. Западно-Убинская площадь														
304	63	1861	1870	1884	—	—	—	1888	1908	—	—	1915	>20	1935
305	73	1825	1832	1836	—	—	—	1847	—	—	—	1862	20	1697
312	75	1812	1819	1828	—	—	—	1834	—	—	—	1846	15	1872
313	67	1816	1821	1827	—	—	—	1834	—	—	—	1847	20	1880
315	74	1861	1868	1873	—	—	—	1882	1906	1932	—	1940	13	1950
324	72	1870	1879	1896	—	—	—	1898	1916	1948	—	1960	>20	1983,5
327	65	1866	1873	1890	—	—	—	1898	1911	1932?	—	1948	6	1968
328	76	1836	1845	1857	—	—	—	1862	1875	—	—	1895	28	1918
329	67	1874	1882	1893	—	—	—	1901	1914	1943	—	1946	>44	1987
335	68	1834	1840	1845	—	—	—	1850	1862	—	—	1872	0	1914
7. Мало (Восточно)-Убинская площадь														
321	70	1866	1872	1880	—	—	1884	1926	1940	—	—	1950	>20	1974
322	73	1904	1913	1918	—	—	1918	1886	1900	—	—	1916	>40	1968
345	70	1860	1867	1872	—	—	—	1885	—?	—	—	1903	>35	1941
347	73	1902	1910	1915	—	—	—	1925	1940	—	—	1959	22	1995
348	74	1890	1898	1902	—	—	1911	1917	1932	—	—	1952	>20	1969
8. Северо-Убинская площадь														
301	66	1839	1846	1847	—	—	1847	—	—	—	—	1850	20	1870
302	71	1845	1854?	2	—	—	—	—	—	—	—	1856	0	1888

Таблица 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
303	63	1862	1868	1871	—	—	1877	1880	—	—	—	1891	>15	1906
306	75	1906	1913	1916	—	—	—	1920	1945	1965	—	1960	>20	1998
307	65	1906	1913	1917	—	—	—	1920	1945	1955?	—	1971	40	2012
308	75	1903	1910	1915	—	—	—	1922	1940	1958	—	1978	?	1984
309	72	1838	1843	1846	—	—	—	1850	1860	—	—	1865	30	1915
314	69	1891	1896	1897	—	—	—	1900	1914?	—	—	1920	50	1970
316	74	1842	1849	1856	—	—	—	1861	1873	—	—	1877	>20	1897
317	74	1844	1850	1855	—	—	—	1860	—	—	—	1870	>40	1917
318	68	1860	1868	—	—	—	—	—	—	—	—	1874	25	1910
319	72	1841	1847	—?	—	—	—	—	—	—	—	1850	0	1871
320	72	1857	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1860	>20	1876
339	71	1858	1864	1866?	—	—	—	—	—	—	—	1870	0	1897
341	68	1870	1875	—	—	—	—	—	—	—	—	1877	0	1902
342	70	1831	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1833	0	1865
343	70	1852	1860	1870	—	—	—	1874	1895	—	—	1910	>20	1936,5
346	71	1884	—	—	1884?	—	—	—	—	—	—	1890	0	1930
					9. Филипповская площадь									
1	78	1911	1918	1925	—	—	—	1930	1942	—	—	1952	?	1967
2	74	1872	1880	1886	—	—	1886?	—	—	—	—	1891	>20	1915
3	69	1874	1881	1889	—	—	—	1892	—	—	—	1907	5	1924

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
4	74	1952	1960	1968	—	—	—	1975	2004	2075	2047?	2067	10	2106
6	71	1940	1950	1956	—	—	—	1963	1982	2015	—	2023	>27	2054
7	81	1959	1968	1974	—	—	—	1979	2004	2034	—	2047	>23	2078
9	76	1958	1965	1969	—	—	—	1974	1990	2022	—	2031	23	2060
11	70	1945	1954	1957	—	—	—	1963	1982	—	—	1998	>25	2035
12	79	1930	1937	1947	—	—	—	1955	1972	—	—	1997	>15	2000
						10. Кандырская площадь								
1	74	2053	2058	2063	—	—	—	2068	2092	2142	2165	2180	30	2202

Таблица 10

ГЛУБОКИЕ РАЗВЕДОЧНЫЕ СКВАЖИНЫ

9. Юра (ляпинский тип разреза)

№№ скважин	Альтитуда стола ротора, м	Глубины до кровли, м													Мощность коры выветривания, м	Забой скважины, м
		верхневолжский подъярус	нижний + средний волжские подъярусы	кимеридж-оксфорд	нижний оксфорд	нижний оксфорд-келловей	кимеридж-оксфорд	нижний оксфорд	нижний оксфорд-келловей	бат	байос	аален	нижняя юра	Поверхность фундамента, м		
		марьяновская свита					вогулкинская толща			тюменская свита						
		верхняя подсвита		нижняя подсвита						верхняя подсвита						
				верхняя пачка	средняя пачка	нижняя пачка	верхняя пачка, $П_1$	средняя пачка, $П_2$	нижняя пачка, $П_3$	верхняя пачка	средняя пачка	нижняя пачка	средняя подсвита			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1. Даниловская площадь																
60	63	1697	1718	1763	1774	1780	—	—	—	1785	1816	—	—	1846	8	1867
62	82	1730	1752	1802	1808	1817	—	—	—	1824	1855	1891?	—	1908	32	1983
64	75	1628	1636	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1661	4	1705
65	78	1641	1650	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1677	22	1716
66	79	1683	1710	1749	1757	1763	—	—	—	1769	1795	—	—	1800	27	1827
68	79	1706	1725	1770	1776	1784	—	—	—	1790	—	—	—	1815	20	1856
69	75	1742	1760	1800	1809	1817	—	—	1817	1826	—	—	—	1856	24	1909
72	70	1692	1703	1752	1759	1762	—	—	—	—	—	—	—	1765	15	1801

Таблица 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
78	71	1652	1680	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1700	5	1555
80	72	1700	1730	1768	1778	1783	—	—	—	1788	1818	—	—	1824	8	1863
81	85	1730	1746	1768	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1775	30	1811
82	78	1724	1741	1769	1777	1781?	1769	1777	1781	—	—	—	—	1784	36	1827
83	72	1683	1695	1726	1735	—	1726	1735	—	—	—	—	—	1740	30	1788
84	84	1680	1702	1714	—	—	1714	—	—	—	—	—	—	1716	0	1743
85	77	1707	1718	1737	1746	1755?	1737	1746	1755?	—	—	—	—	1760	61	1833
86	82	1701	1715	1753	1761	1767	—	—	—	1772	—	—	—	1776	15	1813
87	79	1665	1698	1730	1740	1749?	—	—	1749	—	—	—	—	1752	12	1789
88	81	1756	1763	1798	1807	1817	—	—	—	1824	—	—	—	1832	10	1866
89	83	1720	1737	1777	1784	1795?	—	—	1795	1798	—	—	—	1808	2?	1840
90	77	1672	1702	1728	1735	1741	1728	1735	1741	1747	—	—	—	1754	13	1808
91	83	1720	1741	1770	1776	—	1770	1776	—	—	—	—	—	1785	0	1802
92	86	1718	1746	1769	1780	1793	1769	1780	1793	—	—	—	—	1799	0	1824
93	79	1680	1698	1716	—?	—	1716	—?	—	—	—	—	—	1724	0	1744
94	83	1690	1705	1722	—	—	1722	—	—	—	—	—	—	1724	0	1805
96	90	1780	1808	1838	1843	—	1843	—	—	—	—	—	—	1854	>20	1874
97	81	1687	1697	1736	1742	1750	—	—	1750	—	—	—	—	1756	11	1772
98	65	1636	1657	1690	1698	1703	—	—	—	—	—	—	—	1708	10	1718
99	71	1680	1710	1745	1756	1765	—	—	—	1768	—	—	—	1774	13	1802

Таблица 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
100	89	1716	1735	1760	1770	1774	—	—	1774	—	—	—	—	1782	15	1814
104	84	1744	1776	1805	1815	1822	—	—	1822	1826	—	—	—	1831	34	1873
106	93	1761	1785	1717	1831	1837	—	—	—	1845	—	—	—	1868	8	1913
107	81	1714	1732	1762	?	?	1769	?	?	—	—	—	—	1777	11	1842
110	89	1759	1784	1820	1829	1838	—	—	—	1842	—	—	—	1883	0	1927
							2. Лемьинская площадь									
35	71	1620	1646	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1691	0	1713
36	80	1660	1694	1745	1751	1757	—	—	—	1761	—	—	—	1777	20	1807
38	78	1615	1640	1688	1694	—	—	—	—	—	—	—	—	1698		1717
39	82	1656	1685	1742	1748	1755	—	—	—	1760	1782	—	—	1790	15	1825
40	79	1625	1660	1708	1717	1722	—	—	—	1726	—	—	—	1731	13	1765
41	84	1718	1751	1788	1796	1802	—	—	—	1806	1850	—	—	1891	0	1921
42	85	1688	1716	1758	1765	1770	—	—		1774	1783	—	—	1795	>50	1854
43	80	1674	1708	1755	1765	1774	—	—	—	1779	1806	—	—	1824	?	1836,5
44	78	1658	1689	1729	1735	1746	—	—		1755	1760	—	—	1772	20	1804
							3. Верхне-Лемьинская площадь									
1	97	1807	1833	1869	1876	1882	—	—	—	1889	—	—	—	1910	10	1933
2	95	1840	1865	1912	1915	1919	—	—	—	1924	1960	—	—	1978	12	2002
3	91	1790	1820	1855	1863	1868	—	—	—	1870	—	—	—	1890	28	1943,6

Таблица 11

ГЛУБОКИЕ РАЗВЕДОЧНЫЕ СКВАЖИНЫ

10. Юра (фроловский тип разреза)

№№ скважин	Альтитуда стола кровли, м	Глубины до кровли, м											Мощность коры выветривания, м	Забой скважины, м
		кимеридж-оксфорд	нижний оксфорд	оксфорд-келловей	кимеридж-оксфорд	нижний оксфорд	оксфорд-келловей	бат	байос	аален	нижняя юра	Поверхность фундамента, м		
		абалакская свита			вогулкинская толща			тюменская свита						
		верхняя пачка	средняя пачка	нижняя пачка	верхняя пачка $П_1$	средняя пачка $П_2$	нижняя пачка $П_3$	верхняя подсвита			средняя подсвита			
								верхняя пачка	средняя пачка	нижняя пачка				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
						1. Каменная площадь								
2	26,96	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2288	—	2297
3	26,46	2386	2393	2398	—	—	—	2403	—	—	—	2426	—	2452,4
4	40,7	2378	2383	2386	—	—	—	2391	—	—	—	2416	40	2449
5	26,58	2328	—	—	—	—	—		—	—	—	2329	30	2359,3
6	40,7	2382	2385	2387	—	—	—	2390	—	—	—	2400		2439
9	33,1	2410	2412	2420	—	—	—	2427	—	—	—	2447	30	2483
10	23,2	2428	2435	2441	—	—	—	2450	—	—	—	2486		2512
11	33,0	2398	2405	2408	—	—	—	2415	—	—	—	2458	20	2493
12	41,5	2399	2400	2402	—	—	2402	2412	—	—	—	2441	10	2488
13	26,05	2396	2401	2410	—	—	—	2415	—	—	—	2447		2459,5

Таблица 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
14	26,0	2335	2341	—	—	—	—	—	—	—	—	2346		2353
16	43,7	2425	2431	2439	—	—	—	2448	—	—	—	2487	15	2508
18	33,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
21	26,3	2395	2400	2403	—	—	—	2409	—	—	—	2438	>30	2486,6
31	26,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		1634
33	40,67	2466	2475	2480	—	—	—	2488	—	—	—	2626	>10	2656
34	45,9	2416	2425	2427	—	—	—	2434	—	—	—	2480		2503
36	30,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1674
40	39,01	2436	2441	2443	—	—	—	2450	—	—	—	2514	—	2541
					2. Елизаровская площадь									
25	25,2	2445	2450	2457	—	—	—	2462	—	—	—	2477		2518
26	23,3	2453	2460	2465	—	—	—	2470	—	—	—	2569		2597
27	24,79	2458	2463	2473	—	—	—	2478	—	—	—	2524		2555
27	26,4	2448	2451	2454	—	—	—	2458	—	—	—	2486		2515
					3. Ай-Торская площадь									
7	26,3	2400	2410	2418	—	—	—	2426	—	—	—	2476	>20	2508
8	26,48	2370	2378	2384	—	—	—	2388	—	—	—	2401	30	2433,6
17	26,0	2430	2440	2447	—	—	—	2455	—	—	—	2524	30	2558
20	26,0	2424	2428	2435	—	—	—	2442	—	—	—	2553	20	2590
24	30,4	2423	2425	2433	—	—	—	2437	—	—	—	2540	>40	2584

Таблица 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
4. Лорбинская площадь														
15	48,7	2397	2409	2417	—	—	—	2420	—	—	—	2460	>20	2486
38	47,0	2358	2364	2371	—	—	—	2373	—	—	—	2384	>40	2422
5. Молодежная площадь														
1	48,6	2554	2557	2561	—	—	—	2564	2642	—	—	2724	50	2778
2	36,2	2587	2594	2598	—	—	—	2603	—	—	—	2736	20	2806,5
6. Кальмановская площадь														
1	24,5	2395	2398	2402	—	—	—	2410	—	—	—	2476		2494
7. Мало-Атлымская опорная														
1	29,9	2478	2391	2500	—	—	—	2510	2576?	2630?	2698	2750		2909
8. Подгорненская площадь														
3	29	2410	2420	2430	—	—	—	2436	2488	2545	2600	2620	28	2680

ЛИТЕРАТУРА

Абдуллин Р. А. Литологические особенности верхнеюрских продуктивных отложений Шаимского нефтеносного района. Автореферат диссертации, Тюмень, 1968.

Алескерова З. Т., Ли П. Ф. и др. Стратиграфия мезозойских и третичных отложений Западно-Сибирской низменности. Сов. геология, сб. 55, 1957.

Алескерова З. Т., Крицук Г. С. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. Тр. ВСЕГЕИ, 1958.

Ансимов В. В., Васильев В. Г. и др. Березово-Шаимский нефтегазоносный район. Гостоптехиздат. М., 1962.

Антонов П. Л. О диффузионной проницаемости некоторых глинистых пород. В сб. «Геохимические методы поисков нефти и газа», Гостоптехиздат, М., 1954.

Архангельский А. Д., Шатский Н. С. Схема тектоники СССР. Бюлл. МОИП, отд. геол., т. XI(4), 1933.

Архангельский Н. И. Геотектонические основы поисков важнейших полезных ископаемых в мезозойских образованиях восточного склона Урала и Зауралья. Тр. ИГ УфАН СССР, вып. 63, 1962.

Архангельский А. Д., Страхов Н. М. Геологическое строение и история развития Черного моря. Изд. АН СССР ,М.—Л., 1938.

Аргентовский Л. Ю., Бочкарев В. С. и др. Стратиграфия мезозойских отложений платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 11, 1968.

Аширов К. Б. О времени формирования нефтяных месторождений Среднего Поволжья. В кн. «Генезис нефти и газа». Изд-во «Наука», М., 1967.

Бакиров А. А. Геотектонические предпосылки для поисков новых крупных нефтегазоносных областей на территории среднеазиатских республик. Советская геология, сб. 57, 1951.

Бакиров А. А. О классификации и геотектонических закономерностях размещения крупных территорий и региональных зон нефтегазонакопления в земной коре. Труды МИНХ и ГП, вып. 24, 1959.

Бакиров А. А. Нефтеносные области Америки. Госгеолтехиздат, 1959.

Бакиров А. А. Классификация и геотектонические закономерности размещения крупных нефтегазоносных территорий (областей, провинций и поясов). В кн. «Вопросы тектоники нефтегазоносных областей». Изд-во АН СССР, М., 1962.

Барс Е. А., Борщевский Г. А. и др. О генетической связи нефтегазоносных бассейнов с вмещающими их бассейнами подземных вод. «Геология нефти и газа», № 11, 1961.

Белкина С. Г., Бочкарев В. С., Боярских Г. К. и др. Предложения по изменению и уточнению корреляционной стратиграфической схемы мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 1, 1965.

Богородская Л. И., Фомичев А. С. Рассеянное органическое вещество в юрских отложениях Березово-Казымского района. Тр. СНИИГГИМС, вып. 46, 1965.

Брод И. О. О принципах районирования нефтегазоносных территорий. Докл. АН СССР, т. 52, № 5, 1946.

Брод И. О. Основные положения учения о нефтегазоносных бассейнах. Изд. НИИнефтегаз, 1962.

Брод И. О. Теоретические предпосылки поисков новых нефтегазоносных областей в СССР. «Советская геология», сб. 47, 1955.

Ботвинкина Л. Н. Методическое руководство по изучению слоистости. Тр. ГИН АН СССР, вып. 119, 1965.

Бочкарев В. С., Погорелов Б. С. Новые данные о хронологическом рубеже пермской и триасовой систем. Докл. АН СССР, т. 173, № 1, 1967.

Боярских Г. К., Нестеров И. И. и др. Условия формирования и закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирской низменности. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 3, 1967.

Будзинский Ю. А. Воднорастворимый комплекс горных пород Северного Кавказа в свете экспериментальных данных. Известия АН СССР, сер. геологич., № 4, 1967.

Бушинский Г. И. О конкрециях. В сб. «Вопросы литологии и минералогии осадочных пород», Изд-во АН Азерб. ССР, 1962.

Ван-Тайл Ф. Н., Паркер В. Г., Скитерс У. У. Миграция и аккумуляция нефти и природного газа. Изд. «ИЛ», М., 1948.

Васильев В. Г. Геологическое строение северо-западной части Западно-Сибирской низменности и ее нефтеносность. Гостоптехиздат, М., 1946.

Вебер В. В., Хаин В. Е. О некоторых геологических закономерностях в распространении нефтяных бассейнов альпийского пояса. Кн. «Нефтяные месторождения СССР», т. 1, Гостоптехиздат, М., 1949.

Войцель З. А., Иванова Е. А. и др. К истории развития мезозойской флоры Западно-Сибирской низменности. Тр. СНИИГГИМС, вып., 14, 1961. Геология СССР, том 44, Западно-Сибирская низменность, Изд-во «Недра», М., 1964.

Грим Р. Е. Минералогия глин. Изд-во «ИЛ», М., 1956.

Грим Р. Е. Минералогия и практическое использование глин. Изд-во «Мир», М., 1967.

Губкин И. М. Избранные сочинения, т. 2, Гостоптехиздат, М., 1953.

Гурари Ф. Г. Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья. Тр. СНИИГГИМС, вып. 3, 1959.

Гурари Ф. Г., Конторович А. Э. и др. Карта прогнозов нефтегазоносности мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 1, 1965.

Гурова Т. И. Типы пород-коллекторов юры и неокома Западно-Сибирской низменности. Тр. СНИИГГИМС, вып. 32, 1964.

Гурова Т. И., Казаринов В. П. Литология и палеогеография Западно-Сибирской низменности в связи с нефтегазоносностью. Гостоптехиздат, М., 1962.

Данбар К., Роджерс Д. Основы стратиграфии. Изд-во «ИЛ», М., 1962.

Дробышев Д. В., Казаринов В. П. (редакторы). Геология и нефтеносность Западно-Сибирской низменности. Тр. ВНИГРИ, вып. 114, 1958.

Дукельский-Тесленко Ю. В. Биостратиграфическое значение ископаемой флоры из юрских угленосных отложений западных и южных районов Сибири. Автореферат диссертации. Томск, 1965.

Елисеев В. Г., Карогодин Ю. Н., и др. Шаимская свита (келловей-нижний готерив). Решения и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированных и корреляционных стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности. Тюмень, 1959.

Елисеев В. Г., Ясович Г. С. Типы разрезов верхнеюрских отложений Шаимского нефтеносного района. Труды ЗапСибНИГНИ. вып. 7, 1968.

Елисеев В. Г. Геологическое строение и нефтегазоносность Шаимского и Красноленинского районов Западно-Сибирской низменности. Автореферат диссертации, Тюмень, 1970.

Зарипов О. Г. Эпигенез и его влияние на коллекторские свойства песчано-алевритовых пород продуктивных горизонтов неокома Среднего Приобья. Автореферат диссертации, Тюмень, 1968.

Зенкович В. П. Основы учения о развитии морских берегов. Изд-во АН СССР, М., 1962.

Иванова В. П. Термограммы минералов. Записки Всес. минер. об-ва, ч. 90, вып. 1, 1961.

Иштирякова Х. А. О возрасте продуктивных отложений Каменного и Верхне-Кондинского месторождений. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 5, 1967.

Казаринов В. П. Мезозойские и кайнозойские отложения Западной Сибири. Гостоптехиздат, М., 1958.

Карогодин Ю. Н., Мизинов Н. В. и др. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности осадочного чехла юго-западных районов Западно-Сибирской платформы. ВНИИОЭНГ, М., 1969.

Кашик С. А. О замещении кварца кальцитом в осадочных породах. Геохимия, № 2, 1965.

Конторович А. Э. Некоторые проблемы генезиса и геохимической истории нефтей Западно-Сибирской низменности. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 3, 1967.

Конторович А. Э., Парпарова Г. М., Трушков П. А. Метаморфизм органического вещества и некоторые вопросы нефтегазоносности (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности). «Геология и геофизика», 2 1967.

Конторович А. Э. Геохимия верхнеюрских отложений Западно-Сибирской плиты. Литология и полезные ископаемые, № 3, 1967.

Конторович А. Э. Геохимические методы оценки перспектив нефтегазоносности крупных территорий. Автореферат диссертации. Новосибирск, 1968.

Конторович А. Э., Зимин Ю. Г. Об условиях формирования химического состава подземных вод Западно-Сибирской низменности. Тр. СНИИГГИМС, вып. 78, 1968.

Колгина Л. П., Орьев Л. Г. и др. Литология и закономерности размещения пород-коллекторов в отложениях юры и нижнего мела Западно-Сибирской низменности. Изд-во АН СССР, М., 1961.

Копелиович А. В. Эпигенез древних толщ юго-запада Русской платформы. Тр. ГИН АН СССР, вып. 121, М., 1965.

Коржинский Д. С. Фильтрационный эффект в растворах и его значение для геологии. Изв. АН СССР, сер. геологич., № 2, 1947.

Коржинский Д. С. Очерк метасоматических процессов. В кн. «Основные проблемы в учении о магматических рудных месторождениях». Изд-во АН СССР, М., 1953.

Котяхов Ф. И. Основы физики нефтяного пласта. Гостоптехиздат. М., 1956.

Крумбейн В. Н., Слосс Л. А. Стратиграфия и осадкообразование. Гостопиздат, М., 1960.

Кротов Б. П. Эпохи образования и генетические типы железорудных месторождений восточного склона Урала в мезокайнозое. Вопросы минералогии и петрографии. Изд-во АН СССР, М., 1946.

Куликов П. К. Геологическое строение и история развития Западной Сибири в палеозойскую эру. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 4, 1968.

Куликов П. К. Фундамент Западно-Сибирской плиты в Шаимско-Красноленинском нефтеносном районе. «Сов. геология», № 6, 1968.

Кулахметов Н. Х. Геологическое строение и нефтегазоносность севера Западно-Сибирской низменности в пределах бассейнов рек Таза и Пура. Автореферат диссертации, Тюмень, 1969.

Коровин М. К., Кудрявцев Н. А. и др. Перспективы нефтеносности Западной Сибири. Гостоптехиздат, 1948.

Леворсен А. И. Геология нефти. Гостоптехиздат, М., 1958.

Ли П. Ф. О возрастном положении вогулкинской и деминской свит Березовского газоносного района Западно-Сибирской низменности. Инф. сборник ВСЕГЕИ, 39, 1960.

Ли П. Ф., Равдоникас О. В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности бассейна р. Тавды Западно-Сибирской низменности. Тр. ВСЕГЕИ, Л., 1960.

Лидер В. А. Стратиграфия мезозойских отложений бассейна Северной Сосьвы. Труды межведомственного совещания по стратиграфии Сибири. Гостоптехиздат, 1957.

Ломтадзе В. Д. Стадии формирования свойств глинистых пород при их литификации. Докл. АН СССР, т. 102, № 4, 1955.

Македонова А. В. Современные конкреции в осадках и почвах и закономерности их географического распространения. Изд-во «Наука», М., 1966.

Малинин С. Д. Физико-химические данные к характеристике условий образования карбоната кальция. В сб. «Экспериментальные исследования в области глубинных процессов», Изд-во. АН СССР, М., 1962.

Маркевич В. П. История геологического развития и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности, Изв-во «Наука», М., 1966.

Масленников В. В. Об углеводородной аномалии над залежами нефти и газа в Приуральской части Западно-Сибирской низменности. «Геология нефти и газа», № 12, 1965.

Милло Ж. Геология глин. Изд-во «Недра», М., 1968.

Морозов С. С. Зависимость физических и механических свойств грунтов от состава обменных катионов. Уч. зап-ки МГУ, вып. 105, Почвоведение, 1946.

Наливкин В. Д., Черников К. А. (редакторы). Условия формирования и закономерности размещения месторождений нефти и газа. Изд-во «Недра», Л., 1967.

Наливкин В. Д., Верещагин В. Н. и др. Условные обозначения и методические указания по составлению атласа литолого-палеогеографических карт СССР. Госгеолтехиздат, М., 1962.

Наливкин Д. В. Учение о фациях. Изд-во АН СССР, М.—Л. 1956.

Нестеров И. И. Уплотнение глинистых пород. «Советская геология», № 12, 1965.

Нестеров И. И. Локальные платформенные поднятия Западно-Сибирской низменности. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 1, 1965.

Нестеров И. И. Критерии прогнозов нефтегазоносности. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 15, Изд-во «Недра», М., 1969.

Нестеров И. И., Прозорович Г. Э. и др. Сургутский нефтеносный район. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 19, Тюмень, 1968.

Нестеров И. И., Ровнин Л. И., Ростовцев Н. Н. Оценка и прогнозы нефтегазоносности мезо-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 11, 1968.

Нестеров И. И., Щепеткин Ю. В. Литологически экранированные залежи нефти в аптских отложениях Мегионского месторождения Западно-Сибирской низменности. «Нефтегазовая геология и геофизика», № 5, 1966.

Николаев В. А. Мезо-кайнозой Западно-Сибирской низменности. Автореферат диссертации. Новосибирск, 1949.

Овчинников Л. Н., Шур А. С. О фильтрационном эффекте при просачивании растворов через минеральные фильтры. Тр. IV совещания по экспериментальной минералогии и петрографии. Изд-во АН СССР, М., 1953.

Парпарова Г. М. Изучение рассеянного органического вещества пород петрографическими методами. Геол. сб. № 8, Тр. ВНИГРИ, вып. 220, 1963.

Перельман А. И. Геохимия эпигенетических процессов. Изд-во «Недра», М., 1968.

Перозио Г. Н. Об эпигенетических изменениях в терригенных породах мезозоя центральной части Западно-Сибирской низменности. Тр. СНИИГГИМС, вып. 17, 1961.

Перозио Г. Н. Эпигенез терригенных осадочных пород юры и мела центральной и юго-восточной части Западно-Сибирской низменности. Автореферат диссертации, М., 1964.

Перозио Г. Н. Вторичные изменения мезозойских отложений центральной и юго-восточной частей Западно-Сибирской низменности. В кн. «Постседиментационные преобразования осадочных пород Сибири», Изд-во «Наука», М., 1967.

Перозио Г. Н., Казанский Ю. П., Лизалек Н. А. Основные факторы постдиагенетических преобразований осадочных пород Сибири. В кн. «Постседиментационные преобразования осадочных пород Сибири», Изд-во «Наука», М., 1967.

Польстер Л. А. Качественная оценка перспектив нефтегазоносности. Труды НИЛнефтегаз, вып. II, 1964.

Прозорович Г. Э. Литология нефтегазоносных меловых отложений центральных и северных районов Западно-Сибирской плиты. Автореферат диссертации, Томск, 1968.

Прозорович Г. Э., Зарипов О. Г., Валюженич З. Л. Вопросы литологии нефтегазоносных отложений центральных и северных районов Западно-Сибирской низменности. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 26, 1970

Решение совещания по классификации платформенных структур. ВНИГРИ, Л., 1963.

Решения и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности. Гостоптехиздат, М., 1961.

Ровнина Л. В. Палинологическое обоснование стратиграфического расчленения отложений нижнего мезозоя северо-запада Западно-Сибирской низменности. Автореферат диссертации, Томск, 1967.

Ромм Е. С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. Изд-во «Недра», М., 1966.

Ростовцев Н. Н. Западно-Сибирская низменность. Очерки по геологии СССР (по материалам опорного бурения). Тр. ВНИГРИ, т. 1, нов. серия, вып. 96. Госттоптехиздат, 1956.

Ростовцев Н. Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. Информационный сборник ВСЕГЕИ, № 2, 1955.

Ростовцев Н. Н. (редактор) Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. Гостоптехиздат, Л., 1958.

Ростовцев Н. Н. Условия формирования газовых залежей в Березовском районе Западно-Сибирской низменности. Тр. СНИИГГИМС, вып. 17, 1961.

Ростовцев Н. Н. К методике определения продуктивности структур в нефтегазоносных районах. «Геология нефти и газа», № 7, 1964.

Ростовцев Н. Н. Дискуссионные вопросы по тектонике платформенного чехла Западно-Сибирской низменности. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 1, 1965.

Рудкевич М. Я., Зорькин Л. М. Перспективы нефтегазоносности Приуральской части Западно-Сибирской низменности. «Сов. геология», № 2, 1961.

Рудкевич М. Я. Тектоника Западно-Сибирской плиты и ее районирование по перспективам нефтегазоносности. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 14, Изд-во «Недра». М., 1969.

Рыльков А. В. Закономерности распространения и формирования типов нефтей в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 12, 1969.

Рябухин Г. Е., Нестеров И. И. Тектоника и возможная нефтегазоносность мезозойских отложений северного погружения складчатого Казахстана. Нефтяное хозяйство. № 10. 1956.

Салманов Ф. К., Прозорович Г. Э. Условия формирования нефтяных залежей. Сургутский нефтеносный район. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 19, Тюмень, 1968.

Саркисян С. Г., Корж М. В. и др. Западная Сибирь в юрском периоде. Изд-во «Наука», М., 1967.

Сауков А. А. Геохимия, Изд-во «Наука», М., 1966.

Соколов В. А. Миграция газа и нефти. Изд-во АН СССР, М., 1956.

Соколов В. А. Процессы образования и миграции нефти и газа Изд-во «Недра», М., 1965.

Справочное руководство по петрографии осадочных пород. Под ред. Л. Б. Рухина. Гостоптехиздат, М,. 1958.

Страхов Н. М. Основы теории литогенеза. Изд-во АН СССР, М., 1962.

Страхов Н. М. Распределение железа в осадках озерных и морских водоемов и факторы, его контролирующие. Изв. АН СССР, сер. геол., № 4, 1948.

Толстиков Г. А. Особенности формирования углекислых щелочных вод Шаимского месторождения нефти. «Нефтегазовая геология и геофизика», № 6, 1963.

Топычканов Б. В., Глушко Н. К. и др. Литология и стратиграфия продуктивных отложений Шаимского нефтеносного района. Труды ЗапСибНИГНИ, вып. 7, 1968.

Трушков П. А. Метаморфизм органического вещества в мезозойских отложениях центральной части Западно-Сибирской низменности. Тр СНИИГГИМС, вып. 47, 1966.

Туаев Н. П. Очерк геологии и нефтеносности Западно-Сибирской низменности. Труды НГРИ, нов. сер., вып. 4, 1941.

Ушатинский И. Н. Особенности минералогии глинистого материала продуктивных отложений Западно-Сибирской низменности в связи с их нефтегазоносностью. «Нефть и газ Тюмени», вып. 2, 1969.

Ушатинский И. Н., Бабицын П. К. Атлас глинистых минералов нефтегазоносных отложений Западно-Сибирской низменности. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 30, 1970.

Ушатинский И. Н., Цепелев Н. С. Комплексное литологическое изучение Усть-Балыкского месторождения нефти. Нефтегазовая геология и геофизика, вып. 15, 1966.

Ушатинский И. Н., Цепелев Н. С. Об определении времени и длительности формирования нефтяных залежей по глинистым минералам. Док. АН СССР, т. 186, № 2, 1969.

Ушатинский И. Н., Цепелев Н. С., Бачурин А. К., Бабицин П. К., Ясович Г. С. Минеральный состав и эпигенез цемента коллекторов Трехозерной площади в связи с ее нефтеносностью (Западная Сибирь). Матер. II Научно-техн. конференции молодых ученых и специалистов Тюмени. Тюмень, 1968.

Ушатинский И. Н., Цепелев Н. С., Гаврилова Л. М. О минералогии и физико-химических особенностях глинистых покрышек и цемента коллекторов нефтяных месторождений Западной Сибири. «Геология нефти и газа», № 10, 1969.

Филиппов Б. В. Непроницаемость перекрытий коллекторов, как фактор формирования нефтяных и газовых месторождений. Автореферат диссертации, М., 1964.

Ханин А. А. Основы учения о породах-коллекторах нефти и газа. Изд-во «Недра», М., 1965.

Ханин А. А. Оценка экранирующей способности пород-покрышек нефти и газа», № 9, 1968.

Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. Изд-во «Недра», М., 1969.

Цветков А. И. Диагностика и количественные определения минералов осадочных пород с помощью термического анализа. В сб. «Методы изучения осадочных пород,» т. 1, Госгеолтехиздат, М., 1957.

Цветкова М. А. Влияние минералогического состава песчаных пород на фильтрующие способности инефтеотдачу. Тр. Института нефти АН СССР, т. 3, М,. 1954.

Чепиков К. Р., Ермолова Е. П., Орлова Н. А. О постседиментационных процессах втерригенных породах-коллекторах некоторых месторождений Урало-Поволжья. Литология и полезные ископаемые, № 6, 1969.

Чухров В. Ф. Коллоиды в земной коре, изд-во АН СССР, М., 1955.

Шабаева Е. А., Чулкова В. В. Минералогия и физико-химические особенности глинистых покрышек над продуктивными горизонтами мезозоя. Бухаро-Хивинской области. «Геология нефти и газа», № 9, 1966.

Шарыгин П. И. Физические свойства почв в зависимости от состава поглощенных катионов. Тр. Почвен. ин-та им. В. В. Докучаева, т. XIII. Изд-во АН СССР, М., 1936.

Шанцер В. Е. Очерки учения о генетических типах континентальных осадочных образований. Изд-во «Наука», М., 1966.

Швецов М. С. Петрография осадочных пород Госгеолиздат, М. Л., 1948.

Шепард Ф. Земля под морем. Изд-во «Мир», М., 1964.

Шишигин С. И. Региональные закономерности развития пород-коллекторов вогулкинской толщи Приуральской газонефтеносной области. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 5, 1967.

Шишигин С. И. Методы и результаты изучения коллекторских свойств нефтегазоносных горизонтов Западно-Сибирской провинции. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 6, 1968.

Шутов В. Д .Классификация песчаников. Литология и полезные ископаемые, № 5, 1967.

Щепеткин Ю. В. Особенности формирования залежи нефти (на примере некоторых месторождений Западной Сибири). Автореферат диссертации, Тюмень, 1970.

Ясович Г. С. Литофациальная характеристика верхнеюрских морских продуктивных отложений Березовского района. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 5, 1967.

Ясович Г. С. Новые данные о закономерностях распространения верхнеюрских морских продуктивных отложений Березовского газоносного района. «Нефтегазовая геология и геофизика» ,№ 1, 1966

Ясович Г. С. Условия формирования юрских отложений Сибирского Приуралья в связи с их нефтегазоносностью. Автореферат диссертации, Тюмень, 1969.

Ястребова Т. А. Роль глинистых пород как покрышек при формировании газовых месторождений Березовского района. Бюлл. НТИ ОНТИ ВИЭМС, № 1, 1969.

Taylor P. M. Journ. Jnst. Petr. Techn., № 12, 1928.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие редактора 3

В. Г. Елисеев, И. И. Нестеров. Введение 4

В. Г. Елисеев, Д. Е. Казаков, И. И. Нестеров. Геолого-геофизическая изученность Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов 8

В. Г. Елисеев, И. И. Нестеров. Геологическое строение фундамента Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов 25

В. Г. Елисеев, И. И. Нестеров, Г. С. Ясович. Районирование мезозойско-кайнозойских платформенных отложений Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов по типам разрезов 34

В. Г. Елисеев, И. И. Нестеров. Стратиграфия мезозойско-кайнозойских платформенных отложений Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов 41

В. Г. Елисеев, Н. В. Мизинов, А. М. Бриндзинский. Тектоническое строение платформенных мезозойско-кайнозойских отложений Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов 132

А. Д. Сторожев. Гидрогеология мезозойско-кайнозойских отложений Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов 155

И. Н. Ушатинский, О. Г. Зарипов. Минералогия карбонатных и глинистых цементов продуктивных отложений Шаимского нефтеносного района в связи с их коллекторскими свойствами и формированием нефтяных залежей . . . 164

И. Н. Ушатинский. Минералогия и экранирующие свойства глинистых покрышек нефтяных залежей Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов 191

Г. С. Ясович. Условия формирования юрских отложений Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов . . . 207

В. Г. Елисеев. Характеристика нефтегазосодержащих толщ Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов . 256

И. И. Нестеров. Принципы районирования нефтегазоносных земель и обоснование границ Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов 267

В. Г. Елисеев, И. И. Нестеров. Нефтяные месторождения Шаимского нефтеносного района 273

И. И. Нестеров. Нефтяные месторождения Красноленинского нефтеносного района 350

В. Г. Елисеев, И. И. Нестеров. Изменение основных свойств нефтей Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов 362

В. Г. Елисеев, Н. В. Мизинов, И. И. Нестеров, И. Н. Ушатинский. Закономерности размещения и условия формирования месторождений нефти и газа 371

В. Г. Елисеев, И. И. Нестеров, И. Н. Ушатинский. Оценка перспектив нефтегазоносности Шаимского и Красноленинского районов и рекомендации по направлению геолого-поисковых работ 385

В. Г. Елисеев, И. И. Нестеров, Г. С. Ясович. Приложение I. Каталог стратиграфических разбивок мезозойско-кайнозойских отложений Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов 394

Литература . . . 486

ТРУДЫ ЗАПСИБНИГНИ

Выпуск 43

ШАИМСКИЙ НЕФТЕНОСНЫЙ РАЙОН

Ведущий редактор **Кольмаберг Н. В.**

Технический редактор **Ченцова Л. К.**

Корректор **Огурцова Т. А.**

Таблица 21

Физико-химические свойства нефтей месторождений (нефтепроявлений) Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов

№№ п/п	Наименование месторождения (нефтепроявления)	Индекс пласта	Скважина	Интервал перфорации, м	Пластовая температура, °С	Удельный вес при 20°С	Начало кипения °С	Фракционный состав, %					Парафин, %		Смолы, %		Асфальтены, %	Сера, %	Азот, %	Кинематическая вязкость, сантистоксы		Примечание
								до 150°	до 200°	до 250°	до 300°	до 500°	содержание	температура плавления, °С	Силикагелевые	Сернокислотные				20° С	50°С	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
1	Мулымьинское	Пф	2	1405—1432	—	0,8377	40	—	27,74	—	41,22	—	6,64	4,92	13,0	0,31	0,38	0,16	13,22	4,65		
2	»	»	3	1450—1500	—	0,819	45	23	36	47	57	—	3,9	—	—	—	0,29	—	4,22	—		
3	»	»	7	1426—1442	—	0,837	80	—	24,80	—	40,55	—	5,3	6,09	—	1,76	0,40	—	—	—		
4	»	»	7	1488—1498	—	0,865	104	3,2	16,0	27,0	37,0	—	—	—	—	—	0,34	—	21,4	26,8		
5	»	»	8	1457—1500	—	0,869	51	15,5	25,0	33,0	44	—	3,7	10,7	—	3,62	0,41	0,3	15	5,46		
6	»	$П_{1-2}$	11	1472—1486	77,0	0,813	60	22,0	35,0	46,0	56,0	—	3,0	4,96	—	0,32	0,35	0,35	4,16	2,38		
7	»	$П_{1-2}$	11	1471—1473	—	0,827	66	19,5	32,0	42,5	54	—	2,18	4,2	—	0,35	0,27	0,1	5,18	2,79		
8	»	Пф	30	1435—1465	—	0,865	65	10,5	19,5	25,5	36,5	—	5,48	10,5	—	1,88	1,05	0,13	55,3	10,58		
9	»	$П_1$	77	1475,5—1479,7	77	0,827	64	22	36,0	47,0	58	—	2,72 51,0	8,95	—	0,38	0,34	0,17	4,60	2,63		
10	Трехозерное	$П_{1-3}$	1	1405—1432	—	0,834	49	17	28	40	52	—	—	—	—	—	0,38	0,16	14,70	3,89		
11	»	$П_{1-3}$	1	1486—1494 1482—1484	76,5	0,828	57	22	32	42	53	—	4,0	6,6	—	0,355	0,37	0,12	7,05	—		
12	»	Пф	5	1439,41—1468,14	—	0,779	39	40,8	50	56,3	63,0	—	2,9	8,87	—	0,43	0,16	0,4	2,11	—		
13	»	$П_{1-3}$	6	1495—1498	—	0,852	85	11	22	33	44	—	—	—	—	—	0,36	—	12,04	4,9		
14	»	$П_{1-3}$	6	1488—1498	78	0,865	104	3,2	16	27	37	—		—	—	—	0,34	—	26,5	—		
15	»	$П_{1-3}$	17	1498—1511	79	0,851	77	12,5	20,0	31,0	43	—	3,72 51,7	8,82	—	0,59	0,44	0,26	10,41	4,89		
16	»	Пф	31	1494—1543	—	0,855	68	10	20	30	43	—	3,1	11,29	—	0,58	0,35	0,14	17,1	4,8		

Таблица 21

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
17	Трехозерное	$Ю_2$	32	1512—1514	78	0,838	50	14	20,5	30	41,0	—	3,81 / 52,5	7,09	—	0,33	0,43	0,11	9,18	3,94	
18	»	$П_3$	32	1500—1494	—	0,840	56	14	23	31,5	43,5	—	4,32 / 50,5	5,15	—	—	0,51	0,1	13,41	4,43	
19	»	$П_{1-3}$	36	1475,5—1487	77	0,840	65	17	27	36,5	47,0	—	45,2 / 49	11,63	—	0,45	0,4	0,17	8,12	3,90	
20	»	$Ю_2$	61	1520—1518	78,5	0,855	91	11,5	22,0	33,0	47,0	—	3,84 / 55	13,67	—	0,31	0,38	0,11	14,59	4,97	
21	»	$П_{1-3}$	61	1491—1507	78,2	0,847	85	16,0	26,0	36,0	48	—	5,36 / —	—	—	—	0,35	—	11,73	4,46	
22	»	$Ю_2$	63	1506—1516	78	0,839	46	16,5	28,5	39,0	50,0	—	5,5 / 49,5	9,87	—	0,45	0,4	0,1	9,9	3,77	
23	»	$П_2$-$Ю_2$	63	1506—1516 1494—1504	78 77,3	0,842	80	13,0	23,0	33,5	45	—	4,7 / 51	—	—	—	0,4	0,1	12,68	3,61	
24	»	$Ю_2$	66	1519—1523	80	0,847	70	14,5	24	33,5	46	—	5,8 / 46	7,45	—	0,17	0,4	0,19	10,72	4,6	
25	»	$П_{1-3}$	66	1507—1515 1519—1523	80	0,845	53	13,5	22,5	34,5	46	—	5,6 / 47	9,52	—	0,33	0,35	0,12	16,84	4,52	
26	»	$П_3$	68	1499,5—1503,5	—	0,841	62	15,0	24,5	32	43	—	5,29 / 49,5	4,41	—	0,28	0,3	0,1	9,88	4,12	
27	»	$П_{1-3}$	70	1524—1530	78	0,832	50	16,5	24,0	36,0	47,0	—	4,02 / 50,5	7,6	—	0,21	0,24	0,13	13,0	4,3	
28	»	$Ю_2$	71	1529,5—1533	—	0,847	59	11,0	21,0	31,0	41,5	—	3,94 / 54	не определялись	—	0,95	0,25	0,08	9,65	4,7	
29	»	$П_3$-$Ю_2$	71	1529,5—1533 1512—1520	79	0,844	62	13,5	22,0	30,5	42	—	5,6 / 48	2,91	—	0,38	0,35	0,14	9,86	4,58	
30	»	$П_1$	73	1523,5—1528	76,2	0,852	97	84	22,5	37	52,5	—	2,91 / 50	—	—	—	0,36	0,09	9,53	4,41	
31	»	$П_{1-3}$	74	1471—1487	76	0,828	56	17	27,5	35	45	—	4,37 / 50	7,87	—	0,36	0,48	0,17	8,16	3,59	
32	»	$П_{1-3}$	76	1514—1523	78	0,845		14,5	24	33	45,5	—	4,13 / 53	16,53	—	0,24	0,3	0,2	8,42	3,98	
33	»	Пф	128	1470—1476	76	0,835		16,0	25,0	34,5	45,0	—	3,91 / 53	5,15	—	0,39	0,38	0,1	10,3	3,90	
34	»	Пф	128	1482,5—1490	76	0,832	42,0	15,5	24	35,0	44,5	—	3,35 / 55,2	7,39	—	0,19	0,39	0,09	9,41	3,93	
35	»	$П_1$	137	1465—1468	75	0,801	75	36,0	47,5	59,0	70,5	—	3,1 / 50	—	—	0,47	0,32	0,12	3,29	2,02	

Таблица 21

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
36	Трехозерное	$П_{1-2}$	139	1485—1493	79	0,843	67,0	13,0	22,0	32,5	43	—	5,31 / 47	8,52	—	0,25	0,32	0,12	13,85	4,44	
37	»	$Ю_2$	144	1523—1528	—	0,844	70	13,0	21,0	32,5	43	—	2,59 / 54	не определялись	—	не определялись	0,32	0,12	9,27	4,90	
38	»	$П_{1-3}$	144	1506—1519	78	0,845	73	9,8	21,5	31,5	44	—	27,3 / 57	не определялись	—	не определялись	0,38	0,12	11,76	5,09	
38	Южно-Мортымьинское	$П_2$	23	1555—1558	80	0,847	110	10,5	26	38	53	—	3,65 / 56	5,28	—	0,22	0,31	0,11	8,44	2,37	
39	»	$П_{1-2}$	145	1538,5—1546,5	82,7	0,820	60	22,0	35,5	47,5	58	—	3,75 / 51,5	4,2	—	0,58	0,28	0,12	4,16	2,4	
40	Западно-Мортымьинское	$П_1$	135	1616—1623 желенкой	—	0,841	51,0	19,5	31,0	42	54	—	4,5 / 47,5	7,17	—	0,92	0,35	0,1	7,79	3,28	вода в нефти
41	»	$П_2$	140	1567—1570	80	0,828	67,0	21,0	23,0	44,0	55,0	—	3,60 / 51	10,04	—	0,43	0,3	0,11	6,18	3,34	
42	»	$П_2$	149	»	80	0,813	41	22,5	35,0	47	55,0	—	2,63 / 53,4	6,36	—	0,27	0,28	0,08	4,39	2,47	
43	Северо-Мортымьинское	$П_1$-Пф	25	1576—1581	—	0,816	52	23,0	35,0	46,5	60	—	3,43 / 50	8,23	—	0,44	0,29	0,12	4,08	2,24	
44	»	$П_1$-Пф	26	1535—1545	79,5	0,845	75	14,0	26,5	37,5	48,5	—	2,25 / 51,5	5,41	—	0,51	0,36	0,12	8,59	4,29	
45	»	$П_1$	29	1594—1606	—	0,853	100	11,0	25,5	35,5	46,5	—	4,42 / 48	5,29	—	1,1	0,48	0,13	10,12	4,54	
46	»	$П_{1-2}$	86	1604—1608	—	0,830	48,0	22,0	34,5	45,0	57,0	—	4,78 / 48,25	7,96	—	0,69	0,34	0,14	5,87	3,02	
47	»	$П_3$ Пф	91	1611—1615	86,5	0,859	101	8,6	21,5	33,5	46,5	—	3,83 / 50,5	5,1	—	0,75	0,45	0,1	13,28	5,40	
48	»	$П_0$-$П_{1-3}$	91	1573—1599	85	0,834	64	18,0	29,5	39,0	52,0	—	3,7 / 52	5,03	—	0,57	0,34	0,12	6,35	3,74	$П_0$-волжские образования
49	Мортымьинско-Тетеревское	$П_3$	28	1594—1592	83	0,824	58	21	33	44	52	—	2,69 / —	5,54	—	0,43	0,48	0,12	6,12	3,51	
50	»	$П_1$	94	1561—1567	—	0,838	85	12	32	45,5	57	—	3,71 / 49	3,56	—	0,39	0,32	0,11	6,36	3,18	
51	»	$П_0$-$П_1$	95	1587—1594	79,5	0,828	69,0	17,0	36	48	60	—	4,04 / 51,4	6,43	—	0,55	0,32	0,13	5,34	2,80	
52	»	$П_1$	56	1544,6—1556,5	76,5	0,827	60	20,5	33,5	44	55,5	—	3,97 / 51	9,65	—	0,69	0,3	0,11	6,35	3,28	
53	»	$П_{1-2}$	57	1539,75—1550	80,3	0,819	59	22	36	45	56	—	2,32 / 54	9,62	—	0,22	0,27	0,16	4,27	2,33	

Таблица 21

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
54	Мортымьинско-Тетеревское	$П_3$	115	1599—1604	86	0,828	57	15,5	27,5	39	52	—	3,50 / 50	4,74	—	1,12	0,36	0,10	4,89	2,72	
55	»	$П_1$	117	1611—1615,5	87	0,849	87	13	26	39	52	—	3,25 / 53,2	5,36	—	0,48	0,34	0,1	9,02	3,83	вода в нефти
56	»	$П_0$	117	1602,5—1606,5	85,5	0,831	68	22	34,5	44,5	55	—	3,24 / 52,5	6,01	—	0,46	0,34	0,1	6,24	3,09	
57	»	$П_1$	119	1598,5—1606	83,5	0,828	68	18,5	33,5	44,5	56	—	3,76 / 52	4,03	—	0,39	0,30	0,09	5,34	2,68	
58	»	$П_1$-Пф	120	1536—1542	—	0,819	51	20,5	34,5	45	58	—	3,94 / 51	3,52	—	0,43	0,22	0,09	4,33	2,24	
59	»	$П_1$	261	1593—1602	82	0,823	67	22	38	47,5	59	—	3,25 / 50,0	4,49	—	0,43	0,28	0,18	4,53	2,60	
60	»	$П_{1-3}$	262	1556—1568	77	0,823	59,0	21,0	35,0	45,5	56,5	—	2,81 / 52,5	5,28	—	0,42	0,29	0,11	4,57	2,53	
61	»	Пф	263	1529—1541	80,5	0,832	83,0	18,0	34,0	44,5	56,0	—	3,15 / 52,5	4,24	—	0,38	0,31	0,09	6,16	3,01	
62	»	$П_{1-2}$-Пф	265	1580—1601	—	0,84	58	19,0	33	45	56,0	—	3,81 / 54	5,19	—	0,81	0,27	0,09	4,32	2,47	
63	»	$П_1$-Пф	272	1547—1557	77,5	0,825	61,0	20	33,5	46	58	—	3,89 / 51	5,37	—	0,51	0,33	0,1	4,77	2,57	
64	»	$П_1$	274	1528—1537	77	0,823	60	23,0	36,0	47	59	—	3,92 / 53	4,19	—	0,29	0,28	0,11	4,38	2,60	
65	»	$П_1$	238	1604,5—1609	83,5	0,824	60	18,0	31,5	43,0	55	—	2,4 / 53,5	5,28	—	0,72	0,3	0,09	6,90	3,03	
66	»	$П_3$	356	1612—1617	—	0,828	55	19,0	33,0	44	54,5	—	3,78 / 50,5	—	—	0,69	0,31	0,09	5,49	2,79	
67	Северо-Тетеревское	$П_1$	161	1654—1657	83	0,829	54	16	27,5	39,0	49,5	—	3,75 / 50	4,47	—	1,01	0,3	0,1	5,54	3,08	
68	»	$П_1$	163	1639—1646	—	0,845	73	12	24,5	36,5	49	—	2,71 / 54	4,69	—	1,17	0,31	0,12	7,65	3,8	
69	»	$П_1$	168	1660—1665	82	0,861	61	3,8	18	31	44	—	2,66 / 55	5,19	—	1,22	0,33	0,12	14,16	5,31	
70	»	$П_1$	357	1639—1644	82	0,847	73	9,4	24	36	49	—	4,04 / 50,5	5,12	—	1,27	0,31	0,11	8,65	4,12	
71	»	$П_1$	357	1657—1650	82	0,852	104	10,0	23,0	35,5	50	—	3,95 / 51,5	4,0	—	1,33	0,3	0,15	10,16	4,31	
72	»	$П_1$	368	1684—1693	85	0,856	104	7,6	19,5	31,5	46	—	4,68 / 53	5,31	—	1,4	0,35	0,16	12,17	4,51	Пленка нефти

Таблица 21

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
73	Северо-Тетеревское	$П_1$	377	1633,5—1645	81	0,842	63	12,0	25	34,5	48,5	—	4,43 / 50,5	4,44	—	1,13	0,34	0,12	7,39	3,62	
74	Восточно-Тетеревское	$Ю_2$	53	1671—1674	79	0,851	58	10,5	19,0	29,0	42,5	—	5,46 / 48	5,36	—	0,78	0,28	0,13	11,72	5,05	
75	»	$П_{1-2}$	64	1643—1654	79	0,852	66	7,4	15	25	38	—	6,07 / 50,0	4,98	—	0,41	0,51	0,06	17,63	5,23	
76	»	$П_0$-$Ю_2$	99	1652—1655 1639—1643	—	0,861	97	4,5	14,0	25	37	—	5,94 / 49,5	4,08	—	0,55	0,3	0,11	20,29	7,13	
77	»	$П_1$-Пф	146	1669—1675	81	0,851	56,0	10	18	28	42	—	5,68 / 48,5	5,94	—	0,34	0,24	0,09	13,63	4,98	
78	»	$П_1$-Пф	148	1638—1645	77,5	0,852	60	8,6	16,0	27,0	39	—	4,42 / 51,5	—	—	—	0,31	0,08	14,9	5,1	
79	»	$Ю_2$	171	1717—1730	—	0,856	75	5,3	15,0	25	37	—	4,52 / 53	4,92	—	0,38	0,26	0,1	15,21	6,96	
80	»	$П_0$-Пф	280	1608—1630	77	0,848	76	7,0	16,0	26,0	38,0	—	5,97 / 51,0	6,04	—	отс.	0,24	0,08	20,33	5,34	$П_0$-волжские породы
81	»	$П_2$-Пф	281	1643—1647 1633—1637	79	0,854	65,0	8,0	17,5	28,0	42	—	6,0 / 47.5	5,0	—	0,22	0,24	0,08	18,47	5,29	
82	»	Пф	354	1665—1673	—	0,85	78	7	16	25,5	37,0	—	6,21 / 46,5	4,16	—	0,73	0,26	0,11	11,76	4,96	
83	»	$П_1$-Пф	354	1665—1673 1648—1660	—	0,851	60	10,0	18,0	28,0	41,0	—	5,94 / 47,5	5,46	—	0,30	0,27	0,07	12,92	4,80	
84	»	$П_1$	355	1640—1635	77	0,850	63	7,3	16,0	26,0	38,0	—	6,06 / 50	6,50	—	0,60	0,27	0,07	13,52	5,07	
85	Южно-Тетеревское	$П_0$-Пф	54	1550—1585	—	0,846	76	10	18,5	28,5	42	—	5,22 / 47	4,41	—	0,09	0,28	0,08	10,76	4,86	
86	»	$П_2$-Пф	62	1559—1556	76	0,823	65	21,5	35	47	59	—	3,56 / 54,5	4,89	—	0,50	0,28	0,11	4,53	2,42	
87	»	$П_{1-2}$	85	1550—1566	79	0,842	62	10,0	20,0	29,0	40,0	—	3,96 / 53,0	—	—	—	0,3	0,04	9,5	4,8	
88	»	$П_{1-2}$	149	1565—1572	78	0,841	63,0	15	24	33,5	46	—	5,59 / 48	—	—	0,47	0,27	0,12	12,0	3,99	
89	Южно-Толумское	$П_1$	1	1765—1773	80	0,861	106	4,8	11,5	21,5	35,0	—	7,4 / 48	4,42	—	0,65	0,29	0,09	15,53	5,82	
90	»	$П_0$-Пф	4	1739—1744	74	0,756	96	6,2	84,5	93,5	94,5*	—	0,31 / 61	—	—	—	—	0,05	0,99	0,72	при Т=260°
91	»	$П_1$	5	1758—1762	79	0,872	120	2,5	9,2	18	30	—	6,59 / 49,9	3,5	—	0,35	0,3	0,11	31,11	8,18	

Таблица 21

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
92	Южно-Толумское	$П_0$	6	1758—1762	—	0,873	85	3,5	10	17	31	—	7,44 / 48,8	3,97	—	0,56	0,24	0,14	40,04	7,16	
93	»	$П_3$	6	1762—1766	79	0,850	66	6,6	16,5	25,5	39,0	—	4,54 / 56	4,60	—	0,46	0,27	0,11	13,43	5,28	
94	»	$Ю_2$	12	1753—1772	84	0,848	58	8,8	18	30	40,5	—	6,44 / 49	4,28	—	0,4	0,26	0,11	8,50	3,74	
95	»	$П_1$	13	1710—1717	—	0,843	83	10,5	20,5	32	42,5	—	4,48 / 55	4,11	—	0,11	0,24	0,08	9,76	4,29	
96	»	$П_3$	16	1787—1784	80	0,862	67	4,0	13,0	22	38	—	6,7 / 45	4,05	—	0,33	0,24	0,1	17,5	6,25	
97	»	$П_1$	16	1769—1775	80	0,869	121	3	10	21	36	—	5,97 / 51	3,0	—	0,38	0,3	0,1	27,16	7,62	
98	»	Пф	25	1800—1804	85	0,881	120	0,8	4,0	11,0	22	—	5,91 / 54,2	5,83	—	0,63	0,34	0,12	70,5	12,64	
99	Северно-Толумское	$П_1$	7	1729—1735	83	0,849	80	8,0	17,0	27,0	40,0		6,31 / 50	3,90	—	0,43	0,27	0,13	12,20	4,97	
100	»	$П_1$	7	1729—1735	83	0,852	74	9,0	19,0	28,5	42,0	—	4,68 / 51	4,82	—	0,21	0,25	0,1	15,97	5,45	
101	»	$П_1$-Пф	11	1759—1765	86	0,831	62	14	27	38,5	50,0	—	5,24 / 50	3,92	—	0,66	0,27	0,11	6,66	3,06	
102	Восточно-Толумское	$П_1$	20	1807—1816	95	0,858	70	5,5	15,0	24	37,0	—	5,97 / 48,5	4,4	—	0,4	0,24	0,11	12,9	4,49	
103	»	$Ю_2$	24	1779—1784	86	0,851	75	10,0	18,0	28,0	41,0	—	5,41 / 51,5	3,59	—	0,37	0,2	0,09	12.78	5,25	
104	Южно-Семивидовское	$П_1$-Пф	3	1765—1771	—	0,766	78	42	47	90	97	—	0,16	0,36	—	—	—	—	0,99	0,78	
105	Южно-Потанайское	Пф	1	2179—2189	—	0,830	52	21,5	33,5	44,5	53,5	—	4,2 / 49,3	—	—	0,4	0,26	0,08	5,59	2,69	
106	»	$П_3$	1	2126—2146	—	0,832	60	22,5	34	44	55,0	—	3,94 / 49,3	2,7	—	0,35	0,27	0,1	6,20	2,58	
107	»	Пф	7	2122—2130	—	0,844	78	16	26	37,5	50,5	—	4,62 / 50,5	5,49	—	0,6	0,28	0,1	8,93	3,69	
108	»	$П_{1-2}$	7	2113—2122	96,5	0,820	46	19	30	39	50,5	—	3,98 / 53	3,55	—	0,23	0,23	0,12	4,25	2,30	
109	Северо-Потанайское	$П_3$	2	2085	97	0,821	46	18,5	29,0	39,0	49,0	—	3,4 / 52,2	3,67	—	0,31	0,27	0,14	4,12	1,88	
110	»	45	18	30	40	49	—	Пф	8	2091—2099	92,5	0,823	3,44 / 54	3,28	—	0,25	0,21	0,11	4,41	2,46	

Таблица 21

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
111	Северо-Потанайское	$П_3$	9	2160—2170	94	0,842	71	12	24	37	49	—	4,44 / 49,5	4,24	—	0,61	0,44	0,17	7,23	3,45	
112	»	$Ю_2$	11	2222—2231	—	0,850	109	17	29	37,5	49	—	5,14 / 50	4,81	—	2,08	0,43	0,12	10,74	4,61	
113	Средне-Мулымьинское	$П_3$-Пф	151	1823—1750 1749—1733	81	0,875	107	3,3	11	20	32	—	4,66 / 49	,9,21	—	—	0,6	0,15	54,18		
114	»	Пф	151	1750—1823	81	0,873	77	5	13	23	37,5	—	—	—	—	—	0,58	0,13	59,0		
115	»	Пф	152	1718—1770	81	0,871	95	5,4	15	25	37	—	3,43 / 46	9,53	—	3,53	0,66	0,14	26,89		
116	»	$П_1$	156	1745—1723	—	0,885	88	2,8	7,8	17	31	—	7,2 / 49	—	—	—	0,56	0,19	95,19	17,03	
117	Южно-Убинское	$Ю_2$	311	1906—1912	81	0,878	115	3,5	10,0	20	32	—	5,45 / 50	13,89	—	4,8	0,63	0,19	44,59	13,99	
118	»	$Ю_2$-Пф	323	1832—1866	80	0,855	86	8,0	18,5	27,5	38,0	—	5,73 / 50	6,32	—	1,8	0,5	0,14	15,61	6,21	
119	»	$Ю_2$-Пф	325	1888—1895 1880—1885 1900—1907	78	0,863	81	6,2	16,0	24,5	36,0	—	6,7 / 50	7,66	—	2,59	0,48	0,16	29,46	7,74	
120	»	$Ю_2$	330	1839—1849 1864—1867	—	0,861	67	10,0	17,0	26	37	—	5,04 / 54	13,13	—	2,48	0,52	0,11	21,45	8,02	
121	»	$Ю_2$	331	1891—1921	79	0,904	160	—	2,0	6,8	16	—	6,11 / 53	10,51	—	10,74	0,78	0,17			
122	»	$Ю_2$	338	1871—1975 1880—1894	81	0,887	173	—	2,2	7,0	19,0		9,45 / 47,5	9,16	—	3,15	0,69	0,15	208,1	27,22	
123	»	$Ю_2$	340	1865—1896	82	0,862	76	5,8	15,0	25,0	36,5	—	4,78 / 50,5	5,78	—	1,9	0,54	0,13	31,17	7,52	
124	»	$Ю_2$-Пф	344	1835—1863	84	0,858	70	5,7	16,0	25	37	—	3,21 / 48	7,53	—	1,7	0,79	0,18	19,81	7,75	
125	Западно-Убинское	$Ю_2$	304	1895—1907	85	0,857	88	7,6	18	28	40	—	2,78 / 51,4	6,48	—	1,67	0,45	0,12	16,28	6,10	
126	»	$Ю_2$-Пф	312	1827—1844 1848—1856 1860—1863	82	0,848	68	12,0	22,0	32,0	43	—	4,52 / 50,0	5,54	—	1,32	0,43	0,12	11,5	4,62	
127	»	Пф	313	1847—1869	82,5	0,853	62	7,5	18,0	27,0	37,5	—	5,08 / 51,5	4,71	—	—	0,51	0,17		6,18	
128	»	$Ю_2$	315	1915—1923	84	0,852	75	11,0	21,0	30,0	42,0	—	3,8 / 49	10,46	—	1,76	0,44	0,10	12,53	5,06	
129	Западно-Убинское	$Ю_2$	315	1896—1904 1886—1893	82	0,852	68	11,0	32,0	32,0	43	—	4,93 / 49,0	10,23	—	1,36	0,38	0,19	12,33	5,42	

Таблица 21

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
130	Западно-Убинское	$Ю_2$	324	1934—1936 1902—1916 1927—1930	83	0,853	69,0	9,2	19,0	29,0	39.5	—	5,75 52,0	6,44	—	2,46	0,51	0,14	13,91	5,77	
131	»	$Ю_2$	324	1948—1956	84	0,855	75	8,5	20	29,0	39,5	—	5,57 51	6,42	—	2.51	0,49	0,13	14,81	5,88	
132	»	$Ю_2$-Пф	328	1898—1913 1831—1845	84	0,863	112	7,0	18,0	28,0	40,0	—	5,03 54	11,59	—	2,51	0,48	0,14	16,14	6,36	
133	»	$Ю_2$	329	1909—1921	84	0,857	82	10	21	30	41	—	4,4 49	5,47	—	2,17	0,47	0,09	13,7	4,56	
134	(Мало) Восточно-Убинское	$Ю_2$	321	1911,5—1916,5 1885—1894	83	0,876	101	2,8	8,8	17,0	29	—	4,41 52,0	7,12	—	4,65	0,66	0,15	53,54	12,91	
135	»	$Ю_2$	321	1911,5—1916,5	83	0,877	117	2,3	7,9	17,0	29	—	7,29 50	7,25	—	4,5	0,6	0,15	49,33	13,32	
136	»	Пф	345	1924—1944	—	0,880	137	—	6,2	16	30	—	6,22 50	8,30	—	3,63	0,57	0,15	86,82	14,72	
137	»	$Ю_2$	345	1872—1890	84	0,866	97	6,4	16,0	24	35,5	—	5,11 52	7,86	—	1.94	0,53	0,15	25,4	8,58	
138	»	$Ю_2$	345	1872—1890	84	0,879	132	1,0	7,0	16,0	29	—	5,96 50	7,90	—	3,62	0,5	0,16	71,57	14,00	
139	Северо-Убинское	$П_3$	301	1843—1850,5	80	0,838	62	15,5	27	38	50,5	—	3,96 49	4,86	—	0,88	0,34	0,1	8,5	3,61	
140	»	Пф	302	1861—1870	84	0,843	62	12	25	36	46	—	4,09	4,31	—	0,81	0,38	0,14	11,09	4,65	
141	»	$П_3$-$Ю_2$	303	2875—1891	82,7	0,843	74	13	23,5	34,0	46	—	4,61 48	5,93	—	1,02	0,40	0,09	8,24	3,90	
142	»	$П_3$-$Ю_2$	303	1861—1867 1875—1885	—	0,838	51	20	31	41	53	—	3,81 49,3	4,33	—	0,94	0,39	0,15	7,88	4,00	
143	»	$Ю_2$	316	1856—1877	82	0,838	62	12,5	22,5	31,5	42	—	5,18 51,2	5,90	—	1,14	0,33	0,09	7,71	4,03	
144	»	Пф	317	1872—1897	82	0,843	72	12	23,0	33,0	44,5	—	4,07 49	7,77	—	0,77	0,4	0,12	8,35	3,87	
145	»	$П_{2-3}$	318	1861—1868	82	0,840	55	13,5	25	36	46	—	4,06 50	5,25	—	0,88	0,31	0,11	8,69	4,14	
146	»	$П_3$	319	1842—1851	84	0,857	103	8	20,5	31,5	45	—	4,30 —	4,94	—	1,49	0,4	—	17,01	6,81	
147	Северо-Убинское	Пф	341	1870—1892	84	0,849	53,0	11	22	33	45	—	5,16 52,5	5,29	—	1,50	0,41	0,11	10,45	4,73	
148	»	Пф	342	1835—1860	79,5	0.833	48	16	—	—	47	—	4,09 51	6,90	—	1,52	0,09	0,13			
149	»	$П_1$	346	1884—1892	84	0,814	84	37,5	45,5	53,0	61.0	—	3,63 53,5	4,37	—	0,84	0,31	0,13	3,7	2.07	

Таблица 21

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
150	Филипповское	$П_3$-Пф	2	1888—1903	80	0,834	58	14	25,5	35,0	46,0	—	5,18 / 51	4,35	—	0,54	0,37	0,11	6,5	3,15	
151	Кандырское	$Ю_2$	1	2093—2105	—	0,872	55	9,0	14,0	21	32	—	6,72 / 50	7,75	—	3,35	0,7	0,16	28,50	9,09	
1152	Даниловское	$П_{1-3}$-Пф	92	1780—1769 1803—1790	—	0,873	133	1,0	10.0	18,0	36	—	— / 54	—	—	1,15	0,14	0,14	16,65	2,46	
153	»	$П_1$	81	1769—1715	73	0,845	74	13	24,5	34,5	45	—	3,62 / 51,8	6,43	—	1,25	0,43	0,13	8,42	4,19	
154	»	$П_1$	82	1768—1775	70	0,845	66	12	22	33,5	44,0	—	4,83 / 47,5	5,94	—	0.72	0,46	0,17	8,81	4,55	
155	»	$П_1$-Пф	84	1713—1720	71	0,846	68	12	22,5	32,0	42,5	—	4,04 / 50	4,61	—	0,82	0,45	0,13	10,11	4,29	
156	»	$П_1$-Пф	85	1770—1808 1736—1748	77	0,850	60	12,5	23,5	33,0	44,5	—	4,83 / 50,6	4,70	—	1,02	0,43	0,13	12,5	5,04	
157	»	Пф	90	1787—1767	—	0,860	78	7,1	19,0	30,5	43,0	—	4,45 / 50	5,87	—	0,85	0,43	0,15	18,20	6,08	
158	»	$П_{1-3}$	90	1728—1747	—	0,850	58	13,0	22,0	32	45,0	—	3,87 / 50,2	5,82	—	0,41	0,48	0,13	9,15	3,54	
159	»	$П_1$	91	1768—1777	72	0,847	67	12,0	22,5	33,0	45,0	—	4,08 / 50	5,31	—	0,81	0,47	0,15	9,61	4,49	
160	»	$П_{1-3}$	92	1768—1780 1803—1790	72	0,843	72	13,0	23,5	34,0	44,5	—	3,84 / 50,5	5,65	—	1,22	0,42	0,12	7,04	3,09	
161	»	$П_1$	93	1714—1723	70	0,840	57	14,0	24,0	34,0	44,0	—	3,30 / 50	4,93	—	1,04	0,41	0,12	6,26	3,91	
162	»	$П_3$	97	1750—1755	715	0,854	70	8,6	20	29,5	40	—	4,13 / 50	5,83	—	1,12	0,47	0,14	11,76	4,3	
163	»	$П_3$-$Ю_2$	99	1772—1762	—	0,867	128	2,8	13,5	24,0	37,0	—	4,34 / 49,5	6,40	—	1,21	0,56	0,15	32,39	8,34	
164	Лемьинское	Пф	35	1689,4—1712,8	78	0,856	80	11	12,0	32,0	44	—	4,42 / 48	7,56	—	1,31	0,42	0,14	13,06	5,31	
165	»	$Ю_2$	39	1759—1768	74	0,855	79	11	21	31,0	42,5	—	4,39 / 50	8,75	—	1,10	0,49	0,19	16,08	5,43	
166	Лемьинское	$Ю_2$	39	1759—1768	74	0,851	68	10	20	30	40	—	6,34 / 51,5	6,46	—	0,98	0,43	0,1	15,30	5,58	
167	»	$П_3$	44	1748—1754	70	0,848	70	11,5	22,0	32,0	43,5	—	4,47 / 51,4	6,83	—	1,04	0,46	0,10	11,41	4,99	
168	Верхне-Лемьинское	$П_3$-$Ю_2$	1	1880—1902	—	0,864	96	28	12,5	25	38	—	4,73 / 55	6,42	—	1,67	0,45	0,13	21,86	7,05	

Таблица 21

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
169	Картопьинское	$Ю_2$	8	2100—2109	—	0,844	68	15,0	27,0	37,0	48,0	—	4,84 / 53	4,90	—	1,16	0,41	0,11	8,43	3,91	
170	Каменное	Пф	2	2293—2270	100 / 2150 м	0,795	53	25	41,5	55	67	—	1,0 / —	1,74	—	0,053	0,13	0,06	2,56	1,7	
171	»	$Ю_2$	4	2403—2414	124	0,815	65	21	35	47	57	—	4,55 / 52	1,39	—	—	0,08	0,07	4,25	1,54	
172	»	Пф	5	2353—2326	122	0,806	95	20,5	20,5	40,5	55	—	1,74 / —	—	—	—	0,04	0,06	3,13	не определялись	
173	»	$П_3$-$Ю_2$-Пф	6	2385—2419	124	0,817	89	26	39	49	60	—	2,9 / 49	1,4	—	не обнаружены	0,13	0,07	2,9	1,65	
174	»	$П_3$-$Ю_2$	9	2419—2438	112,5	0,926	73	15,5	32,5	44	57	—	2,9 / 50,5	—	—	—	0,13	сл.	4,32	2,57	
175	»	$П_3$-$Ю_2$	11	2409—2419	125	0,816	72	20	35	46,5	58,5	—	4,2 / 53	не определялись	—	не определялись	0,08	следы	3,65	2,15	
176	»	$П_3$-$Ю_2$	12	1401—2411 2421—2433	120	0,810	48	21	35	45,5	56	—	4,83 / 47	2,74	—	нет	0,15	0,10	3,65	2,10	
177	»	$Ю_2$	13	2416—2423	123	0,803	60	31	46,5	55,5	66,0	—	2,35 / 54,5	1,09	—	нет	0,1	следы	2,22	1,4	
178	»	$П_1$+$П_2$	14	2305—2343	116	0,802	65	16,5	37,5	57	67	—	3,42 / 49	2,27	—	0,02	следы	—	3,2	1,89	
179	»	$Ю_2$+Пф	16	2458—2496	120	0,806	35	20	33	45	56	—	3,74 / 49	2,67	—	0,15	0,06	—	3,74	2,16	
180	»	$П_3$+$Ю_2$	21	2404—2437	123	0,810	72	27	41,5	52	63,5	—	4,6 / 46	2,75	—	—	0,095	0,1	2,98	1,85	
181	»	$ВК_1$	31	1474—1490	77	0,841	60	85	18,5	29	39	—	7,07 / 52	5,58	—	1,07	0,25	0,03	18,22	6,74	
182	»	$Ю_2$	40	2464—2474	—	0,821	90	5,0	20,0	31,5	45	—	17,42 / 44	1,43	—	0,04	0,03	0,04	36,48	4,88	
183	Красноленинское	$Ю_2$	1	2439—2470	—	0,794	54	27	44	57	67	—	2,13 / —	2,4	—	0,09	0,19	0,06	2,66	1,69	
184	Лорбинское	$Ю_2$	15	2417—2465	—	0,827	—	13,5	29,5	39,9	52	—	8,12 / 45	—	—	не обнаружены	0,16	0,043	4,98	2,65	
185	»	$Ю_2$	38	2322—2340	—	0,848	70	12	22,5	33	42	—	3,72 / 52	4,88	—	0,23	0,24	0,11	11,37	5,11	
186	»	$ВК_1$	38	1464—1483	—	0,858	82	6,4	14,5	23	33	—	3,84 / 52	7,28	—	0,38	0,32	0,13	21,57	8,45	

Таблица 21

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
187	Ай-Торское	Пф	7	2454,4—2495	—	0,915	96	11,0	24	34	48,5	—	4,35 / 49,5	5,18	—	нет	0,25	0,16	9,26	4,4	
188	»	$Ю_2$	20	2443—2496	—	0,825	96	19,5	34	46	57,5	—	3,73 / 50	16,77	—	2,16	0,11	0,084	4,77	2,57	
189	Молодежное	$П_3$-$Ю_2$	2	2596—2704	—	0,853	94	9,8	22	32	42	—	6,2 / 51,5	4,12	—	0,28	0,24	0,11	11,53	4,82	
190	Больше-Каменное	$Ю_2$	142	2388—2393	—	0,853	70	12	23	32	46	—	2,01 / 57	8,16	—	0,53	0,56	0,17	10,18	4,78	
191	»	$Ю_2$	142	2559—2604	—	0,811	49	21,0	32	42	52,8	—	5,87 / 48	10,74	—	1,62	0,65	0,26	4,09	2,37	
192	Елизаровское	$Ю_2$-Пф	25	2472—2495	—	0,826	90	25	40,5	49,5	60,5	—	3,2 / 49	4,79	—	не обнаружены	0,18	0,11	4,34	2,37	
193	»	$Ю_2$+Пф	26	2585—2423	—	0,833	66	11,0	26,0	39,0	57	—	4,22 / 48	—	—	—	0,25	0,055	5,5	2,87	
194	»	$Ю_2$+Пф	28	2451—2493	—	0,842	73	18,0	28,0	37,5	49	—	2,53 / 51	4,45	—	0,47	0,3	0,13	6,56	4,04	