РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК

ГЕОЛОГИЯ И ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА Западной Сибири

НАУКА

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК

НАУЧНЫЙ СОВЕТ ПО ПРОБЛЕМАМ ГЕОЛОГИИ
И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

ГЕОЛОГИЯ И ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Сборник научных трудов

Ответственные редакторы:
академик В.С. СУРКОВ,
кандидат геолого-минералогических наук
Н.В. МАРАСАНОВА

МОСКВА "НАУКА"
1994

ББК 26.3
Г 36
УДК 553.98 (571.1)

Геология и оценка нефтегазового потенциала Западной Сибири.
Г 36 М.: Наука, 1994. – 96 с.
ISBN 5-02-002412-0

Сборник составлен по материалам пленума Научного совета РАН по проблемам геологии и разработки месторождений нефти и газа в ноябре 1992 г. в Москве

Рассматриваются вопросы строения и нефтегазоносности нижней и средней юры Западной Сибири как самостоятельного структурного этажа, формирования осадочного чехла Западной Сибири, структуры и качественной характеристики ресурсов нефти

Для широкого круга геологов-нефтяников, геофизиков и геохимиков.

Рецензенты
[illegible]

Geology and estimation of Western Siberia petroleum potential

The collection is based on materials of Russian Academy of Sciences scientific council [illegible] and development of oil and gas fields problems. The plenum took place in [illegible] 1992.

The structure and petroleum potential of Western Siberia lower and middle jurassic as an independent structural stage, the sedimentary cover formation, the oil resources structure and quality are considered.

The collection is for geologists, geophysists and geochemists.

Г $\frac{1804060200\text{-}220}{042(02)\text{-}94}$ 273-94 I полугодие

ББК 26.3

ISBN 5-02-002412-0

© Коллектив авторов, 1994
© Российская академия наук, 1994

УДК 553.98:551.24(925.11)

В.С. Сурков, Л.В. Смирнов

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕЙ И СРЕДНЕЙ ЮРЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Геодинамика формирования Западно-Сибирского осадочного бассейна тесно связана с общей геодинамикой развития Земли, в основе которой, по нашему убеждению, лежит представление о главенствующей роли мантийных плюмов, инициирующих в истории Земли рифтогенез, распад суперконтинентов (Пангея 0, Пангея I, Пангея II). Например, с рифейско-палеозойским этапом (ранний неогей), длившимся более 1200 млн лет, связаны распад суперконтинентов Пангея I, его деструкция с проявлением рассеянного рифтогенеза, частичного спрединга, которое выразилось в образовании кратонов, подвижных поясов. В конце палеозоя этот этап завершился общей гранитизацией и образованием суперконтинента Пангея II с обновленной сиалической корой.

Развитие литосферы Земли в мезозое и кайнозое (поздний неогей) происходит гомологично рифейско-палеозойской истории, но этот этап еще далек от завершения. Он ознаменовался распадом суперконтинента Пангея II, его деструкцией, проявлением глобального рифтогенеза. В раннем мезозое образовалась обширная сеть континентальных рифтовых систем, охватившая практически весь суперконтинент Пангея II, а в кайнозое в результате дальнейшего воздействия мантийных процессов и спрединга литосферных плит сформировалась гигантская сеть срединно-океанических хребтов с новой океанической корой. В частности, в северо-западном сегменте Земли сформировалась Арктико-Североатлантическая рифтовая мегасистема с окраинными мезозойско-кайнозойскими рифтогенными осадочными бассейнами (Западно-Сибирский, Карский, Баренцевский, Норвежский, Северо-Морский и др.) и котловинами Ледовитого и Атлантического океанов [3].

Западно-Сибирский рифтогенный бассейн занимает крайне восточное положение в этой мегасистеме.

© В.С. Сурков, Л.В. Смирнов, 1994

Тектонические события, оказавшие влияние на формирование Западно-Сибирского бассейна

На очертание, морфологию, мощность, формационный состав осадков, формирование и переформирование залежей углеводородов определяющее влияние оказали тектонические события, которые проявились на территории Западной Сибири за последние 300 млн лет. Среди этих тектонических событий выделяется четыре.

В настоящей статье мы остановимся только на отрезке времени в 400–150 млн лет, т.е. на первых 150 млн лет формирования бассейна, где проявились орогенный, рифтогенный и ранний платформенный этапы тектонические события (рис. 1).

Верхнепалеозойская орогенная стадия

Комплексный анализ геологических и геофизических материалов указывает на существование в центральной и южных частях современной Западной Сибири крупного сводового поднятия, которое возникло в результате кратонизации земной коры Урало-Монгольского складчатого пояса как составной части глобальных тектонических событий, связанных с образованием суперконтинента Пангея II. На существование этого сводового поднятия указывает ряд геологических факторов.

1. В фундаменте этой части Западной Сибири пермские отложения развиты локально и только в глубоких впадинах. Большая часть доюрской поверхности сложена метаморфическими и интрузивными породами от докембрия до нижнего карбона.

2. На домезозойской поверхности фундамента широко развиты гранитные массивы средне-верхнепалеозойского возраста, что указывает на глубокий эрозионный срез верхней части коры. Денудационному процессу подверглась толща земной коры мощностью не менее 7 км (до глубину формирования гранитных батолитов).

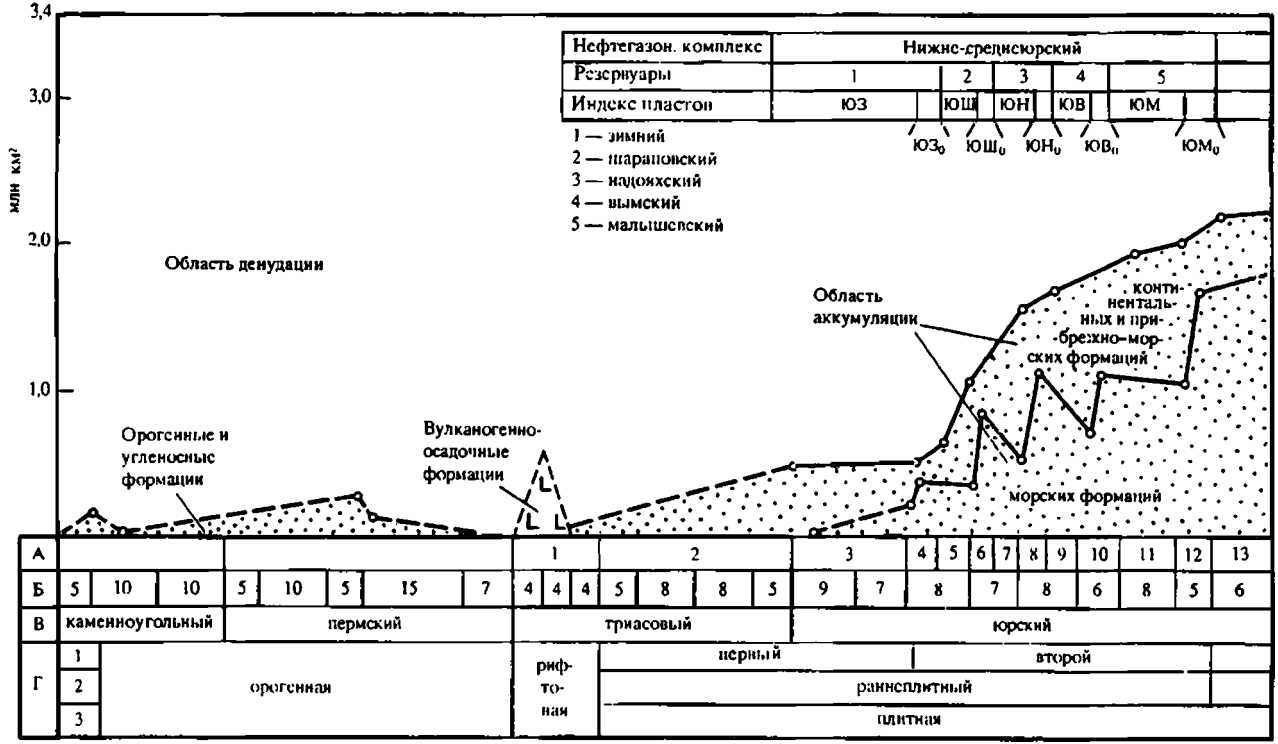
3. Рельеф дневной поверхности в конце верхнего палеозоя был резко расчленен. В поздней перми территория Западной Сибири представляла собой складчато-глыбовое сооружение с горным, полугорным и низменным рельефом.

Раннетриасовая рифтогенная стадия

На территории Западной Сибири тектонические события рассматриваемой стадии являются частью глобального рифтогенеза, проявившегося в северо-западном сегменте Земли.

Распад сводового поднятия и образование рифтовой системы положили начало общему унаследованному прогибанию территории и формированию Западно-Сибирского седиментационного бассейна. При этом проявлении в последующие эпохи была охвачена территория, значительно превышающая по площади ту, что подверглась деструкции.

Палеорифтовая система представлена четырьмя основными грабен-рифтами. Существование палеорифтовой системы в фундаменте Западно-


3,4
3,0
2,0
1,0
млн км²
Нефтегазон. комплекс
Нижне-среднеюрский
Резервуары
1
2
3
4
5
Индекс пластов
ЮЗ
ЮШ
ЮН
ЮВ
ЮМ
ЮЗ0
ЮШ0
ЮН0
ЮВ0
ЮМ0
1 — зимний
2 — шараповский
3 — надояхский
4 — вымский
5 — малышевский
Область денудации
Область аккумуляции
конти-
нентальных и при-
брежно-мор-
ских формаций
морских формаций
Орогенные и
угленосные
формации
Вулканогенно-
осадочные
формации
А
Б
В
Г
5 10 10 5 10 5 15 7 4 4 4 5 8 8 5 9 7 8 7 8 6 8 5 6
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13
каменноугольный
пермский
триасовый
юрский
1
2
3
орогенная
риф-
то-
генная
первый
второй
раннеплитный
плитная

Сибирской плиты подтверждается всем комплексом геологических и геофизических признаков [2].

Эффузивно-интрузивный комплекс пород выполняет не только грабены, но и понижения палеорельефа, а также формирует обширные базальтовые плато. Вскрытая и изученная к настоящему времени в скважинах толща базальтов составляет до 1500 м. За отрезок в 12 млн лет в результате вулканической деятельности на дневную поверхность было выброшено около 1 млн км^3 эксплозивного и эффузивного материала.

В раннем триасе Западная Сибирь представляла собой сушу с жарким аридным климатом, горным и полугорным рельефом и активным вулканизмом базальтоидного типа.

Основной сток разрушаемого материала происходил в северном и северо-западном направлениях в Баренцевскую и Карскую котловины, по рифтовым долинам и межгорным прогибам.

Плитная стадия

Рифтогенез как одна из форм деструктивного процесса обусловливает не только раскол и магматогенно-метаморфогенную переработку консолидированной коры, но в последующем, на этапе охлаждения мантии, и унаследованное интенсивное опускание обширной территории. Импульс направленных нисходящих тектонических движений в зонах, подвергшихся рифтогенезу, сохраняется длительное время (не менее 200–250 млн лет). Именно процесс длительного погружения больших территорий вызывает формирование крупных осадочных бассейнов с большой мощностью осадков, насыщенных рассеянным органическим веществом. Повышенная тектоническая активность и тепловой поток в такого типа бассейнах являются благоприятными факторами для генерации углеводородов и формирования крупных месторождений нефти и газа. Формирование Западно-Сибирского бассейна на плитной стадии происходило в два тектонических этапа: раннеплитный и собственно плитный.

Раннеплитный этап охватывает средний, поздний триас, раннюю и среднюю юру, время относительно повышенной тектонической активности и интенсивного заполнения осадками за счет главным образом местных источников сноса. На раннеплитном этапе заполнение бассейна осадками характеризовалось двумя основными эпизодами.

Первый эпизод длился 44 млн лет и охватил отрезок времени от среднего триаса до раннего плинсбаха юры включительно. На этом этапе в условиях теплого гумидного климата происходили активные процессы эрозии и денудации раннетриасового складчато-вулканогенного горного рельефа. В то время в пределах Ямала и Гыдана установился морской режим осадконакопления. Здесь отлагались темно-серые и серые аргиллиты,

---

Рис. 1. График накопления нижне-среднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты

А – горизонты (*1* – туринский, *2* – тамбейский, *3* – зимний, *4* – тюменский, *5* – шараповский, *6* – тогурский, *7* – надояхский, *8* – лайдинский, *9* – вымский, *10* – леонтьевский, *11* – малышевский, *12* – нижневасюганский, *13* – верхневасюганский); *Б* – млн лет; *В* – периоды; *Г* – тектонические события (*1* – эпизоды, *2* – этапы, *3* – стадии)

алевролиты и песчаники с прослоями гравелитов и конгломератов. Найдены и определены остатки морских двустворок и фораминифер. Мощность осадков достигала 500 м, площадь морского бассейна – около 223 тыс. км^2. Глубина моря – 200 м и более. Объем морских литифицированных пород составил порядка 130 тыс. км^3. Площадь развития дельт, прибрежных и аллювиальных равнин составляла 390 тыс. км^2. Осадки здесь представлены светло-серыми, серыми разнозернистыми песчаниками, гравелитами, конгломератами, темно-серыми алевролитами, аргиллитами, нередко углистыми, с остатками растений. Грубый состав пород и плохая их сортировка свидетельствуют о близости областей питания и высокой скорости захоронения осадков. В зоне прибрежных равнин обнаружена фауна, встречающаяся в морских, солоноватоводных и соленых теплых крупных озерах.

Итак, первый эпизод характеризуется заложением на севере Западной Сибири депоцентра интенсивного прогибания земной коры, в пределах которого накопились первые осадочные слои раннеплитного комплекса. В дальнейшем эта область из-за прогрессивного прогибания земной коры распространялась на юг, захватывая все бóльшие территории.

Второй эпизод длился 40 млн лет. На этом отрезке времени шла борьба аккумулятивных равнин и денудационных поверхностей, включая горные сооружения Западной Сибири и сопредельных горных территорий. Еще в раннем плинсбахе значительную часть Западной Сибири занимала высокогорная страна с резко контрастным рельефом [1]. Высота отдельных горных хребтов достигала 2–3 км. К концу батского века Западная Сибирь представляла собой обширную аккумулятивную равнину с единичными выступами из пенепленизированных горных сооружений доюрского фундамента. Сравнение положения южного фронта аллювиальных равнин в различные моменты второго этапа развития осадочного слоя показывает, что наступление аккумулятивной равнины шло непрерывно. За время, прошедшее с конца раннего плинсбаха до конца бата, край аллювиальной равнины продвинулся к югу на сотни километров. Продвижение не было равномерным ни по площади, ни по времени. Максимум латерального продвижения имел место в центре Западной Сибири, по долине главного Колтогорско-Уренгойского рифта. Здесь оно составляло около 900 км. Наибольшее прогибание происходило также в осевой зоне рифтовой долины, где толщина осадков достигала 1500 м.

На раннеплитном этапе в результате эвстатических колебаний уровня Мирового океана и общего погружения территории отмечаются четыре трансгрессивных и пять регрессивных циклов седиментации. В эпохи трансгрессий формировались глинистые отложения, насыщенные рассеянным органическим веществом, в эпохи регрессий – песчано-алевролитовые породы. Большое влияние трансгрессивные и регрессивные циклы оказали на фациальный характер отложений нижней юры. В эпохи регрессий в то время формировались коллекторы, обладающие высокими свойствами, за счет денудации внутренних выступов горных сооружений. На склонах таких выступов, особенно сложенных породами кислого состава, формировались песчаники, обладающие высокими коллекторскими свойствами. Участки зон, сложенные песчаными породами и перекрытые в последую-

щие геологические эпохи битуминозными тогурскими глинами (гозар), являлись благоприятными зонами для формирования крупных высокодебитных месторождений нефти. Примером может служить гигантская Талинская залежь нефти, сформированная на борту Красноленинского свода, сложенного кварцсодержащими породами. Подобного типа зоны с залежами неантиклинального типа в нижней юре прогнозируются и в других районах Западно-Сибирского бассейна.

Выполненные палеогеолого-ландшафтные реконструкции позволяют прогнозировать такого типа залежи углеводородов как в зонах дезинтегрированных пород фундамента, перекрытых тогурскими битуминозными глинами, так и в нижних горизонтах нижней юры.

Раннеплитный этап завершился становлением бассейна осадконакопления почти в современных размерах. Его площадь к концу батского века составила несколько более 2 млн км^2. Морским бассейном было занято более 1 млн км^2, где накопилось 254 тыс. км^3 существенно морских осадков. Глубина моря достигала 200 м, площадь дельт, прибрежных и аллювиальных равнин – более 980 тыс. км^2. Объем пород из серых и темно-серых песчаников, алевролитов и аргиллитов с прослоями и пластами паралических и лимнических углей составил 117 тыс. км^3, общий объем осадочного слоя на конец батского века – 317 тыс. км^3. За 40 млн лет площадь осадочного бассейна увеличилась более чем в 3 раза, а объем осадочного слоя – в 1,6 раза. Скорость накопления осадочного слоя превышала 9 тыс. км^3/млн лет.

Раннеплитный этап развития Западно-Сибирского осадочного бассейна завершился формированием обширной аккумулятивной равнины со сложным строением осадочного слоя. Окончание этого этапа завершилось обширной келловейской трансгрессией моря.

Собственноплитный этап развития Западно-Сибирского бассейна начался с верхней юры и продолжался до палеогена включительно.

Особенности строения и нефтегазоносность нижне-среднеюрских отложений

Последовательное прогибание бассейна в пострифтовый этап, а также эвстатические колебания уровня Мирового океана обусловили в раннесреднеюрское время частую смену ландшафтов, что оказало влияние на фациальный состав осадков, их мощность и различное сочетание песчано-алевритовых отложений (эпохи регрессий) и глинистых толщ (эпохи трансгрессий). В ранне-среднеюрское время обособились три существенно различные седиментационные области.

1. Северная, Ямало-Гыданская, область устойчивой морской седиментации в современном плане характеризуется наибольшей глубиной залегания подошвы нижней–средней юры (до 10–11 км) и соответственно наибольшим катагенезом рассеянного органического вещества (РОВ).

2. Южная, Обь-Иртышская, область характеризуется сильной редукцией нижнеюрских отложений и преимущественно континентальным характером нижней–средней юры и сравнительно неглубоким ее залеганием (до 3–4 км).

3. Между Ямало-Гыданской и Обь-Иртышской фациальными областями располагается обширная Обь-Тазовская область сопряжения морских и континентальных отложений с широким развитием разнообразных элементов дельтовых и прибрежно-морских обстановок. Среднеюрские отложения залегают в ее пределах на глубинах 3,5–5 км.

Различные условия седиментации, вызванные постепенным погружением земной коры с наклоном на север, и эвстатические колебания уровня океана привели к различному сочетанию в седиментационных областях глинистых толщ. Последние выступали в качестве непроницаемых экранов, главных генераторов углеводородов и песчано-алевролитовых отложений, являвшихся коллекторами.

В нижне-среднеюрских отложениях выделяются пять резервуаров (снизу вверх): зимний, шараповский, надояхский, вымский и малышевский.

Постепенное заполнение бассейна осадками при сильно дифференцированном рельефе фундамента и разном темпе прогибания отдельных частей бассейна привело к большому различию в величинах площади распространения отложений в резервуарах. При этом площадь их закономерно возрастает вверх по разрезу. Поэтому проблема корреляции разрезов, особенно послойная внутри областей и между областями, остается первоочередной задачей. Кроме того, существенно различаются коллекторские свойства пород в резервуарах. Не остаются они постоянными и внутри самих резервуаров. Высокая изменчивость коллекторов определяется полифациальным характером отложений, в которых представлены фации морские, морского побережья, дельтовых долин, лагунные, озерные, болотные, речные, склонных осыпей, конуса выноса, временных потоков и др. Большое влияние на коллекторские свойства оказала глубина их залегания. Закономерности распространения хороших коллекторов изучены еще слабо. Исследования в этом направлении должны быть усилены.

Геохимия органического вещества в породах нижней и средней юры, особенно в глинистых, свидетельствует, что основная их масса генерировала жидкие углеводороды. По данным А.Э. Конторовича и А.С. Фомичева, содержание $C_{орг}$ в глинах и аргиллитах нижней юры достигает 7%, в породах средней юры – 10%. Наибольшее содержание $C_{орг}$ и хлороформенного битумоида как в глинах, так и в алевролитах отмечается в областях наиболее устойчивого прогибания (Мансийская синеклиза, Колтогорско-Уренгойский желоб, Усть-Тымская и другие впадины).

Степень катагенного преобразования пород находится в тесной связи с глубиной их погружения. В Обь-Иртышской и Обь-Тазовской областях степень катагенного преобразования РОВ находится в пределах стадии $МК_1$–$МК_4$, в Ямало-Гыданской достигает стадии апокатагенеза.

Основная масса пород нижней и средней юры находится в главной зоне нефтеобразования.

Разведанность отложений нижней и средней юры слабая. Однако там уже открыто более 140 залежей углеводородов. Одна из них гигантская – Талинская.

Большинство залежей в средней юре открыто в ловушках антиклинального типа, а в нижней юре – неантиклинального типа.

Нефтегеологические параметры каждого нефтегазоносного горизонта и пласта и картирование их по площади явились основой для нефтегеологического районирования нижне-среднеюрских отложений и количественной оценки их потенциальных ресурсов.

Обь-Тазовская область из трех выделенных (Ямало-Гыданской и Обь-Иртышской) представляется наиболее перспективной для обнаружения крупных высокодебитных залежей. Эта область охватывает территорию от широтного течения р. Оби на юге до Обской губы на севере. Ряд районов в ней – Мансийский, Аганский и Толькинский относятся к районам с высокими перспективами, Надымский и Уренгойский – к менее перспективным на залежи нефти, газа и конденсата.

Выполненная количественная оценка углеводородного потенциала нижне-среднеюрских отложений показывает, что прогнозные потенциальные ресурсы составляют около 21% общего их количества в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Доля извлекаемых запасов в нижней–средней юре составляет (в %): нефти – 37, конденсата – 9, свободного газа – 51, газа попутного – 3.

Обь-Тазовская область из трех перечисленных наиболее богата жидкими углеводородами. На долю нефти здесь приходится 66% общей величины извлекаемых ресурсов нефти в нижней–средней юре. В Обь-Иртышской – 24,4%. В двух этих областях на доступных глубинах содержится 91% общих ресурсов нефти.

На территориях высокоперспективных и перспективных земель рекомендуется выполнить оценочные и поисковые работы.

Активизация нефтегазопоисковых и разведочных работ на нижне-среднеюрские отложения – одна из важнейших задач, решение которой позволит обеспечить требуемый уровень добычи нефти в Западной Сибири на длительную перспективу.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Гурари Ф.Г.* Особенности седиментации нижне-среднеюрских отложений на юге Западной Сибири // Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири. Новосибирск, 1989. С. 49–58. (Тр. СНИИГГиМС).
2. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты / В.С. Сурков, О.Г. Жеро, Л.В. Смирнов и др. М.: Недра, 1986. 177 с.
3. *Сурков В.С., Жеро О.Г., Смирнов Л.В.* Арктико-Североатлантическая рифтовая мегасистема // Геология и геофизика. 1984. № 8. С. 3–11.

УДК 553.98.042(571.1)

Н.А. Крылов, Э.М. Халимов, Ю.Н. Батурин,
В.В. Аленин, В.И. Азаматов

КАЧЕСТВЕННАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕСУРСОВ НЕФТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Западная Сибирь – крупнейшая нефтегазоносная провинция, начальные суммарные ресурсы (НСР) которой составляют 60% НСР России. Здесь открыто около 500 нефтяных, газонефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений, содержащих 73% текущих разведанных запасов нефти России. Благодаря открытию уникальных и крупных месторождений в Западной Сибири и их интенсивному освоению удалось значительно нарастить добычу нефти в стране и выйти в 1986–1988 гг. на первое место в мире. За неполных три десятилетия в Западной Сибири было добыто почти 6 млрд т нефти, что составляет 45% накопленной добычи России.

Рост добычи нефти в Западной Сибири продолжался с 1964 по 1988 г., когда ее уровень достиг 415 млн т (включая конденсат). Динамика роста добычи нефти была неравномерной. Так, с 1964 по 1975 г. добыча увеличилась до 148 млн т, далее за пятилетие она удвоилась. В дальнейшем темп роста уровня добычи замедлился, а в 1985 г. даже произошло его временное снижение. В последующие три года вновь удалось увеличить добычу нефти, но с 1989 г. началось ее ускоренное падение, и за 1989–1992 гг. уровень добычи снизился более чем на 150 млн т. Однако и в этих условиях регион занимает ведущее место в России по объему годовой добычи нефти (70%).

Причинами замедления роста и снижения уровня добычи нефти в Западной Сибири явились как общий кризис народного хозяйства страны, в том числе и нефтедобывающей промышленности, так и негативные изменения в сырьевой базе нефтедобычи. Рассмотрим геологические аспекты этой проблемы – состояние сырьевой базы нефтедобычи.

© Н.А. Крылов, Э.М. Халимов, Ю.Н. Батурин и др., 1994

Состояние разведанных запасов нефти

Обобщенными показателями состояния базы нефтедобычи являются динамика величины текущих запасов промышленных категорий и изменение кратности запасов добыче нефти. Для Западной Сибири характерно последовательное увеличение текущих запасов, что определялось постоянным превышением прироста запасов над добычей нефти. В 1986–1990 гг. темп роста запасов промышленных категорий резко снизился вследствие списания неподтвердившихся запасов нефти, приращенных ранее. Однако валовый объем текущих запасов нефти промышленных категорий не уменьшился. Следует обратить внимание, что в отличие от Западной Сибири падение добычи в Волго-Урале и на Северном Кавказе происходило на фоне снижения объема текущих запасов нефти, обусловленного превышением добычи нефти над приростом запасов.

Кратность запасов добыче нефти в Западной Сибири последовательно снижалась по мере роста добычи и достигла своего минимума в 1980–1985 гг. Замедление роста добычи нефти в Западной Сибири и его падение в условиях растущих или стабилизировавшихся по объему текущих разведанных запасов региона привели к росту кратности, что присуще нефтедобывающим регионам после достижения пика нефтедобычи [5]. Однако в Западной Сибири минимум кратности в 1,5–2 раза превышал минимальную кратность в Волго-Урале и на Северном Кавказе, что связано, в частности, и с наличием в Западной Сибири значительных запасов, не введенных в разработку, а также с качественными особенностями текущих запасов в Западной Сибири, о чем речь идет ниже.

С геологических позиций динамика добычи нефти определяется объемом запасов и характеристикой их качества. Опыт освоения нефтегазовых недр Западной Сибири показал, что ресурсная база нефтедобычи существенно дифференцирована по качеству.

В первую очередь дифференциация ресурсов определяется распределением НСР по нефтегазоносным комплексам (НГК), продуктивность которых существенно различна. Так, около половины НСР нефти приходится на неокомский НГК, в котором преобладают нефтяные залежи с дебитами скважин около 20 т/сут и максимальными начальными дебитами в сотни тонн в сутки. Васюганский НГК (верхняя юра) также характеризуется в основном высокодебитными залежами нефти. В других НГК Западной Сибири – тюменском, баженовском, ачимовском, аптальбском, сеноманском – встречаются высокопродуктивные, но доминируют низкопродуктивные залежи нефти (с начальными дебитами менее 10 т/сут) [2].

На рис. 1 приводится структура начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти Западной Сибири, которая определяется как начальным распределением ресурсов в НГК, так и темпами освоения различных по качеству запасов и ресурсов нефти.

Рассмотрим характеристику качества запасов и ресурсов нефти. Прежде всего обращает на себя внимание снижение роли высокопродуктивных ресурсов неокомского НГК в текущих запасах промышленных категорий по сравнению с накопленной добычей. В накопленной добыче нефти 86% принадлежит неокомскому комплексу, где главную часть

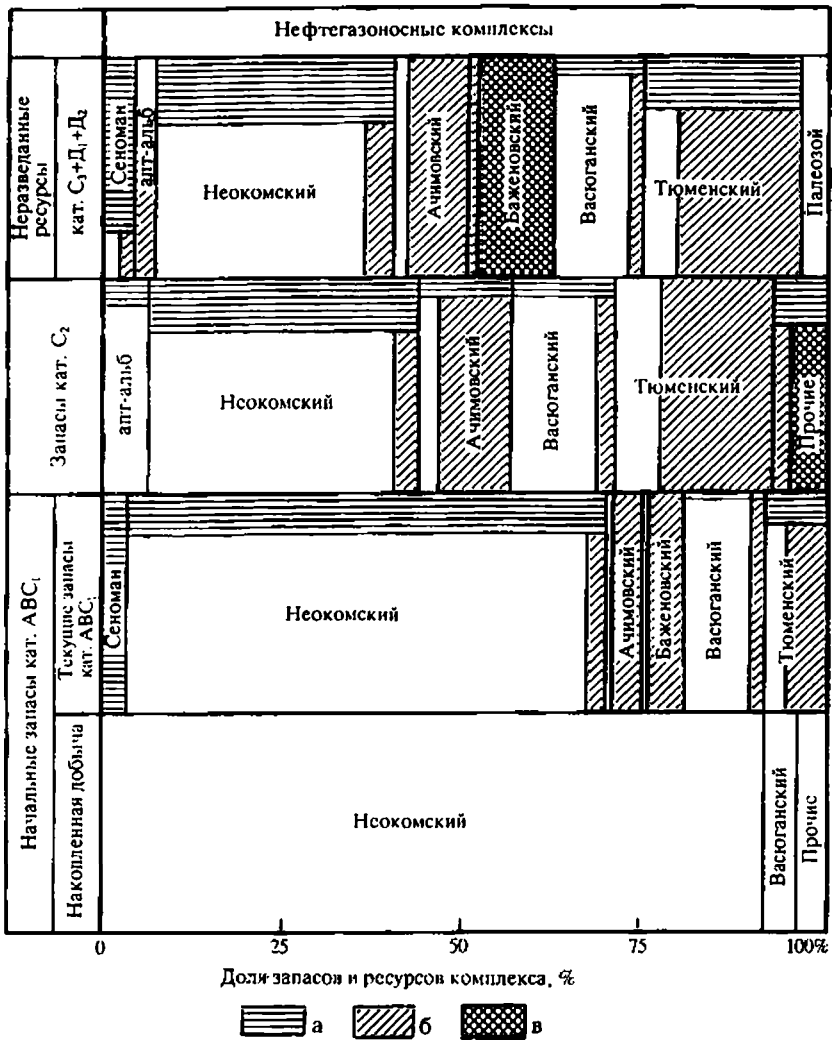


Рис. 1. Структура начальных суммарных ресурсов нефти Западной Сибири

Запасы и ресурсы нефти: *а* – в нефтегазовых залежах (в % от ресурсов соответствующей категории данного комплекса); *б* – для которых отсутствуют способы разработки; *в* – со средними начальными дебитами менее 10 т/с

составляют реализованные запасы нефтяных высокопродуктивных залежей и лишь небольшую долю – запасы нефти подгазовых и относительно малодебитных залежей. На все остальные НГК в накопленной добыче приходится 14%, из которых третья часть принадлежит реализованным запасам наиболее продуктивного среди них васюганского НГК. В текущих запасах $АВС_1$ неокомскому НГК принадлежит 55%. Причем в этих запасах существенную роль играют запасы в подгазовых залежах и в

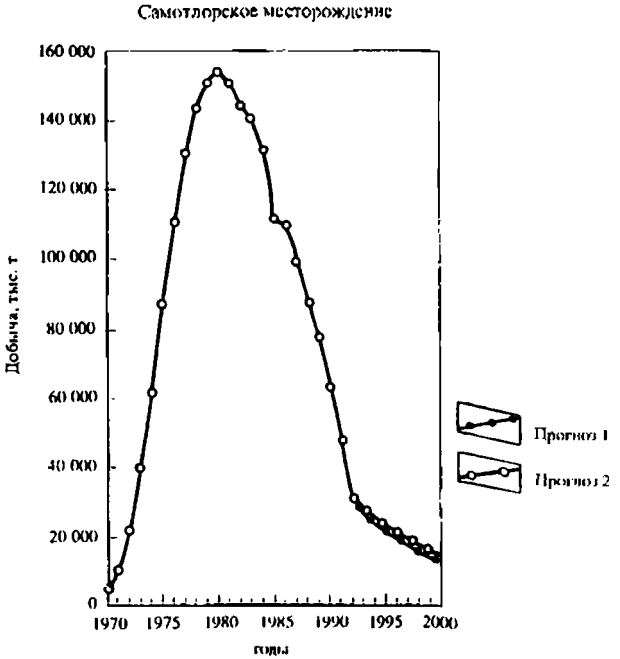


Рис. 2. Самотлорское месторождение
Прогнозы уровней добычи нефти (1, 2)

относительно низкодебитных залежах, которые осваивались менее интенсивно или не были введены в разработку вообще.

В Западной Сибири не введено в разработку около 35% запасов нефти. Среди них есть запасы месторождений и залежей, находящиеся в разведке, а также подготовленные запасы, невводимые по технико-экономическим соображениям.

В практику анализа сырьевой базы нефтедобычи внедрилось в последнее время понятие о трудноизвлекаемых запасах (ТИЗ), к которым относят запасы нефти: либо в подгазовых залежах с вязкостью более 30 сП, либо в коллекторах с проницаемостью менее 50 мД, либо в пластах толщиной менее 2 м [1, 8]. Запасы этой категории в значительном объеме присутствуют в Западной Сибири. Частично они вовлечены в разработку, а частично остаются неосвоенными.

Основную нагрузку в добыче нефти в течение длительного периода несли и по-прежнему несут высокопродуктивные залежи неокома, что ведет к их опережающему истощению. Основными показателями динамики качества разрабатываемых запасов нефти являются: степень выработки запасов и связанные с ней обводненность добываемой нефти и дебиты скважин; динамика темпов отборов запасов.

Выработанность запасов, введенных в разработку, в целом составляет около 40%, будучи сильно дифференцированной для разных месторождений и залежей.

Реализованная в Тюменской области стратегия развития нефтедобычи

Самотлорское месторождение

Год ввода в разработку	Основные пласты	Доля в текущих запасах, %	Выработанность запасов, % / Доля в начальных запасах, % (0 10 20 30 40 50 60 70 80 90)	Доля в накоплен. добыче, %	Доля в добыче 1991 г. %	Обводненность, %	Начальный дебит, т/сут
1969	АВ 1/1-2 глин	17,3	2,4/6,7	0,3	1,2	53,7	7
1969	АВ1/1-2а	3,4	49,6/2,6	2,1	1,2	93,9	66
1969	АВ 1/3	16,6	55,0/14,0	12,4	28,5	78,7	60
1969	АВ 2-3	21,8	55,4/18,5	16,4	18,3	88,4	80
1969	АВ 4-5	16,2	67,9/19,1	20,9	19,3	94,2	400
1978	БВ 8/0	10,6	25,3/5,4	2,2	3,9	82,1	150
1969	БВ 8/1-3	5,8	92,0/27,2	40,3	18,2	94,4	200
1969	БВ 10	6,5	55,8/5,6	5,0	6,5	73,3	34

Рис. 3. Самотлорское месторождение. Структура запасов нефти

предусматривала ускоренные разведку и освоение, а также интенсивную эксплуатацию открываемых крупных и высокопродуктивных нефтяных месторождений. Такая стратегия, как хорошо известно специалистам, характеризуется четкой зеркальной закономерностью – быстрым наращиванием добычи нефти по достижении пика и столь же быстрым снижением добычи нефти после максимума.

Типичный пример такой стратегии – самое крупное в России Самотлорское месторождение (рис. 2). Месторождение введено в разработку в 1969 г., интенсивно разбуривалось, осваивалось и спустя 10 лет выведено на пик добычи нефти (154,8 млн т). В геологическом разрезе месторождения восьми продуктивных пластов объединены в пять объектов разработки, каждый из которых разбуривается самостоятельной сеткой скважин. Месторождение разрабатывается с использованием интенсивных блоковых систем разработки. Системы размещения скважин в блоках – равномерные, трех- и пятирядные с плотностью сетки 16 га/скв. Для извлечения нефти из широких подгазовых зон нефтегазовых залежей $А_{1-3}$ и $А_{2-3}$ было применено двустороннее барьерное заводнение, чтобы отделить газовую шапку рядами нагнетательных скважин от нефтегазовой и нефтяной зон.

С 1980 г. происходят интенсивное снижение добычи нефти и рост обводненности продукции Самотлорского месторождения. Текущая добыча нефти в 4,5 раза ниже, чем в год максимума, а обводненность достигла 91,2%. Степень истощения начальных извлекаемых запасов месторождения в целом – 64%. Наиболее продуктивный пласт Б-8, обеспечивавший до недавнего времени до 2/3 текущей добычи нефти, выработан на 94%. В то же время в геологическом разрезе имеются пласты (рис. 3), содержащие до 97% начальных запасов ($АВ_{1-2}$) и до 75% ($БВ-8_0$), но эти пласты характеризуются существенно более низкими дебитами.

Высокой степенью общей выработанности (свыше 60%) и неравномерностью отбора из пластов разной продуктивности характеризуются и другие уникальные по запасам нефтяные месторождения региона. Пример Самотлорского месторождения в отношении выработки запасов является типичным.

В связи с высокой степенью выработки к 1991 г. в Западной Сибири значительно возросла доля запасов месторождений с падающей добычей (53,9%). Растущая добыча обеспечивается 34,6% запасов, а стабильная – 11,5%.

Среднесуточные дебиты нефтяных скважин снизились по основным разрабатываемым месторождениям с 150 т в 1970 г. до 43 т в 1985 г. и до 19 т в 1990 г.

Возросла обводненность добываемой нефти с 56% (1985 г.) до 72% (1990 г.). По степени обводненности продукции разрабатываемые запасы нефти в Западной Сибири стали сопоставимы с ресурсами старых районов – Волго-Урала и Северного Кавказа. Все это привело к снижению темпов отбора запасов. Только за последние пять лет средние годовые темпы отбора запасов снизились с 3,9 до 2,9%. Снижение темпов отбора характерно для подавляющей части разрабатываемых месторождений, и лишь два крупных месторождения – Усть-Балыкское и Покачевское –

характеризовались в 1985–1990 гг. ростом темпа отбора текущих запасов нефти.

Форсированный отбор запасов из наиболее высокопродуктивных залежей (из залежи пласта БВ-8 Самотлора годовой отбор на пике добычи составлял, например, 20%) привел к последовательному накоплению на балансе ТИЗ. Доля ТИЗ в общем балансе разведанных запасов нефти в Западной Сибири от первых процентов в начале разработки возрастала и составила в середине 70-х годов более 10%, а ныне – более 50%. Этот показатель следует учитывать, так как темп отбора ТИЗ на одинаковых стадиях разработки в 4–5 раз ниже, чем для запасов, которые стали в противоположность трудноизвлекаемым называть активными [8]. Таковы качественные характеристики запасов нефти промышленных категорий в Западной Сибири и тенденции их динамики.

Изменения в структуре ресурсов и запасов нефти Западной Сибири необходимо учесть при разработке долгосрочной стратегии нефтедобычи. Очевидно, что дальнейшее развитие должно идти с увеличением инвестиций в разведку и разработку месторождений, адекватным изменению качества сырьевой базы, но также и с созданием и ускоренным освоением новых высокоэффективных технологий извлечения нефти, особенно для категории ТИЗ.

Ближайшим резервом наращивания запасов категорий $АВС_1$ являются предварительно оцененные запасы ($С_2$).

Запасы нефти категории $С_2$ Западной Сибири составляют значительную часть нефтяного потенциала месторождений и связаны в основном (81%) с разведываемыми и подготовленными к разработке месторождениями. На разрабатываемых месторождениях концентрация запасов нефти категории $С_2$ невысока и составляет в среднем 3–6 млн т на объект. Выполненная дифференциация запасов нефти категории $С_2$ показала, что 51% их объема сосредоточен в отложениях шельфового неокома и васюганского комплекса, которые характеризуются в целом лучшими фильтрационно-емкостными свойствами. Остальная часть относится к менее продуктивным горизонтам тюменской и баженовской свит, ачимовской толще, которые характеризуются коллекторами с низкими фильтрационно-емкостными свойствами и высокой долей трудноизвлекаемых запасов с низкой продуктивностью скважин. Однако и в неокомских отложениях в северной части провинции, в Надым-Пурской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областях значительная часть запасов нефти $С_2$ относится к ТИЗ (Восточно-Мессояхское, Салекоптское, Ен-Яхинское, Уренгойское и другие месторождения).

Более 50% запасов нефти категории $С_2$ оценены на залежах с дебитом скважин менее 5–10 т/сут.

В запасах нефти категории $С_2$ имеются запасы, не подтвержденные в процессе разведки и разработки месторождений, но своевременно не списанные с баланса, а также запасы, подлежащие выводу за баланс по технико-экономическим и экологическим причинам (приуроченность залежей нефти к водоохранным зонам, приоритетным зонам землепользования коренных народов Севера и др.). Доля подобных запасов оцени-

вается почти в 28%. Наличие их на балансе существенно снижает реальность имеющихся на учете запасов нефти категории C_2.

Важной особенностью запасов нефти категории C_2 является их неполная подтверждаемость при переводе в разведанные запасы, зависящая от точности определения подсчетных параметров. Вопрос о степени подтверждаемости запасов нефти категории C_2, носящий дискуссионный характер, имеет большое значение для оценки эффективности геологоразведочных работ и обеспеченности добычи запасами нефти.

По данным ИГиРГИ и СибНИИ НП, подтверждаемость запасов нефти категории C_2 при переводе в разведанные запасы в регионе изменяется широко и в среднем равна 0,6.

Таким образом, запасы нефти категории C_2 Западной Сибири при их большой количественной оценке по своим качественным характеристикам уступают не только уже реализованным запасам, но и текущим запасам категории $АВС_1$.

Неразведанные ресурсы нефти

Нельзя не отметить, что количественная оценка неразведанных ресурсов нефти Западной Сибири на протяжении многих лет является предметом острых дискуссий специалистов. При принятой официальной оценке неразведанные ресурсы ($C_3 + Д_1 + Д_2$) составляют около 60% НСР Западной Сибири и представляют еще огромный резерв для подготовки запасов промышленных категорий. Опустив в данном случае споры о количестве, как не имеющие отношения к рассматриваемой теме, дадим оценку их качественным особенностям.

Перспективные ресурсы (категория C_3) размещены в основном в Надым-Пурской, Среднеобской, Пур-Газовской и Фроловской НГО. Стратиграфически наибольшие объемы перспективных ресурсов нефти связаны с неокомским (35%), тюменским (31%), ачимовским (19%) и васюганским (15%) комплексами, причем их более активная и достоверная часть приурочена к неокомскому и васюганскому комплексам. Отличительная особенность ресурсов нефти категории C_3 – их низкая концентрация на многих структурах. Поэтому открытые новые месторождения на структурах, оцененных по этой категории, будут в основном мелкими по запасам, главным образом 3–10 млн т.

Перспективные ресурсы нефти из-за приуроченности их значительной части к низкопродуктивным коллекторам имеют неблагоприятную характеристику по продуктивности. Так, ресурсы с дебитом скважин менее 10 т/сут составляют 50%.

На состояние ресурсов нефти категории C_3 структур негативное влияние оказывает их низкая подтверждаемость при переводе в разведанные и предварительно оцененные запасы. Коэффициент достоверности перспективных ресурсов широко изменяется во времени и по отдельным нефтедобывающим районам. По данным ИГиРГИ и СибНИИ НП, его величина в последнее десятилетие 0,4.

Приведенные данные свидетельствуют о напряженном положении в

регионе с выбором наиболее перспективных структур для ввода их в глубокое бурение.

Подавляющая часть неразведанных ресурсов нефти (около 80%) в Западной Сибири – это прогнозные. Причем в связи с высокой степенью изученности нефтеносности провинции на региональном уровне практически все ресурсы отнесены к категории $Д_1$.

Около 30% прогнозных ресурсов нефти оценены в труднодоступных северных районах Западной Сибири: Надым-Пурской, Пур-Тазовской, Ямальской и Гыданской НГО.

Для прогнозных ресурсов нефти характерной особенностью является значительное сокращение в сравнении с накопленной добычей и разведанными запасами нефти их доли в высокопродуктивном неокомском комплексе пород (см. рис. 1). Если из отложений неокомского комплекса добыто 86% нефти, а их доля в текущих разведанных запасах составляет около 55%, то удельный вес неокома в неразведанных ресурсах нефти (категории $Д_1$, $Д_2$, $С_3$) составляет всего лишь 39%. Возрастает доля ресурсов в глинистых полимиктовых коллекторах тюменской свиты (24%), имеющих в основном низкие фильтрационно-емкостные свойства. Ресурсы нефти, связанные с ними, относятся в значительной мере к трудноизвлекаемым. Трудноизвлекаемые ресурсы составляют в целом примерно 53% общего объема неразведанных ресурсов нефти. Основная часть трудноизвлекаемых ресурсов (около 65%) связана с низкопроницаемыми коллекторами. В подгазовых залежах предполагается наличие 35% трудноизвлекаемых ресурсов.

Кроме того, к залежам, не имеющим в настоящее время эффективных технологий разработки, относятся почти все неразведанные ресурсы нефти (около 10% неразведанных ресурсов региона) в отложениях баженовской свиты, коллекторы в которой представлены тонкоплитчатыми и листоватыми глинистыми породами с линзовидными слойками ОВ.

Основная часть ТИЗ нефти в низкопроницаемых коллекторах (около 80%) связывается с отложениями тюменской свиты и ачимовской толщи, отличающимися прерывистым линзовидным распространением песчаных пластов, преобладанием коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

В подгазовых залежах неразведанные ресурсы нефти прогнозируются главным образом в северных и арктических НГО (Ямальской, Гыданской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской), которые большинством исследователей оцениваются в основном как газоносные. Подавляющая часть этих ресурсов относится к отложениям неокомского, тюменского и сеноманского нефтегазоносных комплексов, причем в неокомском комплексе заключена половина ресурсов нефти подгазовых залежей, в тюменском – 25%.

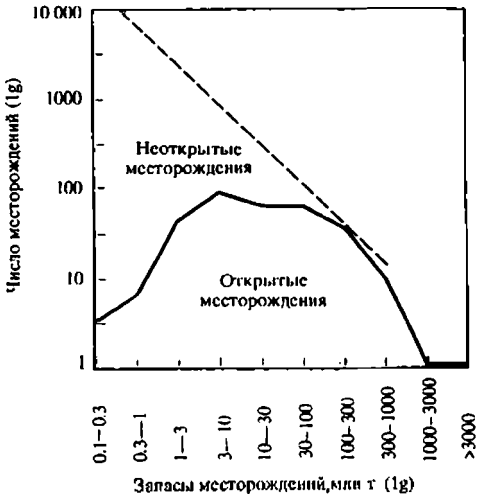
Опыт геолого-разведочных работ последних лет в Западной Сибири свидетельствует о постепенном увеличении количества несводовых ловушек, вовлекаемых в разведку. Поэтому значительная часть прогнозных ресурсов нефти связана с залежами более сложного геологического строения, чем разведанные запасы. Если последние в основном приурочены к сравнительно простым, уверенно обнаруживаемым геофизическими

методами антиклинальным поднятиям, то для прогнозных ресурсов ожидается существенное увеличение доли ловушек различных неантиклинальных типов. Согласно последней прогнозной оценке, доля ресурсов нефти в неантиклинальных ловушках составляет в Западной Сибири 67%. Выявление и подготовка к бурению подобных ловушек требует более совершенных методов геолого-поисковых работ, прежде всего сейсморазведки, а подготовка запасов на них – большего объема глубокого бурения.

Важнейшая характеристика качества запасов и неразведанных ресурсов нефти – их концентрация, т.е. крупность запасов месторождений. Среди открытых в Западной Сибири месторождений нефти наибольшее число имеют размеры 3–10 млн т. Количество открытых месторождений большей и меньшей крупности последовательно уменьшается с удалением от этого максимума (рис. 4). В целом график распределения количества месторождений по классам крупности является одновершинным и симметричным в логарифмическом масштабе. Иную картину имеет распределение начальных запасов месторождений по классам крупности: подавляющая часть запасов сосредоточена в группах крупных и уникальных месторождений. Так, на долю открытых в Западной Сибири 12 уникальных месторождений нефти приходится 50% начальных разведанных запасов нефти. Освоение этих уникальных и крупных месторождений обеспечило ускоренное развитие нефтедобычи в Западной Сибири. Однако структура разведанных запасов по крупности месторождений не соответствует структуре неразведанных ресурсов по показателю концентрации. Это доказано исследованиями многих ученых на материалах нефтегазоносных районов нашей страны и зарубежных стран [3, 4, 6, 7].

Несоответствие структуры по крупности месторождений начальных разведанных запасов и неразведанных ресурсов нефти прежде всего проявляется в динамике открытий месторождений различной крупности, отражающей стратегию поиска наиболее крупных месторождений среди неоткрытых. Так, из 12 уникальных месторождений нефти Западной Сибири пять были открыты в 1962–1965 гг., при этом на долю последних приходится 66% начальных запасов уникальных месторождений. Наиболее крупное месторождение нефти Западной Сибири открыто в 1965 г. (3,5 млрд т), а самое мелкое среди уникальных, близкое по размерам к крупным (306 млн т), открыто в 1983 г. Наибольшие размеры запасов нефти среди открытых после 1983 г. месторождений составили 273 млн т.

Снижение размеров открываемых наиболее крупных месторождений хорошо согласуется с динамикой средних размеров открытий (рис. 5). Анализ ретроспективы открытий показывает, что самыми значительными средние размеры запасов месторождений нефти более 300 млн т были в 1962–1970 гг. В дальнейшем они снизились до 50–100 млн т в 1971–1980 гг. и до 20–30 млн т в 1986–1991 гг. В перспективе размеры как наиболее крупных, так и средних открытий будут продолжать снижаться и максимум числа открытий (см. рис. 4) будет смещаться в область все более мелких месторождений. Поэтому вид распределения от близкого к логнормальному будет стремиться в ходе освоения ресурсов к амодальному, где максимум количества месторождений будет переме-



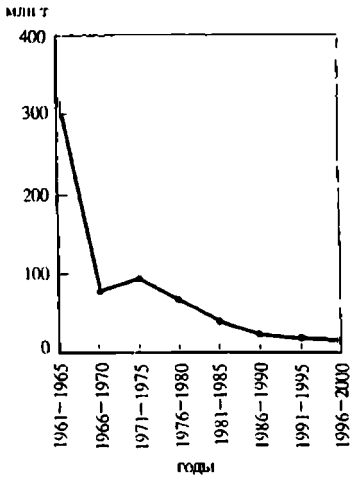


Рис. 4. Распределение числа открытых и неоткрытых месторождений нефти по классам крупности запасов

Рис. 5. Динамика средней величины запасов нефти открываемых месторождений (по пятилеткам)

щаться во времени в область наиболее мелких месторождений. Исследованиями многих ученых показано, что для описания распределения всей совокупности (открытых и неоткрытых) месторождений провинции или бассейна наиболее обоснованно использовать амодальное распределение Парето, усеченное (ограниченное) в области наиболее мелких месторождений [3, 6, 7], что отражено прогнозной кривой распределения на рис. 4.

Прогнозируется, что в Западной Сибири бóльшая часть неразведанных ресурсов нефти представлена несколькими тысячами мелких (менее 10 млн т) и 250–300 средних по запасам месторождений. Среди крупных будут преобладать нефтяные месторождения с запасами 30–100 млн т. Прогнозируются к открытию несколько крупных месторождений с запасами 100–300 млн т. Особый вопрос – это оценка вероятности открытия уникальных по запасам нефти месторождений. В Западной Сибири в соответствии с количественной оценкой прогнозных ресурсов нефти и используемым нами законом распределения возможно открытие одного-двух уникальных месторождений. Между тем сопоставление площадных размеров уникальных месторождений (300 км^2 и более) и разведанности территории указывает на весьма невысокую вероятность открытия в Западной Сибири месторождений, уникальных по размерам запасов нефти. Кстати, такие месторождения, как мы уже отметили, не открываются в Западной Сибири с 1983 г. Следовательно, начальные разведанные запасы и неразведанные ресурсы нефти существенно различаются по крупности месторождений. Количество неоткрытых месторождений нефти многократно превышает количество открытых, однако средние размеры запасов неоткрытых месторождений существенно ниже открытых.

Коэффициент извлечения нефти по залежам и месторождениям Западной Сибири (на 1 января 1988 г.)

Вид месторождений	КИН			
	$О_{1}+АВС_{1}$	$С_{2}$	$С_{3}Д$	НСР
По сумме месторождений	0,393	0,280	0,297	0,321
По разрабатываемым горизонтам	0,419	0,304		
По неразрабатываемым горизонтам разрабатываемых месторождений	0,336	0,256		
По месторождениям, подготовленным для промышленного освоения	0,336	0,256		
По разведываемым месторождениям	0,315	0,283		

Различия в качестве запасов и неразведанных ресурсов нефти Западной Сибири проявляются в таком обобщенном показателе, как коэффициент извлечения нефти (КИН). Следует отметить связь КИН по степенью освоенности запасов и ресурсов нефти (таблица). Так, КИН запасов нефти последовательно уменьшается от разрабатываемых залежей (0,419) к неразрабатываемым залежам разрабатываемых и подготовленных к разработке месторождений (0,336) и разведываемым месторождениям(0,315). Неразведанные ресурсы нефти имеют КИН в среднем на 30% меньше (0,300), чем начальные разведанные запасы (0,393) и особенно их разрабатываемая часть.

Аномальна характеристика КИН запасов категории $С_2$, КИН которых ниже не только, чем у запасов категорий $АВС_1$, но и неразведанных ресурсов нефти.

Для выяснения причин различия КИН запасов и ресурсов нефти обратимся к материалам по динамике КИН. Прежде всего следует отметить подобие динамики КИН открытых месторождений и таких показателей качества запасов, как крупность открытых месторождений и начальные дебиты скважин. Максимальные значения КИН относятся к месторождениям, открытым до 1970 г. (0,51), когда начиналось освоение наиболее продуктивных запасов. К 1980 г. КИН снизился до 0,43, а к 1990 г. до 0,38. Общее подобие динамики КИН и других показателей продуктивности запасов нефти имеет в своей основе изменение геолого-физических характеристик запасов нефти открываемых и вводимых в разработку месторождений. На КИН оказывают негативное влияние наблюдаемое уменьшение мощности и проницаемости вводимых в разработку нефтяных залежей, наличие газовой шапки и увеличение вязкости нефти, т.е. рост ТИЗ. Таким образом, динамика КИН коррелируется как с увеличением доли ТИЗ в Западной Сибири, так и с ростом разведанности НСР.

Пониженное значение КИН запасов категории $С_2$ относительно начальных запасов категорий $АВС_1$ и ресурсов категорий $С_3Д_1Д_2$ объясняется тем, что запасы категории $С_2$ выделяются в окраинных частях залежей или в неопробованных горизонтах, имеющих, как правило, более низкую продуктивность, чем запасы категорий $АВС_1$ и даже неразведанные ресурсы нефти [8]. Поэтому качество запасов категории $С_2$ в целом ниже, чем качество начальных разведанных запасов и неразведанных ресурсов нефти. Следовательно, база развития нефтедобычи в Западной

Сибири характеризуется существенно более низким КИН, чем вовлеченные в разработку запасы.

Итак, Западно-Сибирская провинция, крупнейшая по объему ресурсов нефти всех категорий, характеризуется в последние годы серьезным спадом добычи, важнейшей геологической причиной чего является ухудшение качества запасов, в том числе высокая степень выработанности разрабатываемых месторождений и последовательное накопление на балансе запасов более низкого качества, в том числе трудноизвлекаемых, доля которых в общем объеме текущих разведанных запасов превысила половину.

Учитывая, что в России высокие уровни добычи возможны только за счет нефтегазоносных недр Западной Сибири, мы считаем, что освоение этих низкопродуктивных запасов и ресурсов, и особенно категории трудноизвлекаемых, является объективной необходимостью.

Крупные по объему неразведанные ресурсы нефти Западной Сибири качественно уступают запасам промышленных категорий как по величине запасов месторождений, так и по продуктивности.

Назрела необходимость пересмотреть принципы классификации запасов и ресурсов нефти и газа в России, предусмотрев, помимо степени изученности ресурсов, характеристику их продуктивности и экономическую целесообразность освоения [9] в качестве классификационных признаков.

ЛИТЕРАТУРА

1. Временная методика геолого-экономической оценки и классификации запасов и ресурсов нефти. М.: ИГиРГИ, 1986.
2. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Ю.Г. Эрвье. М.: Недра, 1975.
3. *Конторович А.Э., Фотиади Э.Э., Демин В.И.* Прогноз месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1981.
4. *Корчагин В.И.* Прогнозирование числа и размеров месторождений нефти и газа // Геология нефти и газа. 1984. № 12. С. 30–33.
5. *Крылов Н.А.* О возможности использования показателя кратности запасов нефти при планировании добычи и геологоразведочных работ // Там же. 1991. № 4.
6. *Крылов Н.А., Батурин Ю.Н., Рыжик В.М.* и др. Прогнозирование крупности запасов месторождений нефти и газа неразведанных ресурсов // Системный подход в геологии. М., 1986. С. 14–15.
7. *Рыжик В.М., Аленин В.В., Иванова М.И.* Прогнозирование распределения открываемых месторождений по величине запасов // Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа. М.: Наука, 1985.
8. *Халимов Э.М., Гомзиков В.К., Фурсов А.Я.* Управление запасами нефти. М.: Недра, 1991.
9. *Халимов Э.М., Фейгин В.М.* Новый подход к классификации нефтяных ресурсов // Нефтегазовая геология и геофизика. 1979. № 9. С. 30–32.

УДК 551.7+551.8:551.762.1/.2 (571.1)

А.М. Казаков, В.П. Девятов

СТРАТИГРАФИЯ И СЕДИМЕНТОГЕНЕЗ НИЖНЕЙ–СРЕДНЕЙ ЮРЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Стратиграфия и условия осадконакопления нижне-среднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты изучаются с 50-х годов, с начала постановки глубокого бурения. За это время проведено четыре Межведомственных региональных стратиграфических совещания [3–6, 8], на которых последовательно разрабатывались, уточнялись и детализировались стратиграфические схемы нижней–средней юры. Развитие взглядов на стратификацию этих отложений показано в таблице (см. вкл.).

На последнем, V Межведомственном региональном стратиграфическом совещании (МРСС) по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины в г. Тюмени (1990 г.) рассматривались два варианта стратиграфической схемы нижней–средней юры Западной Сибири и соответственно два варианта схемы фациального районирования, разработанные научными коллективами СНИИГГиМСа [2, 9] и ЗапСибНИГНИ [8] на разной методологической основе. Необходимо отметить, что основные противоречия в данном случае относятся к литостратиграфической (корреляционной) части схемы, имеющей наибольшее значение для нефтегазовой геологии. Что же касается биостратиграфической (унифицированной) ее части, то здесь разногласий нет, есть общеизвестные проблемы датировки осадочных толщ и их корреляции с планетарной шкалой, которые в статье не рассматриваются. Кроме того, в предложенной СНИИГГиМСом схеме (за основу ее был принят наш вариант [2], см. таблицу) выделение единой тогурской свиты для морской, переходной и континентальной областей (рис. 1), строго говоря, не отвечает принципам латеральной стратификации, которых придерживаются авторы статьи. Они показаны ниже. Тогурская свита была установлена Ф.Г. Гурари в Колпашевско-Нарымском районе [4], по современной схеме фациального районирования принадлежащем континентальной Обь-Иртышской области. Морским отложениям этого стратиграфического интервала в Ямало-Гыданской области присущи индивидуальные черты относительно глубоководного морского седиментогенеза, они отличаются тонкодисперсным составом, тонкой слоистостью, битуминозностью. Ранее [7] в Усть-Енисейском районе эти образования (среднеджангодская толща) были названы китербютским горизон-

© А.М. Казаков, В.П. Девятов, 1994

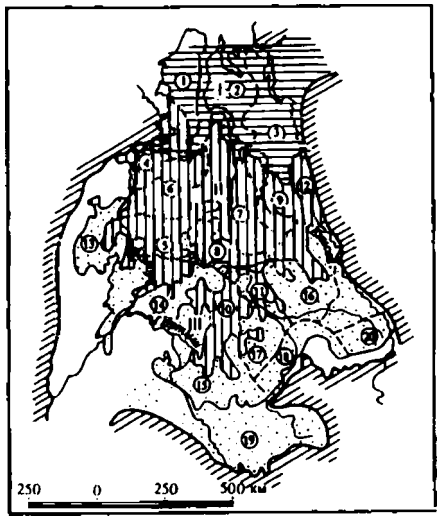


Рис. 1. Схема фациального районирования нижне-среднеюрских отложений Западной Сибири (составлена Ф.Г. Гурари, В.П. Девятовым, А.М. Казаковым, Л.В. Смирновым, В.С. Сурковым)

Фациальные области: *I* – Ямало-Гыданская, *II* – Обь-Тазовская, *III* – Обь-Иртышская; фациальные зоны: *1* – Ямальская, *2* – Гыданская, *3* – Усть-Енисейская, *4* – Нижнеобская, *5* – Фроловская, *6* – Надымская, *7* – Уренгойская, *8* – Варь-Еганская, *9* – Часельская, *10* – Нюрольская, *11* – Тымская, *12* – Приенисейская, *13* – Шаимская, *14* – Уватско-Мегионская, *15* – Омская, *16* – Ажарминская, *17* – Колпашевская, *18* – Нижнечулымская, *19* – Кулундинская, *20* – Чулымо-Енисейская

том. Видимо, правильнее будет в Ямало-Гыданской области нижнетоарские аргиллиты называть не тогурской свитой, а китербютской и соответственно так же именовать горизонт; название же "тогурская свита" можно сохранить для континентальной и переходной областей.

На V МРСС за основу был принят макет схемы и фациального районирования, предложенный ЗапСибНИГНИ. Точка зрения СНИИГГиМСа отражена в особых мнениях [8]. С наших позиций, принятая совещанием и утвержденная МСК региональная стратиграфическая схема нижне-среднеюрских отложений Западной Сибири [8] не учитывает объективные закономерности эволюции осадочных бассейнов, этапность геологической истории региона и во многом представляется продуктом искусственной систематики с номенклатурными нарушениями.

Предлагавшийся СНИИГГиМСом вариант стратиграфической схемы (рис. 2, см. вкл.) базируется на следующих принципиальных представлениях, отражающих особенности стратификации осадочного выполнения внутриконтинентальных полузамкнутых бассейнов седиментогенеза, сообщавшихся с океанами.

Западная Сибирь с раннего мезозоя представляла собой крупнейшую, устойчиво прогибавшуюся внутриконтинентальную депрессионную зону с наклоном на север, которая соединялась с бореальными морями, окружавшими полярную область Земли. В течение ранней–средней юры Западно-Сибирский бассейн заполнялся осадками с севера на юг с поэтапным пульсирующим расширением площади морского седиментогенеза (рис. 3). И на протяжении обеих эпох в пределах Западной Сибири устойчиво существовали ландшафты трех типов (морской, переходный и континентальный) с мобильными границами, сдвигавшимися на юг [1]. Фациальные области, адекватные соответствующим ландшафтам, названы Ямало-Гыданской, Обь-Тазовской и Обь-Иртышской [9].

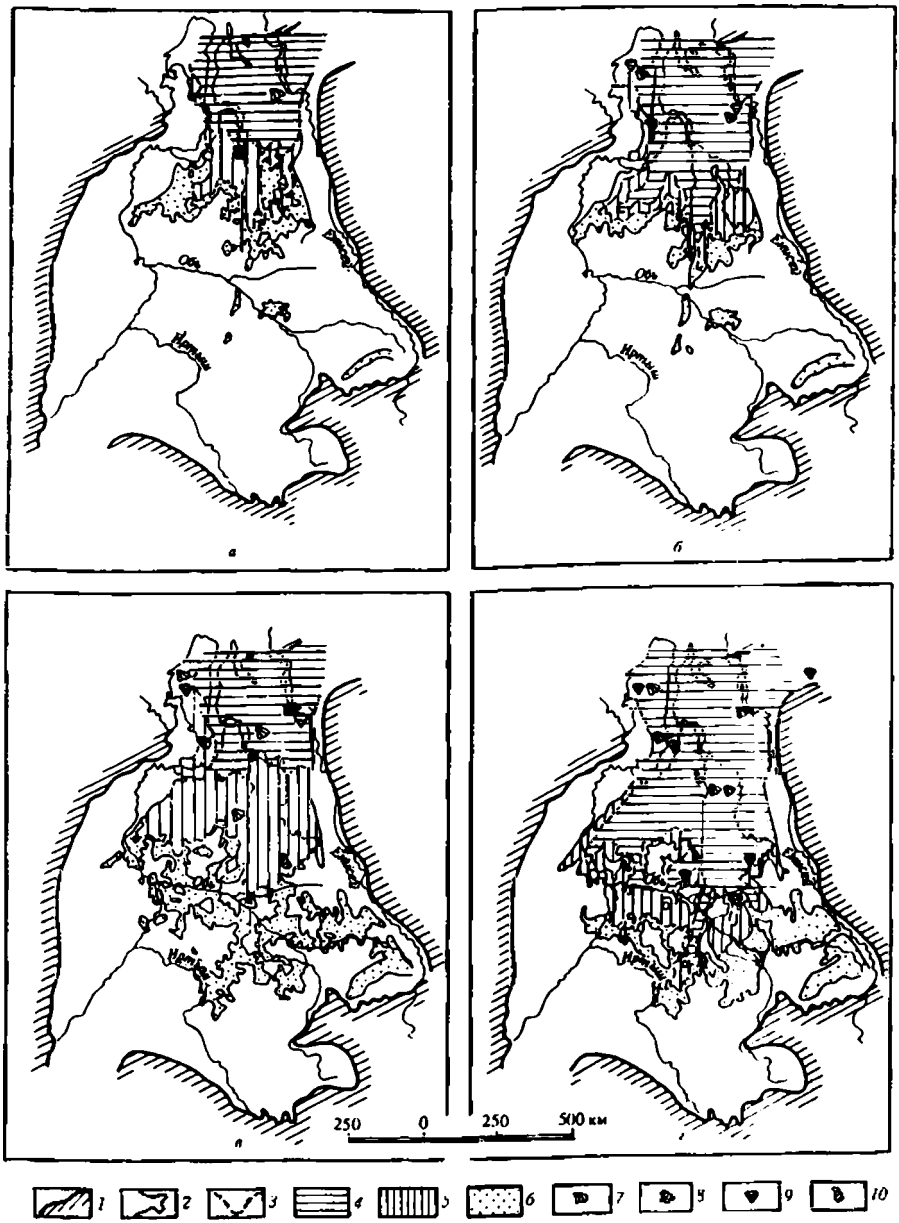


Рис. 3. Палеогеографические схемы горизонтов

Горизонты: *а* – зимний, *б* – левинский, *в* – шараповский, *г* – китербютский, *д* – надоях-ский, *е* – лайдинский, *ж* – вымский, *з* – леонтьевский, *и* – малышевский; границы: *1* – Западно-Сибирской плиты, *2* – современного распространения отложений, *3* – обстановок осадконакопления; обстановки: *4* – морская, *5* – переходная, *6* – континентальная; ископаемые организмы: *7* – морские двустворки, *8* – то же, переносящие опреснение (солоноватоводные), *9* – фораминиферы, *10* – конхостраки

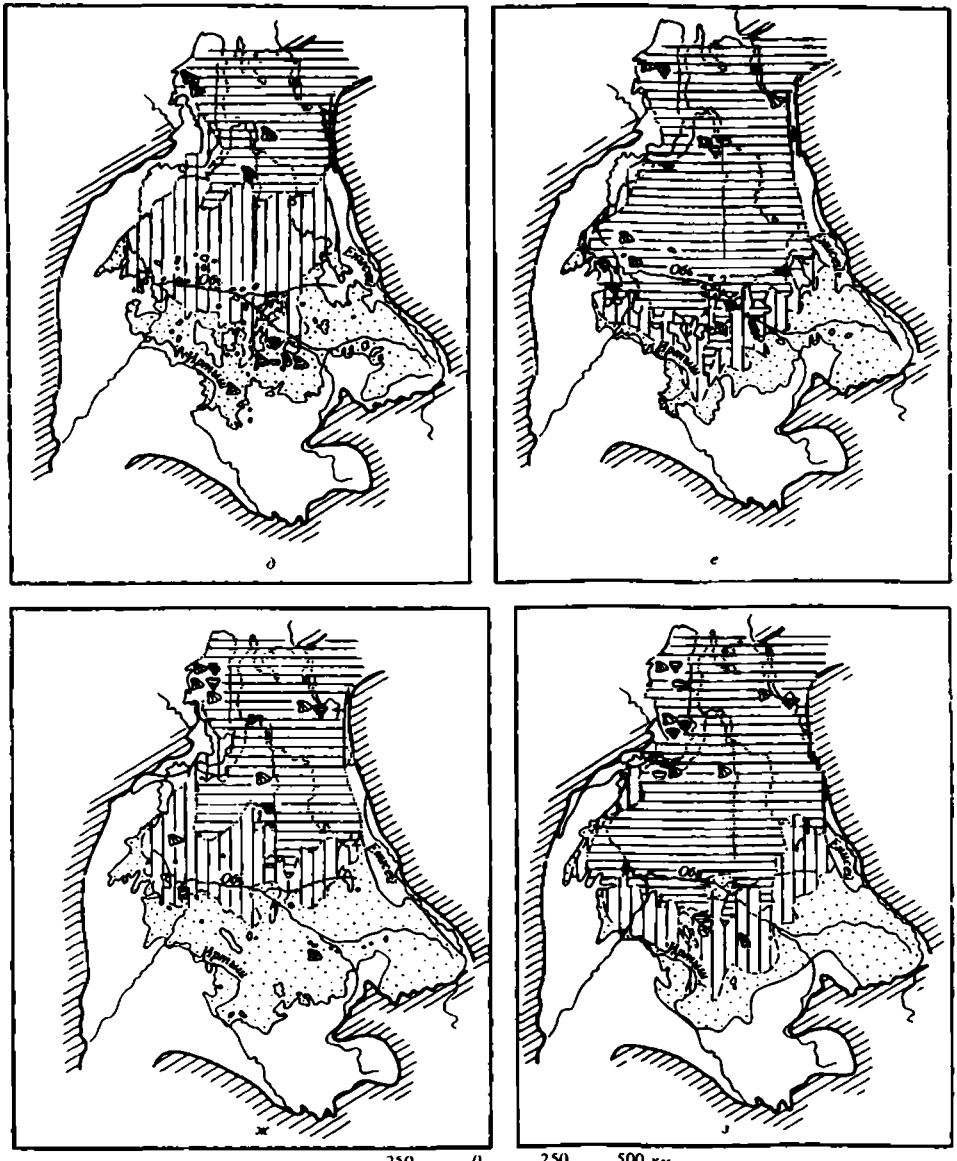


Рис.3 (д–э)

В пределах этих областей, составляющих с севера на юг последовательный (от моря к суше) фациальный ряд в едином бассейне седиментогенеза, наблюдается вертикальная и латеральная дифференциация осадочного вещества.

Первая из них выражается в закономерной повторяемости в разрезе региональных трансгрессивных глинистых и регрессивных алевритово-

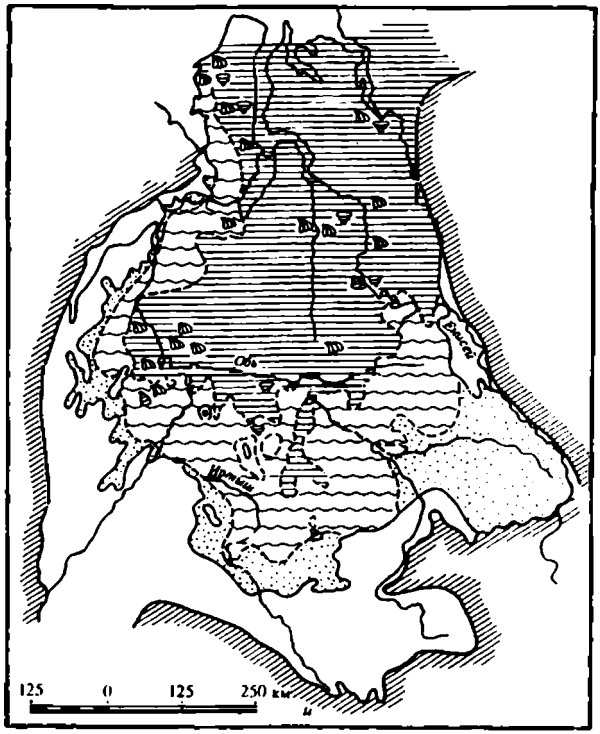


Рис.3 (и)

песчаных толщ. Чередование обусловлено эвстатическими колебаниями в пределах устойчиво прогибавшейся плиты. Периодические подъемы уровня океана, приводившие к обширным трансгрессиям, вызывали резкое сокращение областей сноса и развитие протяженных приморских лагунно-озерно-болотных равнин, значительно уменьшали поступление в бассейн крупнокластического материала, формировали квазисинхронные уровни глинистого осадконакопления. И наоборот, понижения уровня океана резко повышали абсолютные отметки и контрастность рельефа, приводили к частичному размыву накопившихся на окраинах осадков, формировали уровни песчано-алевритовой седиментации.

Латеральная дифференциация осадочного вещества обусловлена фациальной зональностью нижне-среднеюрских отложений. В Ямало-Гыданской морской области глинистые толщи, отвечающие этапам глинистой седиментации, более глубоководные, более тонкие, иногда тонкодисперсные, битуминозные, с остатками морской фауны, с редкими прослоями песчано-алевритовых турбидитов. В Обь-Тазовской переходной области осадки глинистых горизонтов часто с примесью алевритового и мелкопесчаного материала, с песчаными и алевритовыми прослоями. В них наряду с морской фауной появляется солоноватоводная, присутствуют остатки наземных растений, прослойки паралических углей. В Обь-

Иртышской континентальной области глинистые толщи содержат много углистых пластов, а также прослои алевролитов и песчаников, обильные остатки наземных растений и их корневых систем. Аналогичная картина наблюдается и в песчано-алевритовых горизонтах, заключенных между глинистыми. На севере – это чередование существенно алевритовых, мелкопесчаных и глинистых горизонтальнослоистых осадков, содержащих остатки морских организмов. В переходной области песчаники мелко- и разнозернистые, иногда с гравием и галькой, часто косослоистые, алевролиты разнозернистые, в аргиллитах значительна примесь терригенного материала, в породах заключены остатки морской и пресноводной фауны. Песчаные толщи южной континентальной области, как правило, крупнообломочные косослоистые, в них нередки прослои гравелитов и конгломератов, в глинисто- алевритовых слоях много углей.

Перечисленные фациально-генетические и литологические отличия осадочных толщ по латерали, характерные для трех фациальных областей, обосабливают три местные схемы стратиграфии для каждой из них со своим набором литостратиграфических подразделений (см. рис. 2). Общие закономерности строения осадочного выполнения Западно-Сибирского седиментационного бассейна позволяют объединять одновозрастные стратоны местных схем нижней–средней юры Ямало-Гыданской, Обь-Тазовской и Обь-Иртышской областей в единые региональные подразделения – горизонты, составляющие основу бассейновой стратиграфии Западной Сибири. Необходимо отметить, что в связи с отсутствием в нижне-среднеюрских отложениях Западной Сибири остатков ортостратиграфической фауны и недостаточным количеством надежно датированных сопутствующих морских фоссилий нельзя достоверно судить о соотношении региональной Западно-Сибирской биостратиграфической шкалы с планстарной. Ярусное расчленение нижне–среднеюрских образований достаточно условно, особенно в разрезах переходной и континентальной областей. Поэтому в ранне-среднеюрской геологии Западной Сибири универсальным инструментом для всевозможных региональных построений (палеогеографических, палеотектонических, структурных и т.п.), требующих изохронной корреляции, пока может быть только горизонт – региональное хроностратиграфическое подразделение, объединяющее по латерали одновозрастные отложения различного литолого-фациального состава.

Таким образом, региональная стратиграфическая схема нижне-среднеюрских отложений Западной Сибири (см. рис. 2) конструируется из трех местных схем, разработанных для трех фациальных областей. В морской Ямало-Гыданской области, состоящей из трех фациальных зон, установлено девять свит: зимняя, левинская, шараповская, китербютская, надояхская, лайдинская, вымская, леонтьевская, малышевская. Их аналогами в переходной Обь-Тазовской области, разделенной на девять зон, соответственно являются береговая, таркосалинская, черничная, тогурская, селькупская, перевальная, толькинская, сандибинская и надымская свиты. В континентальной Обь-Иртышской области, где установлено восемь фациальных зон, верхним шести свитам отвечают тогурская свита, нижняя, средняя и верхняя пачки нижнетамбаевской подсвиты,

средне- и верхнетамбаевская подсвиты. Основание разреза слагает шеркалинская свита – аналог шараповской и черничной. Местные схемы объединяются в региональную схему девятью стратиграфическими горизонтами: зимним, левинским, шараповским, китербютским, надояхским, лайдинским, вымским, леонтьевским, малышевским, за стратотипы которых приняты подразделения Ямало-Гыданской области, охарактеризованные морской фауной.

Материалы, принятые на V МРСС и утвержденные МСК [8], вызывают сомнения по следующим позициям. Схема фациального районирования, предложенная ЗапСибНИГНИ, или как она названа – "схема фациального районирования по типам разрезов", не отражает, на наш взгляд, палеогеографических особенностей и закономерностей распределения фаций в ранне-среднеюрском седиментационном бассейне Западной Сибири. В бассейне не определены фациальные области. Регион с запада на восток в произвольной группировке разделен лишь на районы по типам разрезов. Представляется, что упор на типизацию разрезов не учитывает всего комплекса литолого-фациальных особенностей осадочных толщ, составляющих основу литостратиграфии. Районы, выделенные по типам разрезов, и последовательный ряд фациальных зон в значительной мере имеют неадекватный смысл.

При определении горизонтов, стратотипы которых находятся в Усть-Енисейском районе, совершенно нелогично в номенклатурном отношении выделение джангодского горизонта с тремя подгоризонтами, равно как и джангодской свиты с тремя подсвитами, по следующим соображениям. Весь разрез нижней–средней юры Ямало-Гыданской области, включающей Усть-Енисейский район, расчленяется на циклично чередующиеся песчано-алевритовые (пять) и глинистые (четыре) толщи, каждая из которых выделена в качестве свиты с собственным наименованием, за исключением джангодской. Последняя почему-то сгруппирована из двух песчано-алевритовых толщ и одной глинистой, их разделяющей. И эта глинистая толща, которую мы предлагаем называть китербютской свитой, кроме всего прочего, наиболее яркая из остальных глинистых стратонов, получивших ранг свиты, наиболее глубоководная, трансрегиональная, прекрасно выраженная на сейсмопрофилях ОГТ в качестве основного отражающего горизонта! Совершенно очевидно, что все девять равноранговых толщ должны иметь и одинаковый статус (см. рис. 2).

Сохранение тюменской свиты, как это принято на совещании, ошибочно, с позиций и номенклатурных и литолого-фациальных. Номенклатурные несообразности отражены в особых мнениях [8] и сводятся к следующему. Тюменская свита на всех предыдущих схемах определялась в объеме нижнего и среднего отделов (см. таблицу); на совещании же ее поделили на две части, оставив за верхней среднеюрской частью название "тюменская свита". Игнорирование литолого-фациальных особенностей привело к тому, что на огромной, преобладающей части территории Западной Сибири, от г. Омска до Тазовской губы, где среднеюрские отложения (малышевский, леонтьевский, вымский горизонты) последовательно представлены в различных фациях, от грубых аллювиальных на юге до мелкокластических морских в центре и на севере [1, 2], показана

единая тюменская свита с тремя подсвитами [8], выделявшаяся изначально как континентальная угленосная [3].

Нижняя часть бывшей тюменской свиты на этой же территории (см. таблицу) показана на схеме в виде латерального набора свит (шеркалинская, горелая, котухтинская, худосейская), отвечающих определенному типу разреза. Каждая из названных свит делится на две подсвиты, а подсвита еще на две пачки. В целом свиты составлены из четырех самостоятельных геологических тел, соответствующих четырем горизонтам: шараповскому, тогурскому, надояхскому и лайдинскому. В общепринятом понимании свита – это прежде всего геологическое тело. Объединение в единую свиту геологических тел, резко отличных от литологии и фациальной принадлежности, кажется нам искусственным и произвольным, не отвечающим историко-геологической этапности осадочного бассейна.

Таким образом, при естественной дифференциации нижне-среднеюрских отложений на подавляющей части территории Западной Сибири на девять дискретных толщ, из которых пять песчано-алевритовые (зимний, шараповский, надояхский, вымский, малышевский горизонты) и четыре глинистые (левинский, тогурский, лайдинский, леонтьевский горизонты), на V МРСС, на наш взгляд, проведена искусственная их группировка при выделении свит. Так, нижние песчаная и глинистая толщи выделены каждая в ранге свиты (соответственно береговая и ягельная), четыре следующие (песчаная, глинистая, песчаная, глинистая) объединены в одну свиту (шеркалинская, котухтинская, худосейская и т.д.), три верхние (песчаная, глинистая, песчаная) составляют тюменскую свиту. И принятое фациальное районирование по типам разрезов, неадекватно отражающее закономерности распределения ранне-среднеюрских ландшафтов в пределах Западной Сибири, не учитывает при латеральной стратификации одновозрастных отложений фациально-генетическую последовательность осадков морской, переходной и континентальной областей седиментогенеза.

Высказанные соображения и критические замечания, надеемся, привлекут внимание специалистов к анализу принятой схемы с целью устранения недостатков и ее совершенствования, так как нижне-среднеюрские отложения – это самостоятельный, но недостаточно изученный нефтегазоносный комплекс плиты, с которым связывается возможность стабилизации уровня добычи нефти и газа в Западной Сибири [10].

Периодичность этапов песчано-алевритового и глинистого осадконакопления в ранней–средней юре Западной Сибири, направленность заполнения терригенным материалом бассейна и разрастание площади морского седиментогенеза с севера на юг за счет непрерывного прогибания плиты и эвстатических колебаний уровня океана показаны на упрощенных палеогеографических схемах зимнего, левинского, шараповского, китербютского, надояхского, лайдинского, вымского, леонтьевского и малышевского горизонтов (см. рис. 3).

Во время формирования зимнего горизонта (см. рис. 3, *а*) морской бассейн занимал незначительную часть Западной Сибири и располагался в

пределах Ямало-Гыданской области (зимняя свита). Высокий рельеф начальных стадий формирования чехла, низкий уровень сибирских морей ограничивали область развития дельт и прибрежных равнин, временами заливаемых морем (береговая свита). Наличие грубых осадков, плохая их сортировка отражает инициальный период заводнения западносибирской аккумулятивной депрессии. В Обь-Иртышской области, представлявшей собой высокогорное обрамление, существовали локальные очаги накопления крупнокластических осадков (нижняя подсвита урманской свиты).

Начало формирования глинистого левинского горизонта связано с повышением уровня моря и трансгрессией, не получившей широкого развития из-за высокого, слабо денудированного горного обрамления (рис. 3, *б*). В Ямало-Гыданской области накапливалась морская глинистая толща (левинская свита), неравномерно опесчанивающаяся в южном направлении (таркосалинская свита) в пределах Обь-Тазовской фациальной области. На юге (Обь-Иртышская область) в локальных впадинах, занятых озерами и болотами, отлагались углисто-глинистые осадки (средняя подсвита урманской свиты).

В шараповское время (рис. 3, *в*), несмотря на падение уровня сибирских морей и отступление морской акватории в пределы Ямало-Гыданской области, общая площадь развития шараповского горизонта существенно расширилась за счет непрерывного процесса пенепленизации горного обрамления. В Ямало-Гыданской области накапливались мелкопесчаные, алевритовые и глинистые осадки (шараповская свита). Зона развития грубообломочных субконтинентальных и континентальных образований переместилась на юг и особенно далеко продвинулась по линейным депрессиям надрифтовых желобов [10]. Обь-Тазовская область представляла собой зону развития мелководно-шельфовых, дельтовых, лагунных, аллювиальных комплексов (черничная свита), в Обь-Иртышской формировался русловый аллювий, а также пойменные осадки шеркалинской свиты и верхнеурманской подсвиты.

Раннетоарское (рис. 3, *г*) повышение уровня сибирских морей (китербютский горизонт) было, пожалуй, самым крупным в истории юрского периода, и только довольно еще высокий рельеф юга Западной Сибири ограничил развитие трансгрессии. Высокий базис эрозии, значительная пенепленизация рельефа обусловили тонкий, в основном глинистый, состав осадков горизонта. Море, особенно по надрифтовым желобам, проникло далеко на юг Западной Сибири. В Ямало-Гыданской области отлагались тонкие илы китербютской свиты, в Обь-Тазовской и Обь-Иртышской – глинисто-мелкоалевритовые и углисто-глинистые осадки тогурской свиты.

Падение уровня моря во второй половине тоара вновь явилось причиной формирования грубообломочного материала (надояхский горизонт рис. 3, *д*). С этого момента темпы латерального расширения осадочного бассейна резко снижаются. Море отступило в Ямало-Гыданскую область и занимало наиболее прогнутые участки Обь-Тазовской. В первой отлагались шельфовые мелкозернистые пески, алевриты, глины (надояхская свита), во второй – дельтовые и прибрежно-континентальные, редко мелководно-морские более грубые осадки (селькупская свита). Обь-Иртышская область представляла собой озерно-аллювиальную равнину

где формировались разнозернистые пески, линзы конгломератов, алевролиты, аргиллиты, пласты углей (нижняя пачка нижнетамбаевской подсвиты).

В начале средней юры (лейдинский горизонт, рис. 3, *е*) морской бассейн, преодолев барьер поднятий Широтного Приобья, далеко продвинулся на юг, особенно по Колтогорско-Уренгойскому желобу, достигнув Нюрольского района. На севере, в Ямало-Гыданской области, отлагались в основном глинистые породы (лайдинская свита), в переходной Обь-Тазовской – среди аргиллитов нередки прослои алевритово-мелкопесчаных турбидитов (перевальная свита). На континентальной равнине Обь-Иртышской области в этой время формировалась углисто-глинистая толща осадков (средняя пачка нижнетамбаевской подсвиты).

Начиная с вымского времени (рис. 3, *ж*) угленакопление на обширных пространствах континентальной и переходной областей приобрело довольно широкое значение. Море отступило до широты г. Казыма. В Ямало-Гыданской области на мелком шельфе аккумулировались алевритово-песчаные, в меньшей степени глинистые осадки (вымская свита). В Обь-Тазовской области, где после осушения остались многочисленные опресненные водоемы и развилась речная сеть, а на севере располагался прибрежный шельф, формировались песчано-алевритово-глинистые осадки с паралическими углями (толькинская свита). Обь-Иртышская область представляла собой аккумулятивную болотно-озерно-аллювиальную равнину с лимническим угленакоплением (верхняя пачка нижнетамбаевской подсвиты).

Леонтьевское повышение уровня моря (рис. 3, *з*) вызвало обширную трансгрессию в северной половине Западной Сибири; временами береговая линия морского бассейна достигала широты г. Омска. В Ямало-Гыданской области, представлявшей собой глубокий шельф, накапливались в основном глинистые осадки с редкими прослоями алевритовых турбидитов (леонтьевская свита), на мелком шельфе и приливно-отливных равнинах Обь-Тазовской – алевритово-глинистые породы с линзами паралических углей (сандибинская свита). На юге плиты в приморских озерах, болотах, опресненных лагунах формировались углисто-глинистые отложения с мелкими прослоями алевритов и песков (среднетамбаевская подсвита).

В малышевское время (рис. 3, *и*) в северной половине плиты постоянно существовало островное море, на юге переходящее в низменную прибрежную равнину, временами заливаемую морем и далее в озерно-аллювиально-болотную равнину. К тому времени Западно-Сибирский седочный бассейн сформировался почти полностью, за исключением южных окраин. В Ямало-Гыданской фациальной области в верхне- и среднесублиторальных обстановках накапливались мелкопереслаивающиеся и флишоидные песчано-алевритово-глинистые осадки (малышевская свита), в Обь-Тазовской – на мелком шельфе, приливно-отливных равнинах, в дельтах, лагунах – пески, алевриты, глины, пласты паралических углей (надымская свита), в Обь-Иртышской – континентальные разнозернистые пески, галечники, алевриты, глины, с пластами углей (верхнетамбаевская подсвита).

Выявленное широкое развитие в пределах Западной Сибири в ранне- и среднеюрскую эпохи морских и прибрежно-морских ландшафтов с соответствующими условиями осадконакопления и типом органического вещества должно скорректировать методику поисков залежей углеводородов в нижне-среднеюрском комплексе применительно к морским осадкам.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Девятов В.П., Казаков А.М.* Морская нижняя и средняя юра Западной Сибири // Геология и нефтегазоносность триас-среднеюрских отложений Западной Сибири. Новосибирск, 1991. С. 40–54.
2. *Казаков А.М., Девятов В.П.* Стратиграфия нижней и средней юры севера Западной Сибири // Стратиграфия и палеонтология докембрия и фанерозоя Сибири. Новосибирск, 1990. С. 110–118.
3. Решения Межведомственного совещания по разработке унифицированных стратиграфических схем Сибири. М.: Госгеолтехиздат, 1959. 91 с.
4. Решения и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности. Л., 1961. 465 с.
5. Решения и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности. Ч. 1. Тюмень, 1969. 143 с.
6. Решения и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности. Ч. 2. Тюмень, 1970. 274 с.
7. Решения III Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозою и кайнозою Средней Сибири. Новосибирск, 1981. 91 с.
8. Решения V Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины, Тюмень, 1990. 1991. 54 с.
9. Стратиграфия и палеогеография ранней и средней юры Западно-Сибирской плиты / Ф.Г. Гурари, И.В. Будников, В.П. Девятов, А.Е. Еханин, А.М. Казаков // Региональная стратиграфия нефтегазоносных районов Сибири. Новосибирск, 1988. С. 60–78.
10. *Сурков В.С., Смирнов Л.В., Гурари Ф.Г., Казаков А.М.* Нижне-среднеюрские отложения – самостоятельный нефтегазоносный комплекс Западно-Сибирской плиты // Минерал. ресурсы России. 1992. № 3. С. 15–21.

УДК 551.243.8(571.1)

В.С. Бочкарев, И.И. Нестеров

ГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ ТИПЫ РИФТОГЕНЕЗА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Рифтогенные структуры, т.е. весьма протяженные системы грабенов, в Западной Сибири формировались в пять последовательных фаз, приходящихся в основном на следующие отрезки времени: 1) поздняя пермь–ранний триас (красноселькупская серия); 2) триас (туринская серия); 3) поздний триас–ранний лейас (челябинская серия); 4) ранняя–средняя юра (убаганская серия); 5) средняя юра (глушинская серия). Грабены выявлены благодаря бурению и сейсморазведке. Установлено более 100 грабенов.

Рифтогенные структуры, выполненные красноселькупской и туринской сериями, формировались при активной роли магматизма. Красноселькупская серия содержит базальты и долериты толеитового состава. Туринская серия сложена в основном базальтами известково-щелочной серии и местами вмещает риолиты. Осадочные толщи содержат местами целые свиты конгломератов (и фангломератов).

Более молодые генерации грабенов не содержат магматических горных пород и выполнены в основном угленосными и конгломератовыми свитами.

Фазы и типы рифтогенеза

Магматогенные грабены являются самыми крупными. Площадь отдельных грабенов достигает 2 тыс. км^2, глубина – 3–4 км. Это погребенные "платобазальты" (рис. 1). Типы стратиграфических разрезов туринской серии, как правило, устойчивые (рис. 2), а химический состав изменяется незначительно (таблица). По особенностям магматизма и распространения грабены с вулканогенным выполнением делятся на две группы. Первая – наиболее ранняя по времени формирования. Впадины этой группы выполнены базальтами, долеритами с пачками терригенных пород и туфов (красноселькупская серия). Вскрытая скважинами толщина образований превышает 500–700 м. Все рифтовые структуры данной группы распространены вдоль восточной, Приенисейской части Западной Сибири. На юге вулканогенные образования этого возраста и толеитового типа встречаются за пределами равнины – в Кузнецком и Минусинском прогибах. Их локализация в области салаирского фундамента на границе с герцинидами и кратковременность формирования (260–245 млн лет)

© В.С. Бочкарев, И.И. Нестеров, 1994

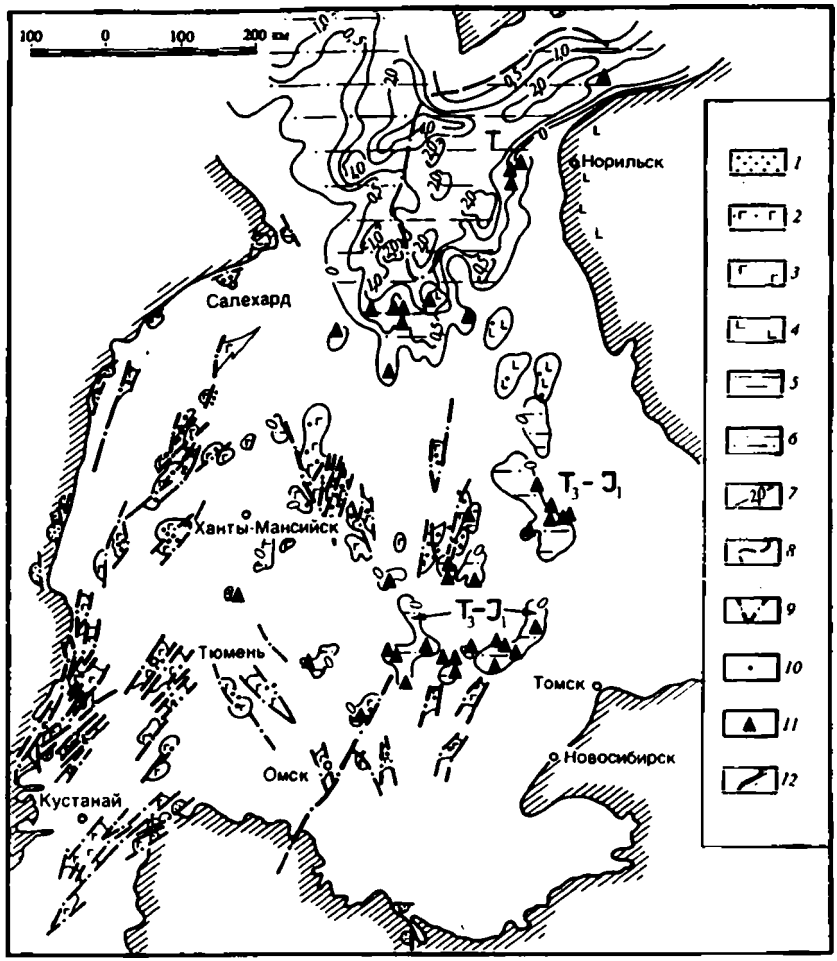


Рис. 1. Схема распространения триасовых рифтов в Западной Сибири

1 – угленосные отложения челябинской серии; *2* – вулканогенно-осадочные образования челябинской и туринской серий; *3* – туринская серия; *4* – красноселькупская серия; *5, 6* – тампейская серия: *5* – глинистые фации, *6* – глины, песчаники, конгломераты; *7* – изопахиты, км; *8* – границы фаций; *9* – разломы; *10* – скважины, вскрывшие триасовые базальты; *11* – скважины, вскрывшие тампейскую серию; *12* – граница Западно-Сибирской равнины

позволяют считать рифты этого типа резонансными по происхождению и причинно связывать их с характером кратонизации. Аналогичное структурное положение занимают базальтовые толщи Каратоихинского прогиба в Предуралье, также толеитовые, которые сформировались на границе пермского и триасового периодов, когда герцинский кратон уже достиг максимальных размеров. В то же время земная кора приобрела максимальную толщину (50–60 км) и стала своего рода экраном на пути унаследованного теплового потока. Этот тепловой поток, огибая молодой кратон, вызвал разогрев мантии и частичное плавление базальтового слоя

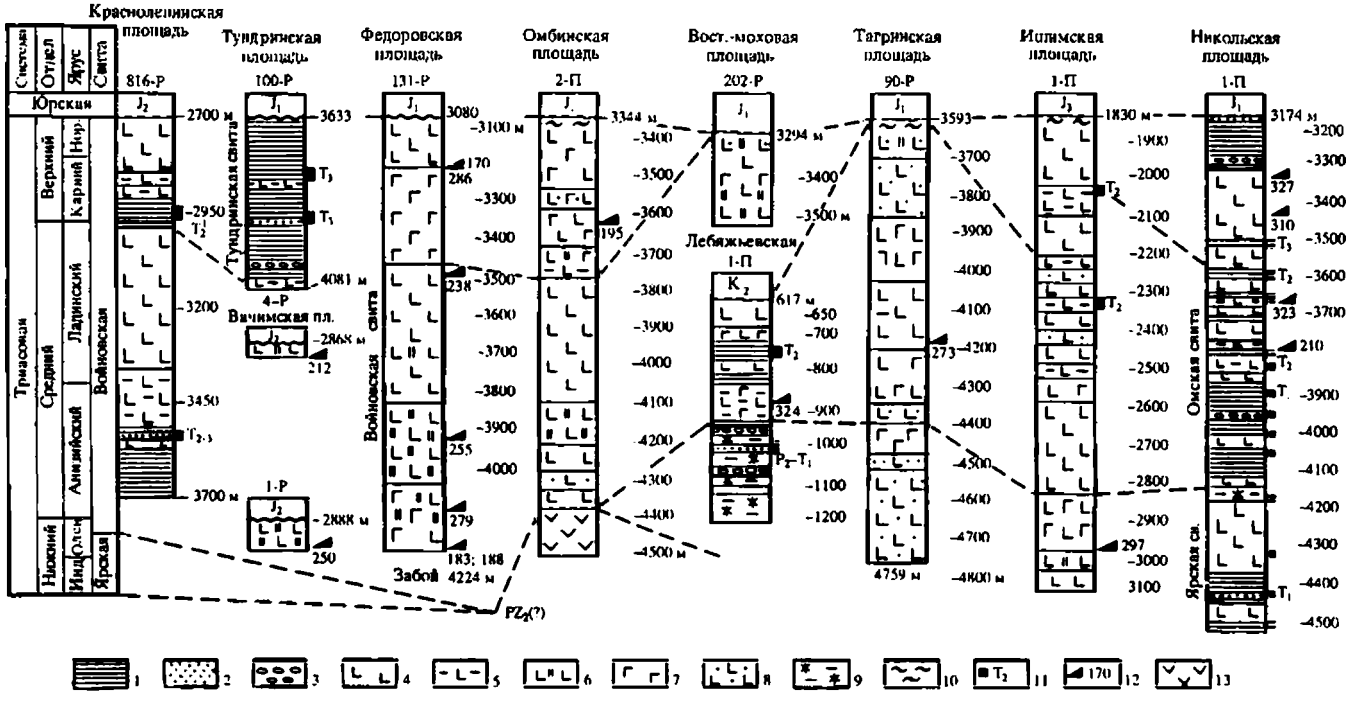


Рис. 2. Разрезы туринской серии

1 – аргиллиты; *2* – песчаники; *3* – конгломераты; *4* – базальты; *5* – туфы; *6* – миндалекаменные базальты; *7* – долериты; *8* – кластолавы, лавы; *9* – пестроцветные аргиллиты; *10* – коры выветривания базальтов ; *11* – места спорово-пыльцевых комплексов и возраст; *12* – радиологический возраст, млн лет; *13* – палеозойские базальты и диабазы

Химический состав вулканитов рифтовых зон Западной Сибири

№ п/п	Разведочная площадь	Оксиды, мас. %					
		SiO_2	CaO	MgO	FeO	Fe_2O_3	Al_2O_3
	Резонансные (синорогенные) базальтоиды						
1	СГ-6 (Уренгой)	46,54	2,45	5,26	7,06	7,45	18,35
2	То же	50,50	0,66	5,78	5,75	6,79	19,93
3	"	37,95	4,47	9,54	3,68	17,52	15,36
4	Светлогорская	46,83	13,38	5,75	5,63	2,79	15,37
5	Черничная	47,20	4,03	6,26	9,32	4,46	16,04
	Тафрогенные базальтоиды и риолиты (эпирогенные)						
6	Конитлорская	79,14	0,37	0,48	2,31	0,90	10,43
7	"	46,53	8,80	9,16	6,70	4,49	15,54
8	Тагринская	48,30	8,20	7,90	5,46	4,40	16,62
9	Федоровская	50,81	8,64	6,65	5,13	4,48	16,78
10	Южно-Сургутская	46,63	7,16	8,51	2,96	8,96	17,31
11	Красноленинский участок	45,20	10,62	6,15	3,01	8,77	16,24
12	Ишимская	49,20	7,40	6,70	3,70	6,70	16,30

коры, что и привело к проявлению магматизма в пограничных зонах между герцинскими и догерцинскими (салаирскими) складчатыми областями. Эти рифты, как правило, не перерождаются в последующие прогибы. Резонансный тип рифтовых впадин, местами проявившийся в виде лишь магматогенного разлома, распространен по периферии герцинского кратона.

Вторая группа грабенов распространена в центральных и юго-западных районах Западной Сибири. Грабены выполнены туринской серией, начавшей формироваться сразу же после пенепленизации герцинских складчатых гор. Об этом свидетельствует кора выветривания, которая местами сохранилась под базальтами туринской серии. В разрезе туринской серии, кроме базальтов и очень редких риолитов, распространены конгломераты, тяготеющие к низам серии, и аргиллиты с пластами песчаников и углей, преобладающими в верхней части серии.

Наиболее крупные грабены распространены в пределах антиклинориев фундамента, а в структуре выщележащего чехла, юрские и меловые отложения которого несогласно перекрывают эти грабены и дислокации фундамента, им отвечают пологие своды и мегавалы. Часть грабенов распространена в пределах склонов поднятий и в прогибах. Однако повсеместно региональное несогласие сохраняется, и грабены вверх по разрезу не перерождаются в грабен-синклинали или равновеликие депрессии.

За пределами Западно-Сибирской геосинеклизы юрского и мелового времени возникали грабены новой генерации. Это грабены, выполненные верхнетриасово-нижнеюрскими отложениями (челябинская серия). Часть из них является возрожденной и совмещена с образованиями туринской серии, другая часть возникла еще дальше от области грабенов туринского времени. Позднетриасовые грабены образуют периферические зоны по отношению к области предшествующего рифтогенеза. Таким образом, каждая генерация грабенов существовала короткое время, хотя в целом для Западной Сибири можно говорить, что процесс рифтогенеза продол-

Оксиды, мас. %								
TiO_2	MnO	P_2O_5	Na_2O	K_2O	SO_3	*ппп*	Σ	CO_2
Резонансные (синорогенные) базальтоиды								
2,27	0,54	0,33	5,14	0,06	0,1	4,34	99,89	н/об
1,02	0,39	0,11	2,62	0,06	0,1	6,40	100,11	0,2
3,21	0,156	0,50	3,21	0,06	0,1	4,78	100,54	0,2
1,07	0,20	0,74	2,14	0,75	0,1	5,78	100,54	4,6
1,56	0,15	0,04	3,17	0,61	0,1	6,66	99,6	
Тафрогенные базальтоиды и риолиты (эпирогенные)								
0,09	0,05	0,04	1,63	2,47	0,1	1,79	99,8	0,2
0,86	0,16	0,16	2,62	1,05	0,1	3,88	100,05	0,2
0,85	0,20	0,40	2,96	0,88	–	4,52	99,69	–
0,77	0,17	0,30	2,54	1,15	–	2,50	99,92	–
1,36	0,15	0,22	2,70	0,42	–	3,33	99,71	–
1,80	0,15	0,392	2,95	0,90	–	3,78	99,96	–
1,42	0,16	0,72	2,66	1,00		4,00	99,96	–

жался и охватывал весь триасовый период и начало раннеюрской эпохи.

Рассматриваемая генерация грабенов, т.е. выполненных угленосными отложениями челябинской серии (толщина ее редко где превышает 1200–1800 м), совместно с грабенами туринской серии образует единую генетическую группу. Эти грабены формировались в условиях сводового поднятия, охватившего наиболее активную часть орогена герцинского времени. Вероятно, в результате пенепленизации герцинских складчатых гор еще в начале триасового периода уменьшилась гравитационная нагрузка на мантию, в результате чего верхняя мантия "вскипела" или активизировала "умерший" ороген, который пробудился на короткое время и в пределах небольшого пространства (центральные и юго-западные районы Западной Сибири и север Центрального Казахстана). Это и привело к инъекции базальтового и базальт-риолитового магматизма, которому сопутствовали сводовое воздымание земной коры и грабенообразования. Поэтому данный конкретный процесс рифтогенеза мы рассматриваем в качестве унаследованного процесса по отношению к герцинской кратонизации. Этот тип рифтогенных структур давно принято называть *тафрогенным*. Его аналогом в Аппалачах являются огромные грабены, выполненные серией нью-арк и связываемые с полисадской орогенией.

Одна часть указанного сводового поднятия в последующие эпохи была втянута в региональное прогибание, которое центробежно расширялось и образовывало единый, целостный мезозойско-палеогеновый Западно-Сибирский бассейн. Другая часть осталась за пределами этого бассейна и в настоящее время представляет (после неогенового воздымания) Урал и северные склоны Центрально-Казахского мелкосопочника и Алтайской горной страны.

Таким образом, формирование рифтовых структур тафрогенного типа не имеет никакого отношения ни к происхождению Западно-Сибирской геосинеклизы, ни к современным горным сооружениям Урала и Алтая. В

этом плане аналогия с Аппалачами весьма показательна. Хотя некоторые исследователи усматривают связь между формированием триасовых рифтов Аппалачей и молодым Атлантическим океаном. Бытует даже мнение, что Западно-Сибирский мезозойско-палеогеновый бассейн – это несостоявшийся океан. Он должен был быть океаном из-за триасового рифтогенеза. Но, как мы видим, в Западной Сибири рифтогенез был совершенно другого типа – это постумное явление герцинской кратонизации, которое не породило Западно-Сибирский бассейн, а, наоборот, задержало его региональное расширение и углубление. Собственно, аналогичная ситуация сложилась в триасовом и юрском периодах в Аппалачах и их прибрежной Приатлантической равнине. И там и здесь рифтогенеза как предшественника океана не было.

Юрские грабены расположены еще южнее, чем триасовые и триас-раннеюрские. Они выполнены угленосными и конгломератовыми толщами до 800–1500 м мощности, являются первичными изолированными депрессиями, осложняющими сводовые поднятия. В дальнейшем, когда земная кора стала прогибаться, эти грабены, так же как и триасовые, испытали боковое сжатие и переродились в рамповые грабены (арктграбены) с надвигами вдоль бортов и пологими складками в нижнемезозойских отложениях. Там, где эти грабены позже оказались перекрытыми более молодыми отложениями, повсеместно прослеживаются угловое несогласие, огромный перерыв и не наблюдается никакого структурного подобия в дислокациях двух смежных структурных этажей.

В отличие от тафрогенных рифтовых структур юрские грабены образуют более крупную зону компактного распространения, которая от восточного склона Урала и Тургая прослеживается далеко на восток, через Алтае-Саянскую область в Забайкалье. На севере эта зона отделена полосой в 300–400 км, где отложения этого возраста отсутствуют. Еще далее на севере развит юрско-меловой Западно-Сибирский бассейн, который продолжал расширяться и в меловом периоде. Но в меловое время перед его фронтом уже не формировались интенсивные сводовые поднятия с сопутствующими рифтовыми структурами.

Лишь в позднем кайнозое, а кое-где в четвертичное время формирование сводово-глыбовых гор сопровождалось образованием грабенов-озер (оз. Телецкое на Алтае, оз. Байкал) и субщелочным базальтовым магматизмом (Саяно-Байкальная область). Этот тип грабенов называется дейтероорогенным. По аналогии с ним мы юрские грабены относим к дейтероорогенному типу рифтогенеза.

Итак, рифтовые структуры Западной Сибири, сформировавшиеся в позднепермское, триасовое и юрское время, мы разделяем на три типа: резонансные (синорогенные), тафрогенные (эпирогенные) и дейтероорогенные.

Современное понимание класса рифтовых структур не однозначно. Обычно считается, что рифтовые структуры (система грабенов) "живут" длительно и перерождаются в океаны. В этом смысле они предшественники океанов. При таком понимании рифтогенеза следует считать, что ортодоксальный рифтогенез совсем не имел места в Западной Сибири, а широко распространенные грабены относятся к другому генетическому классу структур.

УДК 553.98:551.762(571.1)

Ю.Н. Карогодин, С.В. Ершов, А.И. Конышев, В.Н. Черноморский

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРИОБСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕНАКОПЛЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В неокомском комплексе сконцентрированы основные запасы жидких углеводородов Западной Сибири. Более 90% добываемой нефти и конденсата в этой провинции приходится на данный комплекс. В его составе открыты крупные и гигантские залежи месторождений Западной Сибири. Из них примерно 60%, по подсчетам некоторых исследователей [9], приходится на неокомские, и открытия продолжаются. Однако структура вновь открываемых залежей и месторождений оказывается более сложной. Это обусловлено тем, что в простых пластовых (шельфовых) резервуарах и структурных ловушках практически все залежи выявлены. Открытия идут в сложных литологических, стратиграфических и комбинированных залежах клиноформ.

Признание клиноформного строения неокомского комплекса позволяет достаточно успешно прогнозировать открытие новых залежей и вести их разработку.

Одной из таких крупных зон нефтенакопления является Приобская (ПНЗ). Одноименное месторождение было открыто в 1982 г. скв. 151, пробуренной на куполовидном поднятии в 60 км к северо-востоку от г. Ханты-Мансийска. Это поднятие выявлено в ходе сейсморазведочных работ 1978–1979 гг. Притоки получены из интервала 2885–2977 м юрских отложений (пласта $Ю_2$), дебит нефти составил 14,2 м^2/сут при диаметре штуцера 4 мм.

Второй продуктивный горизонт связан с пластом $АС^1_{11}$ готерива. При испытании интервала 2463–2467 м получено 5,9 м^2/сут нефти при динамическом уровне 1023 м. В дальнейшем нефтеносность была доказана в готеривских пластах $АС_7$, $АС_{9-12}$ черкашинской свиты. Этот продуктивный комплекс оказался весьма сложным из-за невыдержанности песчано-алевролитовых пластов, их невысоких емкостных свойств и резкой изменчивости. Фрагментарный отбор керна, редкие находки фауны и микрофауны, линзовидное строение песчаных тел стали причиной

© Ю.Н. Карогодин, С.В. Ершов, А.И. Конышев, В.Н. Черноморский, 1994

появления разных вариантов корреляций продуктивных пластов и, как следствие, различных палеореконструкций.

Приобская нефтеносная зона протягивается в субмеридиональном направлении более чем на 300 км при ширине более 40 км. Немаловажно в экономическом отношении, что к юго-востоку от зоны проходят трассы нефтепровода Усть-Балык–Омск и газопровода Уренгой–Новосибирск. Не исключено, что эта зона протянется еще дальше на север, а на юге она сливается с группой Шапшинских месторождений. Объектом исследования авторов стала центральная, наиболее перспективная, ее часть, в пределах которой открыты Приобское и Верхне-Шапшинское месторождения.

Основные залежи нефти ПНЗ связаны с готеривскими пластами группы АС ($АС_7$–$АС_{12}$). Структура продуктивных пластов и залежей определяется, по нашим представлениям, особенностями строения пимской региональной клиноформы-циклита с несколькими зональными и субзональными клиноформами. Поскольку основные залежи нефти Приобской зоны связаны с клиноформами нескольких рангов, необходимо рассмотреть некоторые основные вопросы общего строения неокомского клиноформного комплекса Широтного Приобья, определив в нем место нефтеносных отложений данной зоны.

Неоком Западной Сибири характеризуется весьма сложным строением разреза. В формировании этого крупного клиноформного комплекса многое остается неясным, дискуссионным. Он сформировался в результате цикличного заполнения палеобассейна морскими и субконтинентальными отложениями, с которыми связаны многочисленные залежи нефти. Однако клиноформная модель строения данного комплекса принимается не всеми исследователями. Некоторые придерживаются плоскопараллельного ("блинного") строения неокомских отложений. Горизонтально-слоистая модель была даже отражена в региональной стратиграфической схеме мезозойских отложений, утвержденной МСК в 1978 г.

На региональных сейсмопрофилях вполне отчетливо выделяются сейсмофациальные комплексы, или просто клиноформы, в основании которых залегают региональные и зональные реперы – глинистые пачки, характеризующиеся высокоамплитудными отражениями. Каждая клиноформа имеет собственное название, одноименное соответствующей глинистой пачке, например пимская, сармановская, покачевская и т.д. С каждой из них связаны определенные группы продуктивных пластов. На сейсмопрофилях в разрезе неокома более или менее отчетливо выделяется от 10 до 20 таких клиноформ.

Различные исследователи, в том числе и авторы, при изучении клиноформ пришли к выводу, что они являются циклитами различного ранга и масштаба. Каждая клиноформа – это породнослоевая ассоциация, тело, сформировавшееся в трансгрессивно-регрессивный цикл осадконакопления. В киноформном комплексе достаточно сложно определить ранг циклитов. Одни геологи считают, что они соответствуют субрегиональному уровню [8, 12], другие [11], в том числе и авторы статьи, – региональному.

Циклиты в неокомском клиноформном комплексе выделяются по принципу от общего к частному, т.е. первоначально выделяются циклиты

высшего ранга, в данном случае регионального, а затем – циклиты низших (мелких) рангов. Такой подход обусловлен тем, что региональные циклиты (РГЦ) достаточно ярко проявляются на сейсмопрофилях и уверенно прослеживаются на больших площадях.

Наряду с традиционными геологическими методами для расчленения и корреляции продуктивных отложений и выделения клиноформ авторы использовали литмостратиграфический подход. Подробно эта методика изложена в публикациях одного из авторов статьи [5, 6].

Литмостратиграфический подход позволяет уверенно выделять, картировать и сравнивать одноранговые клиноформы-циклиты. Сложность корреляции заключается в том, что мощности циклитов в различных частях клиноформ меняются более чем на порядок. С этой точки зрения для выделения циклитов наиболее удобна ундаформная зона РГЦ, включающая ундаформы зональных клиноформ-циклитов (ЗЦ). На территории ПЗН наблюдаются ундаформы только шести из семи выделяемых в пимской клиноформе ЗЦ (П-II–VII[1]) (пласты $АС_{7-11}$). Эти циклиты достаточно уверенно выделяются в разрезе скв. 151. Мощности их соизмеримы и изменяются от 16 до 40 м в разрезах зональных циклитов соответственно П-IV и П-VII.

Наиболее информативна в этом случае кривая КС. По ее характеру можно уверенно выделить кровлю песчано-алевритовых пластов, принимаемую за кровлю ЗЦ. Практически все пласты $АС^{I}_{7-11}$ в своих шельфовых областях (ундаформных зонах соответствующих клиноформ-циклитов) разными исследователями выделяются однозначно. Комплекс ГИС позволяет также достаточно уверенно выделять пласты в фациальных зонах. Например, в зонах с песчаным или алевритовым типом разреза пластов информативны ПС и КС или КС и кавернограмма. В заглинизированных разрезах, где кривые КС и ПС имеют слабо дифференцированный характер, наиболее информативны кривые кавернограммы и индукционного каротажа, позволяющие выделить глинистые пачки в основании ЗЦ.

При переходе в клиноформу мощности ЗЦ возрастают. Для сравнения: мощность П-I увеличивается с 70 до 186 м (скв. 230), П-II с 15 до 143 м (скв. 252), а П-III с 15 до 188 м (скв. 330). В таких разрезах ярко проявляются циклиты и более низкого ранга (темциклиты).

В фондоформе вновь происходит сокращение мощностей. Так, например, в разрезе скв. 600 мощность П-II уменьшается до 5 м наряду с глинизацией. В таких разрезах не только СЗЦ, но и ЗЦ выделяются неуверенно. В частности, это относится к границе ЗЦ П-II и П-III ($АС^{I}_{11}$ и $АС^{II}_{11}$).

Литмостратиграфический анализ продуктивных отложений предполагает выявление иерархической структуры объектов исследования

---

[1]В соответствии с ранее принятым принципом обозначения зональных циклитов римскими цифрами (снизу вверх) и аббревиатурой, образованной от названия регионального циклита [7], зональные циклиты индексируются как П (пимский)-I, II-П, П-III и т.д. Для обозначения субзональных циклитов к индексации зональных циклитов добавляются арабские цифры.

слоевых ассоциаций циклитов. Это и есть реализация принципа субординации (иерархии) в системном анализе слоевых ассоциаций. Кроме циклитов регионального и субрегионального уровня, по комплексу ГИС на каротажных диаграммах можно выделить зональные, субзональные, а в ряде случаев и темциклиты.

При выделении циклитов по промыслово-геофизическим данным применялись известные правила: направленность и непрерывность изменения существенного свойства, характер границ между элементами (слоями) и двуединое строение целостной слоевой системы (циклита). В качестве существенного свойства в данном случае выступает песчанистость, которая отражается на кривых ГИС. С песчанистостью связаны коллекторские свойства – пористость и проницаемость, а следовательно, флюидонасыщенность и флюидоотдача.

В разрезе неокомских отложений Приобской площади выделяются два региональных циклита (РГЦ): сармановский и пимский. Пимский РГЦ первоначально был выделен одним из авторов [4] в объеме пимской пачки и вартовской свиты со всеми пластами группы А (за исключением кошайских базальных пластов $А_{1-4}$). Однако на региональных сейсмических профилях в его составе прослеживается еще одна глинистая пачка – быстринская. Это дает основание считать, что пимский РГЦ состоит из двух субрегиональных циклитов (СРГЦ): быстринского и собственно пимского (вартовского). Первый выделяется в объеме быстринской пачки и пластов $АС_{5-6}$, второй – в объеме пимской и надпимской[2] пачек и пластов $АС_{7-12}$. На Приобской площади продуктивны только пласты $АС_7$, $АС_{9-12}$ пимского СРГЦ (далее просто пимский циклит).

По своей структуре пимский циклит относится к прогрессивно-регрессивному типу с неясно выраженным, редуцированным "базальным" элементом. Прогрессивная часть выделяется в объеме пимской пачки, которая, как и другие региональные глинистые пачки, сформировалась в период трансгрессии при относительно резком и высоком подъеме уровня Мирового океана [1, 2]. Значительная удаленность от берега привела к тому, что в пимское время территория Приобской площади представляла собой глубоководную некомпенсированную зону морского бассейна. Тонкоотмученные глинистые отложения пимской пачки из-за очень малой скорости накопления, по существу, являются конденсированными отложениями. Мощность пачки в пределах Приобской площади составляет около 10 м. Верхняя ее граница, вероятнее всего, диахронная.

Регрессивная часть циклита выделяется в объеме надпимской пачки и вышележащих пластов $АС_{7-12}$. Она сформировалась в период выдвижения дельт в сторону открытого моря. Лавинная седиментация обусловила быстрое заполнение палеобассейна и существенное сокращение площади морского осадконакопления.

Структура пимского циклита несколько отличается от идеализиро-

[2]К пимской пачке на Приобской площади авторы относят пачку глин, характеризующуюся аномально низкими значениями КС мощностью около 10 м. Надпимская пачка выделяется в объеме, ограниченном отражающими горизонтами $Д_п$ и $Д_п$ [3], что соответствует глинистым отложениям, залегающим между кровлями пимской пачки и ахской свиты.

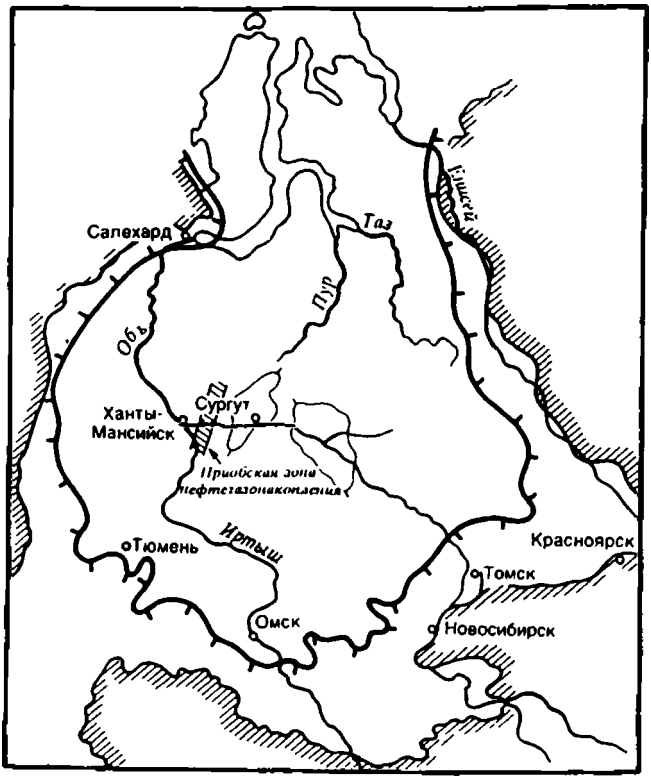


Рис. 1. Обзорная схема Западной Сибири

ванной схемы про-рециклита, когда в регрессивной части вверх по разрезу увеличивается содержание обломочного материала. Максимум регрессии в пимском цикле осадконакопления приходится, вероятно, на время формирования пласта $АС^{1}_{10}$. Хотя подобное представление разделяют далеко не все исследователи. Так, например, И.И. Нестерова, Г.И. Плавник и др. [9, 10] считают, что максимум регрессии приходится на время формирования пластов $АС_{11-12}$. По-видимому, это связано с последующим увеличением скорости прогибания дна палеобассейна, что привело к некомпенсированному осадконакоплению и смещению береговой линии на восток.

Как уже отмечалось, в разрезе пимского циклита было выделено семь зональных (П-I–VII) клиноформ-циклитов. Им соответствуют пласты $АС_{12}$, $АС^{1-4}_{11}$, $АС^{1-3}_{10}$ и $АС^{0}_{11}$, $АС^{0}_{10}$, $АС_{9}$, $АС_{8}$, и $АС_{7}$(рис. 1). В регрессивных частях ЗЦ в отличие от РГЦ распределение обломочного материала ближе к типичному ("классическому") его распределению в про-рециклитах. Это находит отражение на кривых ГИС в разрезах подавляющего большинства скважин.

Из семи клиноформ-циклитов (ЗЦ) продуктивны шесть: П-I–V, П-VII

Схема положения продуктивных пластов AC_{7-12}
Приобской зоны нефтенакопления в пимском РГЦ

ЗЦ	СЗЦ	Индексы пластов
П — VII		AC_7
П — VI		AC_8
П — V		AC_9
П — IV		AC_{10}^0
П — III	П — III³	AC_{10}^1
	П — III²	AC_{10}^{2-3}
	П — III¹	AC_{11}^0
П — II	П — II⁴	AC_{11}^1
	П — II³	AC_{11}^2
	П — II²	AC_{11}^3
	П — II¹	AC_{11}^4
П — I*	П — I⁴	AC_{12}^0
	П — I³	AC_{12}^1
	П — I²	AC_{12}^2
	П — I¹	AC_{12}^3

*В пимском зональном циклите П–I в пределах ПЗН за начало отсчета СЗЦ условно взят тот, с которым связан самый нижний продуктивный пласт AC_{12}^3

(пласты AC_7, AC_{9-12}). Залежи в пластах AC_{9-12} в основном литологически экранированные, возможно капиллярно-экранированные. Стратиграфический фактор играет явно подчиненную роль. Его влияние обнаруживается в строении пластов AC_{10}^{1-2} и AC_{12}^{0-1}. Залежи пласта AC_7 испытывают влияние структурного контроля.

Формирования неокомского продуктивного комплекса, который пред-

ставляет собой систему проградационных клиноформ-циклитов, простирающихся от Широтного Приобья до Ямала и Гыдана, происходило при постепенном циклическом боковом заполнении глубоководного палеобассейна осадками, поступающими преимущественно с юга и юго-востока. Продуктивные отложения – это осадки аллювиально-дельтовой равнины, авандельты и прадельты.

Все песчаные тела пластов $АС_{7-12}$ Приобской площади по принадлежности к морфологическим элементам палеобассейна условно можно разделить так (см схему): песчаники авандельтовой платформы (тип I), песчаники бровки шельфа (тип II), склоновые песчаные тела (тип III) и песчаники турбидитных подводных конусов выноса и дна бассейна (тип IV). Основные запасы ПЗН сконцентрированы в песчаных телах последнего типа. Границы между этими типами песчаных тел и залежей весьма условны. Наиболее крупные из них чаще всего смешанного типа.

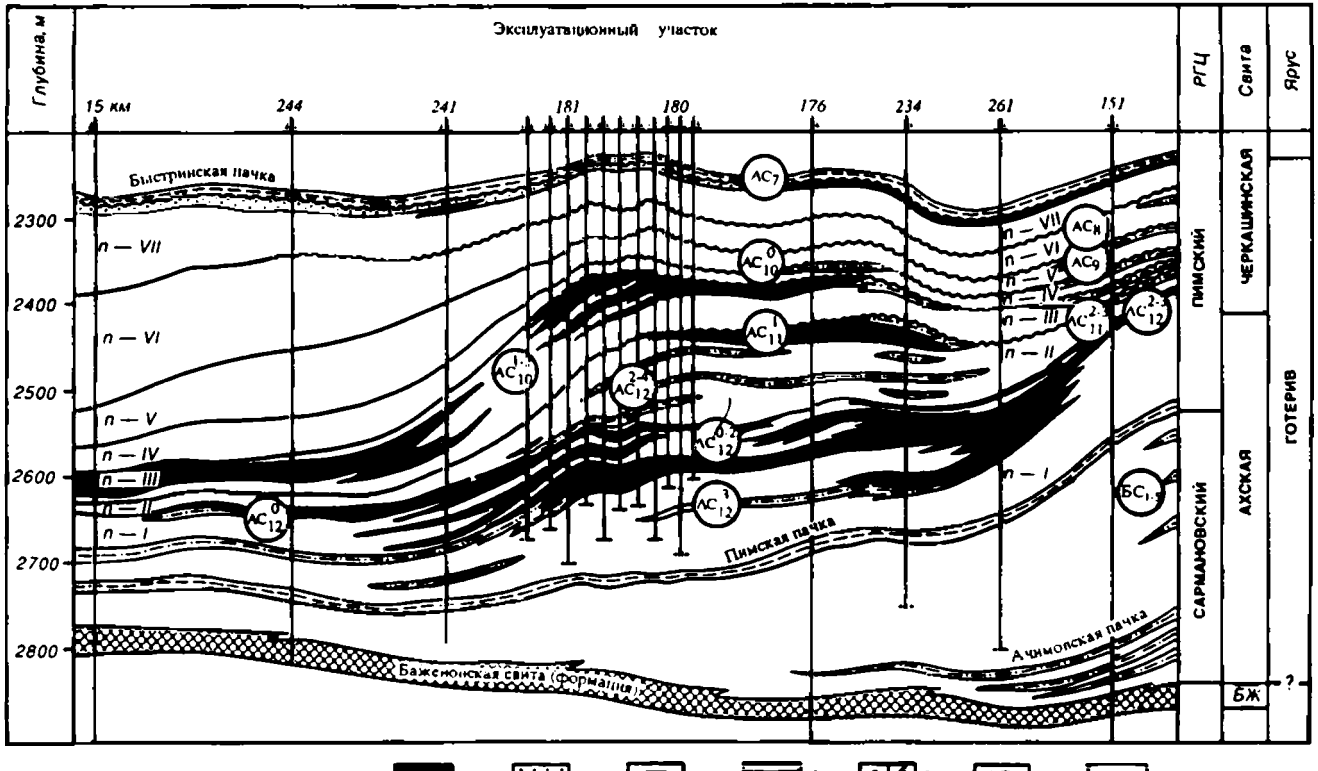
Зонциклит П-I (пласты $АС_{12}^{0-3}$). Это один из главных нефтяных объектов. В пределах ПЗН выделяются только клиноформная и фондоформная зоны ЗЦ П-I. В центральных частях площади, где в основании палеосклона отмечаются мощные конусы выноса терригенного материала, переход одной зоны в другую выражен недостаточно четко. Это обусловлено еще и тем, что ЗЦ – пологонаклонное клиновидное тело. В разрезе циклита выделяются четыре продуктивных пласта – $АС_{12}^{0}$, $АС_{12}^{1}$, $АС_{12}^{2}$, $АС_{12}^{3}$, соответствующие четырем СЗЦ П-I^{1-4}.

Мощности П-I меняются от 50–100 м в восточных районах площади до 200 м в центральных, где располагается достаточно крупный депоцентр, охватывающий почти всю ее территорию. Его размеры 25×70 км. Он осложняется рядом локальных максимумов, величины которых убывают на север и юг от центральных районов (скв. 233 и 230). Максимальные мощности П-I вне пределов депоцентра составляют 100–130 м. В западном направлении они сокращаются в 2–3 раза. Скв. 4хм вскрыла разрез циклита мощностью 40 м.

Из четырех СЗЦ П-I^{1-4}, к которым относятся продуктивные пласты $АС_{12}^{0-3}$, два верхних, П-I^{3-4} ($АС_{12}^{0-1}$), выклиниваются на востоке, в зоне бровки палеошельфа (рис. 2).

В шельфовой зоне развития циклита выделяются два пласта $АС_{12}^{2-3}$. Мощности соответствующих СЗЦ в районе бровки шельфа порядка 30 м. По ГИС они уверенно выделяются как два зональных циклита.

Во время формирования ЗЦ П-I ($АС_{12}$) бóльшая часть территории ПЗН представляла собой глубоководный бассейн. Линия бровки шельфа проходила на востоке зоны (рис. 3,*а*). Песчаные тела представлены в основном типами III и IV. Основной объем осадков, в том числе и песчано-алевритового материала, концентрировался в секторе, ограниченном с севера и юга соответственно скв. 255 и 271. Подводные конусы выноса и шлейфы склона в его пределах сливаются, образуя одну крупную зону развития песчаных тел. Севернее и южнее располагались второстепенные русловые системы.


Эксплуатационный участок
Глубина, м
15 км
244
241
181
180
176
234
261
151
РГЧ
Свита
Ярус
Быстринская пачка
2300
2400
2500
2600
2700
2800
п — VII
п — VI
п — V
п — IV
п — III
п — II
п — I
ПИМСКИЙ
САРМАНОВСКИЙ
ЧЕРКАШИНСКАЯ
АХСКАЯ
БЖ
ГОТЕРИВ
?
Пимская пачка
Ачимовская пачка
Баженовская свита (формация)
1
2
3
4
5
6
7

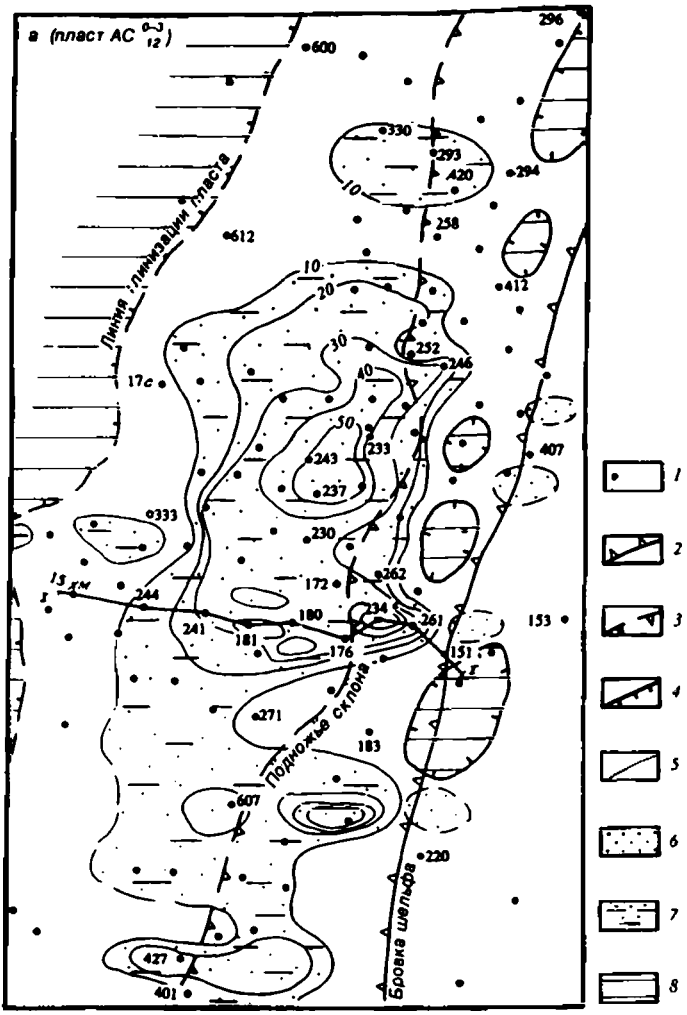


Рис. 3. Палеогеоморфологические схемы центральной части Приобской зоны нефтенакопления и расположения песчаных тел основных продуктивных пластов $АС_{10-12}$: *а* – $АС^{0-3}_{12}$, *б* – $АС^{1}_{11}$, *в* – $АС^{1-3}_{10}$

1 – пробуренные разведочные скважины; *2, 3* – линии бровки палеошельфа (*2*) и подножия палеосклона (*3*) на конец формирования соответствующих пластов; *4* – линия глинизации пластов; *5* – изопахиты суммарных мощностей песчаников продуктивных пластов; *6, 7* – зоны распространения пластов с суммарными мощностями песчаников, превышающими 10 м: *6* – шельфовые осадки, *7* – осадки глубоководных конусов выноса; *8* – зона замещения пластов глинистыми породами

Рис. 2. Геологический профиль через Приобское месторождение по линии *I–I*

Песчаные и алеврито-песчаные пласты: *1* – нефтенасыщенные, *2* – водонасыщенные, *3* – плотные, *4* – региональные глинистые пачки; *5* – границы клиноформ-циклитов в отложениях: *а* – в глубоководных, *б* – в мелководно-морских (уровни установленных и предполагаемых размывов и перерывов); *6* – индексы продуктивных пластов; *7* – индексы зональных клиноформ-циклитов пимского РГЦ

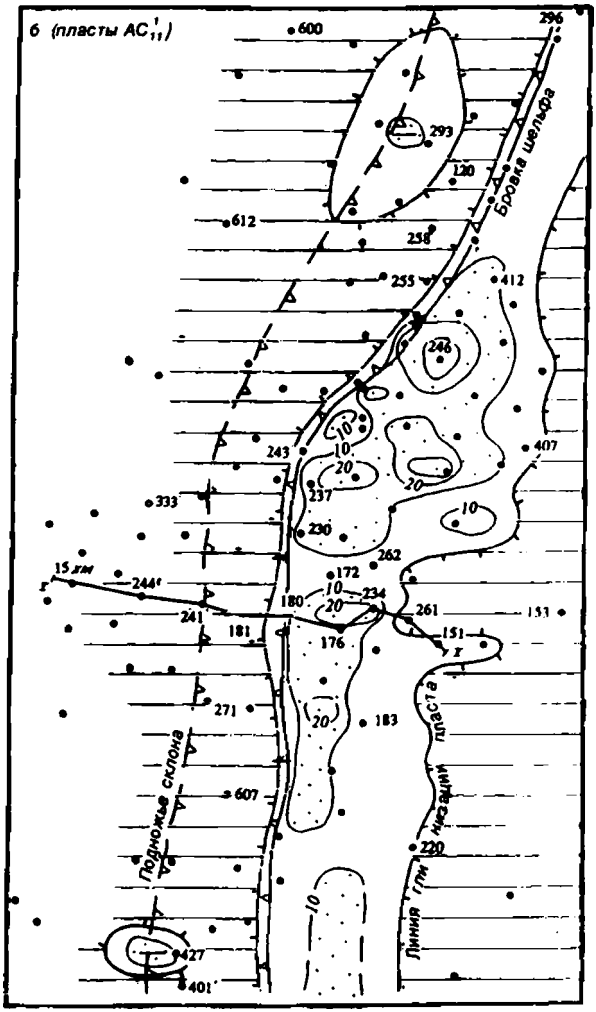


Рис.3 (б)

В пределах склона выделяется ряд зон с полным замещением песчаных продуктивных пластов алеврито-глинистыми породами. Тем не менее песчаные шлейфы склона самые мощные из всех зональных клиноформ-циклитов пимской региональной клиноформы. Это объясняется тем, что ЗЦ П-I относится к пологонаклонным клиновидным телам. В осевых зонах подводящих каналов и прилегающих участках суммарные мощности песчаников увеличиваются и могут достигать 50 м. Характерная особенность разрезов таких зон – высокий коэффициент песчанистости СЗЦ[3], вплоть до их полного опесчанивания.

[3]В данном случае это – отношение суммарных мощностей песчаников СЗЦ к общей мощности СЗЦ.

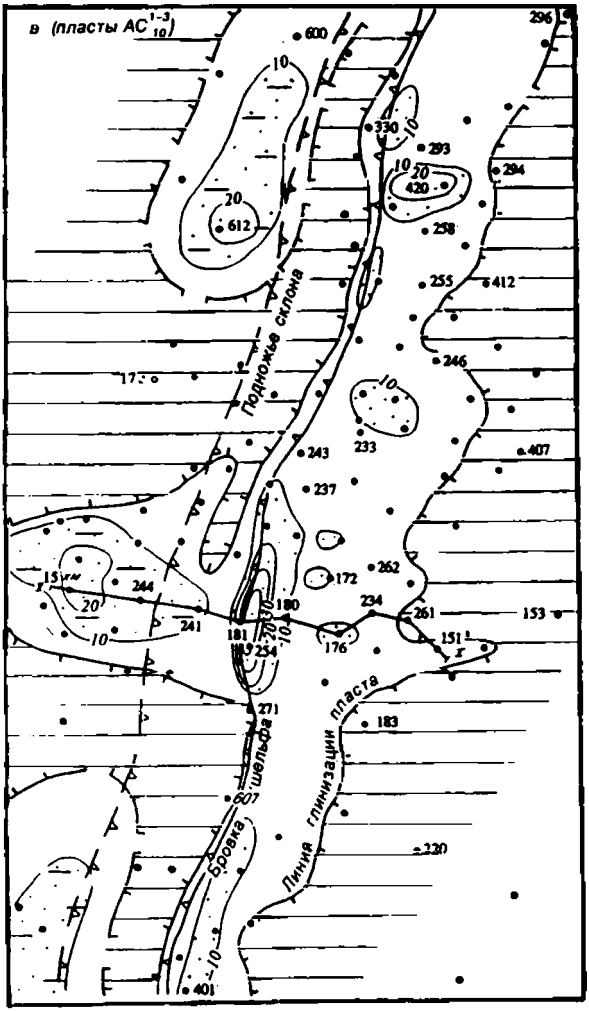


Рис.3 (в)

Основные же запасы $АС_{12}$ связаны с отложениями подводных конусов выноса. Наблюдается последовательное их продвижение на запад от пласта $АС^{2}_{12}$ к пласту $АС^{0}_{12}$. Соответственно смещаются и зоны распространения коллекторов.

Первым продуктивным пластом, сформировавшимся в пределах зоны, был $АС^{3}_{12}$. Основная часть его песчаников, по-видимому, аккумулировалась на востоке, за пределами данной территории. Вдоль бровки вскрыты лишь небольшие песчаные тела. Остальные формировались в виде шлейфов склона и непосредственно у его подножия.

Пласт $АС_{12}^{3}$ наименее перспективный из пластов группы $АС_{12}$. Связанные с ним коллекторы имеют локальное распространение. Поэтому их разведка проводится попутно с основными залежами.

Формирование пласта $АС_{12}^{2}$ проходило при существенно возросших темпах лавинной седиментации. Главная причина – близость дренажного бассейна. Максимальные суммарные мощности песчаников $АС_{12}^{2}$, соответствующие проксимальным частям турбидитных конусов выноса, вскрыты в разрезах разведочных скв. 237 (37 м) и 233 (36 м). В плане они совпадают с максимальными мощностями всего ЗЦ П-I. Границе между дистальной частью центральных конусов выноса и продельтой проходила в 7–9 км западнее, "выдвигаясь" дальше на запад по линиям осей русловых систем. Закономерна приуроченность к одному питающему каналу (скв. 15хм—261) самого мощного шлейфа склона и максимально вытянутого на запад дистального конуса выноса. При разбуривании эксплуатационного участка выяснилось, что сюда же приурочен самый мощный проксимальный конус $АС_{12}^{2}$.

К моменту формирования пластов $АС_{12}^{0-1}$ береговая линия переместилась к бровке шельфа. Обломочный материал попадал непосредственно в глубоководную обстановку. Шлейфов склона, подобных пластам $АС_{12}^{2-3}$, в $АС_{12}^{0-1}$ не отмечается. Их склоновые аналоги маломощны. Мощности песчаников на склоне в каждом из них не превышают 10 м. Происходит дальнейшее продвижение конусов выноса на запад. Первоначально на 2–6 км, а затем еще на 5–10 км при формировании соответственно пластов $АС_{12}^{1}$ и $АС_{12}^{0}$.

Начиная с $АС_{12}^{1}$ дельта палеореки претерпела определенные изменения. Роль центральных русел, которые испытали некоторую миграцию, несколько снизилась, хотя они еще оставались доминирующими. Одновременно возросла роль прилегающих к центральной русловой системе ранее второстепенных русел. Дельта как бы расширилась. Поступление песчаного материала вдоль побережья стало более равномерным. Особенно это уже проявляется в пласте финала регрессии $АС_{12}^{0}$.

Коллекторы в пластах группы $АС_{12}$ имеют широкое распространение. В плане залежи образуют три нефтеносные площади. Центральная из них соответствует конусам выноса главной русловой системы. Остальные располагаются соответственно на юге и на севере.

Продуктивные пласты характеризуются не очень высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Глубоководные песчаные осадки, сформированные мутьевыми потоками, существенно заглинизированы и, как правило, имеют плохую сортировку зерен. Дебиты нефти в большинстве случаев не превышают 10 $м^3$/сут. Лишь в присклоновых проксимальных частях конусов и зонах подводящих каналов они достигают 20 $м^3$/сут и редко превышают эту величину.

Зонциклит П-II (пласты $АС_{11}^{1-4}$). Мощности ЗЦ П-II меняются от 17 м (ундаформа) в разрезе скв. 153 и 5 м (фондоформа) в скв. 600 до 150 м в депоцентрах. Их выделяется два: один – на юге, небольших размеров (9×16 км); другой – довольно крупный, занимающий центральный и северный районы ПЗН и осложненный рядом локальных максимумов. Его ширина до 14 км, а протяженность пока не определена, но явно более 70 км. Северная часть депоцентра находится за пределами площади исследования.

Клиноформа П-II вертикального наращивания. Если сравнить депоцентры П-I и П-II, то окажется, что их осевые линии на севере и на юге совпадают, а в центральных – осевая линия П-II даже сместилась на 3–4 км восточнее. Максимум мощностей сместился от района скв. 233 и 430 на 20 км на север, к скв. 258 и 420.

В разрезе П-II выделяются четыре продуктивных пласта: $АС_{11}^{1}$, $АС_{11}^{2}$, $АС_{11}^{3}$, $АС_{11}^{4}$. Наиболее перспективен из них $АС_{11}^{1}$, залегающий в кровле циклита, а на пласты $АС_{11}^{2-3}$ особых надежд в данном районе не возлагают. В пласте $АС_{11}^{4}$ открыто несколько небольших залежей нефти, одна из которых уже разрабатывается совместно с пластами $АС_{12}$ на эксплуатационном участке Приобского месторождения.

В целом П-II от других ЗЦ пимского циклита отличается самой сложной коррелируемостью внутренних границ по разведочным скважинам. Это объясняется отсутствием в его составе достаточно мощных песчаных тел. К тому же они имеют линзообразное строение и ограниченное распространение. Каждый из пластов делится, в свою очередь, на пласты темциклитов (например, $АС_{11}^{2а-б}$, $АС_{11}^{4а-б}$). Пилообразный характер кривой КС не всегда позволяет определить, по какому из ТЦ проводить границу того или иного пласта. Кривая ПС обычно слабо дифференцирована и поэтому малоинформативна.

Уверенно коррелируется только пласт $АС_{11}^{1}$. В отличие от $АС_{11}^{2-4}$ он представляет собой мощное песчаное тело фаций авандельтовой платформы субмеридионального простирания (см. рис. 2). Протяженность его свыше 100 км. Самый мощный разрез $АС_{11}^{1}$ (46 м) вскрыт скв. 246.

Пласт $АС_{11}^{1}$ формировался в мелководной шельфовой обстановке. Шельфовая зона в то время занимала примерно половину площади ПЗН. Вскрыты только два глубоководных конуса: один из них находится на севере, в районе скв. 330, другой – на юге.

Дельта палеореки с момента формирования $АС_{12}$ претерпела некоторые изменения. Так, одно из главных русел (по линии скв. 15хм–261), существовавших на момент формирования $АС_{12}$, утратило свою ведущую роль. В то же время активизировались северные каналы, куда сместился центр осадконакопления.

В рельефе морского дна наметились три зоны. Первая (центральная), ограниченная условно скв. 183 и 412, – зона "пологого" шельфа. Вторая (северная) и третья (южная) – зоны относительно "крутого"

шельфа. Эти зоны существенно различаются по условиям осадконакопления.

В переделах центральной зоны песчаные осадки накапливались в пределах шельфа. Незначительная их часть достигала его бровки, образуя вдоль нее ряда небольших депоцентров. Осадки склона и дна бассейна, за редким исключением, представлены глинистыми образованиями. Ширина шельфовой зоны была порядка 20 км. На рис. 3,*б* видно, что западная граница распространения пласта $АС_{11}^{1}$ на шельфе контролируется его бровкой.

Фации пласта на шельфе включают три литологические разновидности: первая – проксимальная часть устьевого бара; вторая – песчаники мелководья в пределах сводовых участков палеоструктур, активно подвергавшихся волновым процессам и выносу глинистого материала за пределы поднятий; третья – фации подводных русел.

Южная зона осадконакопления отличается от центральной сравнительно небольшим количеством поступавшего сюда терригенного материала и меньшей шириной шельфа. Как и в предыдущем случае, песчаные тела формировались преимущественно в пределах шельфа. Однако скв. 427 вскрыт разрез проксимальной части подводного конуса выноса пласта $АС_{11}^{1}$ с помощью песчаников 13 м. Шельфовая часть северной зоны из-за отсутствия скважин совершенно не изучена. Отмечается широкое распространение глубоководных песчаных тел типов III и IV (шлейфы склона и конуса выноса). Судя по всему, зона шельфа была достаточно узкой (до 10 км) и не могла аккумулировать весь объем поступающего кластического материала.

С пластом $АС_{11}^{1}$ связана одна крупная залежь протяженностью свыше 50 км, если не считать мелких залежей подводных конусов выноса (скв. 427, 293). Условно ее можно разделить на две зоны: северную (севернее скв. 172), характеризующуюся устойчивым распространением коллектора, и южную (южнее скв. 172). В южной зоне при более детальном разбуривании может оказаться ряд самостоятельных залежей. Северная и южная границы залежи не определены.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта $АС_{11}^{1}$ в пределах ПЗН наиболее высокие из всех пластов $АС_{7-12}$ пимской клиноформы. Это объясняется тем, что зона мелководья и особенно зона устьевого бара характеризуется наиболее активными седиментационными и волновыми процессами. Из скв. 246, в которой, как уже отмечалось, вскрыт самый мощный разрез $АС_{11}^{1}$, получены притоки нефти дебитом 118 м^3/сут при диаметре штуцера 8 мм.

Зонциклит П-III (пласты $АС_{10}^{1-3}$, $АС_{11}^{0}$) – третий из основных нефтепромысловых объектов ПЗН. Его мощности меняются от 15–60 м в ундаформе и 15–40 м в фондоформе до 120–190 м в депоцентрах. Скв. 330 вскрыла разрез П-III мощностью 182 м.

На территории ПЗН выделяются три депоцентра с максимальными

мощностями в разрезах скв. 427, 181 и 330. Самый крупный из них – северный; его ширина 20 км, протяженность 45 км.

В разрезе П-III выделяются три СЗЦ: П-III^1 ($АС_{11}^0$), П-III^2 ($АС_{10}^{2-3}$) и П-III^3 ($АС_{10}^1$).

Пласт $АС_{11}^0$ (самый нижний их них) отмечается только в шельфовой зоне, а также в верхней части палеосклона. В нем открыты лишь единичные залежи нефти.

Пласты $АС_{10}^1$ (СЗЦ П-III^3) и $АС_{10}^2$ (СЗЦ П-III^2) очень сложно отделить друг от друга. Только разведочные скв. 181 и 254 вскрыли разрез, в котором они четко обособляются и границы уверенно определяются по ГИС.

Детальная корреляция разрезов в пределах участка эксплуатационного бурения позволяет выделить множество темциклитов. Только один П-III^3 ($АС_{10}^1$) состоит как минимум из четырех. Происходит сложное замещение одних пластов и появление других. Лишь близкие расстояния между эксплуатационными скважинами и большое их количество позволяют П-III$^{2-3}$ расчленить очень дробно. В разрезах разведочных скважин эта граница носит больше условный характер. При разведке месторождения и предварительных подсчетах запасов нефти целесообразно не разделять пласты $АС_{10}^1$ и $АС_{10}^{2-3}$.

Не менее спорным остается вопрос корреляции шельфовых пластов $АС_{10}^{1-3}$ и пластов подводных конусов выноса. После изучения результатов эксплуатационного бурения авторы пришли к выводу, что основная часть обломочного материала $АС_{10}^{2-3}$ сосредоточивалась, видимо, у бровки шельфа. До подножия склона доходило сравнительно небольшое его количество. Во время формирования $АС_{10}^1$ обломочный материал, наоборот, большей частью скатывался вниз. Таким образом, поводные конусы выноса $АС_{10}^{1-3}$ – это аналоги либо $АС_{10}^1$, либо $АС_{10}^{1-2}$.

Во время формирования ЗЦ П-III дельта претерпела дальнейшие изменения. На территории ПЗН возникли три дельты, которые, возможно, принадлежали к одной очень крупной протяженностью свыше 100 км. Их депоцентры различаются объемом осадочного выполнения и соотношением в разрезе обломочных и глинистых фракций.

Прежняя центральная система русел, выделяемая между скв. 262 и 412, вступила в стадию отмирания. Новая центральная дельта (15хм–181–153) сформировалась к югу от нее. Несмотря на незначительный объем аккумулировавшихся в ее пределах осадков, она имеет самый мощный разрез песчаных отложений. Осадки, привносимые северным и южным руслами, были преимущественно глинистыми.

В регрессивную фазу первого субзонального цикла осадконакопления П-III^1 ($АС_{11}^0$) песчаные фации не получили широкого распространения. В основном они связаны с северной и южной дельтами. Максимальные

мощности песчаников $АС^{0}_{11}$ не превышает 10 м (скв. 444 – 8 м, скв. 600 – 7 м), а дебиты нефти, как правило, менее 10 м^3/сут.

В следующие циклы осадконакопления П-III$^{2-3}$ сформировались продуктивные пласты $АС^{1-3}_{10}$. Бровка шельфа делила площадь примерно на две равные части (рис. 3, *в*). Шельфовая зона была очень пологой и представляла собой, по-видимому, аллювиально-дельтовую равнину. В ее пределах сформировались пласты $АС^{2-3}_{10}$. Строение их носит кулисообразный характер. Если в восточных районах шельфовой зоны коллекторы связаны с пластом $АС^{3}_{10}$, то в западных – с $АС^{2}_{10}$.

Основной объем кластического материала отложился у бровки шельфа. Вдоль нее сформировался ряд депоцентров различной величины. Самым крупным был депоцентр главного русла. В настоящее время в его пределах активно ведется эксплуатационное бурение.

К моменту формирования $АС^{1}_{10}$ береговая линия сместилась к бровке. Одна половина песчаного материала сконцентрировалась в ее пределах, другая – отлагалась в глубоководных конусах выноса.

Распространение коллекторов в пластах $АС^{1-3}_{10}$ носит сложный характер. Примерно в 50% скважин эффективная нефтенасыщенная мощность не превышает 5 м. Выделяется много зон, где возможно полное замещение коллекторов, что затрудняет точно установить количество залежей. Предполагается существование как минимум шести самостоятельных залежей: трех шельфовых и трех глубоководных. Они объединяются соответственно в три пары. Каждой залежи, связанной с мелководными отложениями, соответствует глубоководное продолжение в виде залежи в образованиях подводного конуса выноса.

Основная пара приурочена к отложениям центральной русловой системы. Первоначально предполагалось, что они представляют собой единую залежь. Эксплуатационное бурение показало полное замещение коллекторов в зоне палеосклона между разведочными скв. 241 и 181. Размеры их соответственно для мелководной и глубоководной залежей примерно 32×15 и 20×14 км.

Шельфовые южная и северная залежи вытянуты узкой полосой 4–7 км (максимум до 10) вдоль бровки шельфа. Не исключено, что они представляют собой серию более мелких залежей. Коллекторы сосредоточены главным образом вдоль бровки шельфа и осевых зон палеорусел.

Дебиты нефти в шельфовой зоне пласта редко превышают 10 м^3/сут. В зоне бровки, где мощность пластов $АС^{1-3}_{10}$ увеличивается с 10–20 до 100 м, дебиты возрастают. Из скв. 181 из инт. 2465–2494 м был получен приток нефти дебитом 59м^3/сут при диаметре штуцера 8 мм. В залежах, связанных с конусами выноса, они, как правило, менее 10 м^3/сут.

Пласты $АС_{7-9}$ и $АС^{0}_{10}$ не являются базисными. Их разведка проводится попутно с разведкой основных продуктивных пластов $АС_{10-12}$; $АС_8$ на территории ПЗН вообще представлен глинистыми и глинисто-

алевритовыми отложениями. В пластах $АС_9$ и $АС^0_{10}$ открыты небольшие по размерам залежи. По одной залежи в палеоплане приурочено к конусам выноса: в пласте $АС_9$ на юге, а в $АС^0_{10}$ на севере ПЗН. Несколько мелких залежей этих пластов находится в шельфовой зоне, причем залежи $АС^0_{10}$ в основном связаны с бровкой шельфа.

Эффективные нефтенасыщенные мощности $АС_9$, $АС^0_{10}$ не превышают 10 м, а дебиты 10 м^3/сут. Только из скв. 180 из пласта $АС^0_{10}$ был получен приток нефти дебитом 25,9 м^3/сут при динамическом уровне 1070 м.

Пласт $АС_7$ (ЗЦ П-VII) сформировался в финале регрессии пимского субрегионального циклита и представляет собой мелководные отложения дистального бара. Зона его развития покрывает практически всю территорию ПЗН. Коллекторы имеют довольно широкое распространение. Строение пласта носит явно кулисообразный характер. В отличие от других пластов $АС_7$ на части территории водонасыщен. Распределение насыщения пласта нефтью по площади носит сложный характер. Вероятно, большую роль в данном случае играет капиллярное экранирование. Эта ситуация отражена на профиле через Приобское месторождение (см. рис. 2), в пределах которого нефть занимает гипсометрически более низкое положение.

Отложения дистального бара характеризуются не очень высокими фильтрационно-емкостными свойствами, поэтому дебиты, как правило, не превышают 10 м^3/сут.

Из изложенного можно сделать ряд выводов. Системно-литмологический подход может быть использован для детального расчленения и корреляции весьма сложно устроенного клиноформного комплекса неокома Западной Сибири. На этой основе со значительной долей достоверности реконструированы палеоморфологические особенности формирования клиноформ-циклитов. Обоснованы их прогрессивно-регрессивный (трансгрессивно-регрессивный) характер, связь экранирующих толщ с прогрессивной частью циклитов, а песчано-алевролитовых продуктивных пластов – с регрессивной.

Все это позволило выявить важные закономерности в размещении депоцентров песчаных тел-коллекторов по каждой из зональных (и субзональных) клиноформ. Как следует из анализа, депоцентры различных клиноформ отличаются закономерностями пространственно-временного размещения и фациально-морфологическими условиями формирования, а это весьма важно для прогнозирования залежей в слабоизученных районах и разработки оптимальных вариантов эксплуатации.

Итогом системно-литмологических исследований должна быть карта плотностей извлекаемых запасов (или карта запасов по категориям $С_1$ и $С_2$) по каждому из продуктивных пластов и в целом по месторождению (зоне, району, области).

ЛИТЕРАТУРА

1. *Биншток М.М.* О геологическом прогнозировании и подготовке сейсморазведкой ловушек литологического типа в отложениях неокома Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1980. № 7. С. 18–21.
2. *Гогоненков Г.Н., Михайлов Ю.А., Эльманович С.С.* Анализ неокомской клиноформы Западной Сибири по данным сейсморазведки // Там же. 1988. № 1. С. 22–30.
3. *Игошкин В.П.* Результаты комплексной интерпретации данных сейсморазведки и ГИС на Приобской площади // Геофизические методы при обосновании объектов нефтепоисковых работ в центральных районах Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИИгеофизики, 1988. С. 51–55.
4. *Карогодин Ю.Н.* Ритмичность осадконакопления и нефтегазоносность. М.: Недра, 1974. 176 с.
5. *Карогодин Ю.Н.* Региональная стратиграфия. М.: Недра, 1985. 179 с.
6. *Карогодин Ю.Н.* Введение в нефтяную литмологию. Новосибирск: Наука, 1990. 240 с.
7. *Карогодин Ю.Н., Гайдебурова Е.А., Желев С.К.* Системный анализ палеогеновых отложений нижнекамчийского прогиба Болгарии. Новосибирск: Наука, 1989. 109 с.
8. *Нежданов А.А., Огибенин В.В., Куренко М.И.* и др. Региональная литмостратиграфическая схема мезозоя и кайнозоя Западной Сибири и основные закономерности размещения неантиклинальных ловушек углеводородов // Литмологические закономерности размещения резервуаров и залежей углеводородов. Новосибирск: Наука, 1990. С. 80–108.
9. *Нестеров И.И., Шпильман В.И., Плавник Г.И., Судат Л.Г.* Перспективы нефтегазоносности неокомских отложений Тюменской области // Геология нефти и газа. 1985. № 4. С. 8–13.
10. *Плавник Г.И., Судат Л.Г., Ясович Г.С.* Особенности размещения ловушек в дельтовых отложениях (на примере неокома Западной Сибири) // Физико-литологические особенности и коллекторские свойства продуктивных пород глубоких горизонтов Западной Сибири: Сб. тр. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1988. С. 77–82.
11. *Преженцев А.А.* Прогноз ловушек нефти нетрадиционного типа в клиноформном комплексе зоны сочленения Сургутского и Салымского сводов с Мансийской синеклизой: (Сейсмолитмологический аспект) // Литмологические закономерности размещения резервуаров и залежей углеводородов. Новосибирск: Наука, 1990. С. 108–117.
12. *Соседков Ю.Н., Сурков В.С., Левченко С.А.* Цикличность неокомских отложений севера Западной Сибири по данным сейсморазведки // Прикладные вопросы седиментационной цикличности и нефтегазоносности. Новосибирск: Наука, 1987. С. 20–23.

УДК 553.98(571.1)

Н.Х. Кулахметов, В.И. Кислухин, П.Я. Зининберг

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ВЕРХНЕЙ ЮРЫ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ КАК ОСНОВА ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Буровые и геофизические работы, проведенные в последние годы в слабо изученных районах Енисей-Тазовского междуречья, полуостровов Ямал и Гыдан и Енисей-Хатангского прогиба, дали богатый фактический материал по стратиграфии, литолого-фациальному составу и нефтегазоносности верхнеюрских отложений северной половины седиментационного бассейна.

Комплексный анализ этих и ранее проведенных работ позволил, как нам представляется, в значительной степени уточнить палеогеографию поздней юры северных и арктических районов Западной Сибири, составить достаточно объективную модель строения верхнеюрской толщи и выполнить литолого-фациальное районирование по типам разрезов.

Всего в пределах северной половины Западно-Сибирского седиментационного бассейна для верхнеюрского (совместно с большей частью келловея и частью берриаса) разреза выделено девять литолого-фациальных зон (рис. 1). Для каждой из них выделен стратотипический разрез, характеризующий литолого-фациальный состав осадков, комплекс фауны, установленные и предполагаемые залежи УВ. Основное внимание будет уделяться только зонам, по которым получены принципиально новые данные или коренным образом изменились существовавшие представления.

Ширтинско-Каралькинская зона охватывает бассейны верховьев р. Таз, среднего и нижнего течения рек Толька и Елогуй и Енисей-Тазовское междуречье от широты фактории Бахта до пос. Костино.

В состав зоны отдельными частями входят земли Сидоровского и Толькинского нефтегазоносных районов (НГР) Пур-Тазовской области, Александровского НГР Васюганской области и Пайдугинского НГР Пайдугинской области.

Всего в пределах зоны поисково-разведочное бурение осуществлялось на 13 площадях, пробурено на юрские отложения 29 глубоких скважин. На четырех структурах (Толькинская, Светлогорская, Северо-Светлогорская и Верхнекаралькинская) пятью глубокими скважинами вскрыт доюрский комплекс. В результате поисково-разведочных работ открыты

© Н.Х. Кулахметов, В.И. Кислухин, П.Я. Зининберг, 1994

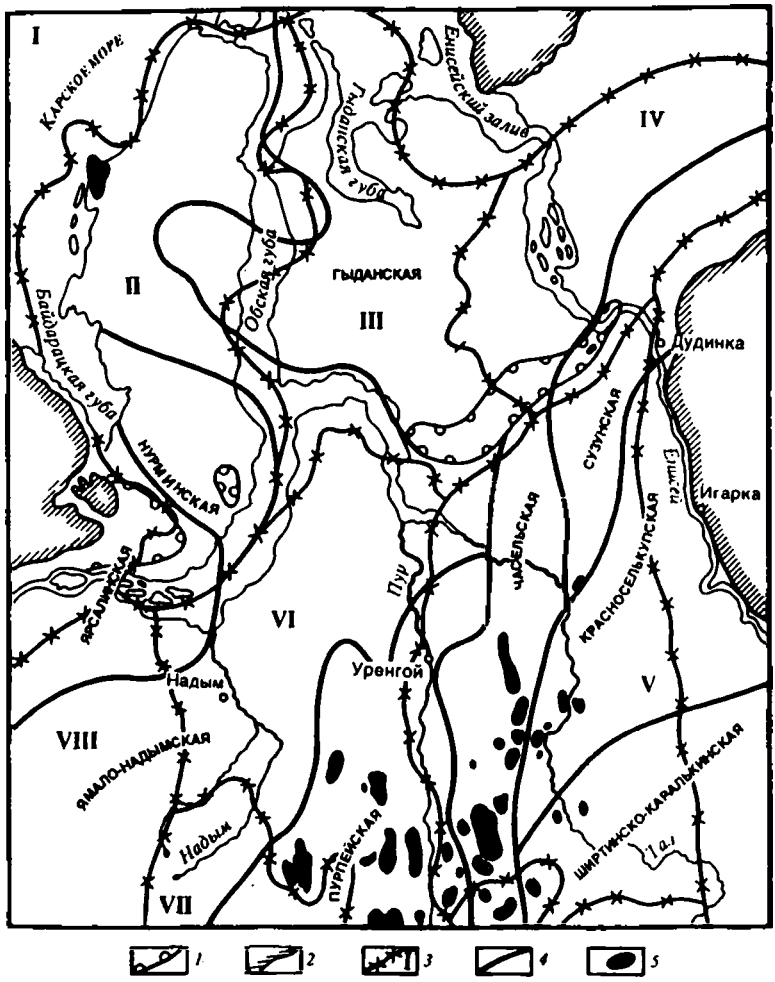


Рис. 1. Литолого-фациальное районирование верхнеюрских отложений севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

Границы: *1* – полного или частичного размыва отложений верхней юры; *2* – палеозойского обрамления; *3* – нефтегазоносных областей; *4* – литолого-фациальных зон; *5* – месторождения с промышленной нефтегазоносностью верхнеюрских отложений; нефтегазоносные области: *I* – Карская; *II* – Ямальская; *III* – Гыданская; *IV* – Усть-Енисейская; *V* – Пур-Тазовская; *VI* – Надым-Пурская, *VII* – Средне-Обская, *VIII* – Фроловская

три месторождения (Толькинское, Акайтемское и Чатылькинское). Минимальная мощность верхней юры (с частью келловея) установлена на Северо-Удмуртском поднятии (183 м), а максимальная – на Светлогорской площади (644 м).

Для стратификации верхнеюрских отложений зоны Ширтовская скв. 309 принята в качестве типового разреза. В значительной степени он отличается от известных разрезов верхней юры провинции.

Нижнюю часть верхней юры (частично с келловеем) занимает известная в юго-восточных районах бассейна наунакская свита (инт. 2708–2564 м).

В составе свиты выделяются три песчаных пласта: СГ-5-6, СГ-7 и СГ-8 – весьма неоднородные по строению. Максимальные значения проницаемых разностей пород связаны с пластами СГ-5-6 и СГ-7.

Залежей нефти и газа в разрезе свиты в пределах описываемой зоны пока не обнаружено. Вышележащий разрез позднеюрских отложений выделяется нами в качестве новой *ширтовской свиты* (инт. 2564–2100 м) с тремя подсвитами, которые соответствуют отдельным седиментационным циклам киммеридж-волжского времени развития территории. Каждый цикл (подсвита) начинается преимущественно глинистыми отложениями и заканчивается песчаными. Окончание третьего цикла приходится уже на берриасское время.

Нижняя подсвита (инт. 2564–2415) начинается пачкой глин с отдельными маломощными пластами и прослоями алевролитов и песчаников. Верхняя часть подсвиты сложена преимущественно песчано-алевритовыми породами с пластами глин различной мощности. Всего в разрезе подсвиты пять песчано-алевритовых пластов: СГ-1, СГ-2, СГ-3, СГ-4, СГ-5°. Оксфорд-киммериджский возраст подсвиты определяется многочисленными аммонитами.

Промышленная нефтегазоносность установлена на двух месторождениях зоны. Нефтяная залежь на Акайтемском месторождении связана с пластом СГ-1, а на Чатылькинском – с СГ-3. Мощность подсвиты изменяется от 80–90 м на юге зоны до 140–150 м на севере.

Средняя подсвита (инт. 2415–2170 м) четко подразделяется на две части. Нижняя, мощностью около 100 м, сложена преимущественно темными, в различной степени алевритовыми глинами с тремя пластами алевролитов и песчаников: ЯН-6, ЯН-7 и ЯН-8. Верхняя часть подсвиты представлена в основном песчаниками, четко разделенными пластами глин. В разрезе стратотипа пять песчаных пластов: ЯН-1, ЯН-2, ЯН-3, ЯН-4 и ЯН-5. Возраст подсвиты по фауне аммонитов определяется от верхов нижнего киммериджа до низов волжского яруса.

Газоконденсатные залежи на Толькинском месторождении открыты в пластах ЯН-3 и ЯН-8.

На Толькинском месторождении впервые для восточной части провинции была доказана перспективность верхних киммеридж-волжских отложений, которые нами рассматриваются в качестве фациальных аналогов баженовской свиты.

Максимальная мощность подсвиты до 250–300 м установлена в центральной части зоны (Ширтовская и Светлогорская площади), на юге она уменьшается до 60–70 м, а на западе – до 125–150 м.

Верхняя подсвита (инт. 2170–2100 м) сложена почти полностью темно-серыми и черными глинами с маломощными прослоями алевролитов и одним песчаным пластом (ЯН-0). Возраст подсвиты определяется по сопоставлению с более изученными разрезами как поздневолжский-раннеберриасский. Мощность колеблется от 50 до 105 м.

Следует заметить, что она увеличивается в западных районах зоны. Не исключено, что верхняя граница по возрасту несколько "скользящая".

Средняя и верхняя подсвиты ширтовской свиты являются возрастными аналогами яновстанской свиты северо-восточных районов Западной Сибири.

Для верхнеюрских отложений в пределах Ширтовско-Каралькинской зоны характерно отметить следующее.

1. Зона располагается в полосе максимальных мощностей отложений позднеюрского возраста.

2. В течение поздней юры в пределы зоны транспортировка терригенного материала осуществлялась с юго-востока крупными речными системами, что обусловило значительную песчанистость разреза и формирование крупных песчаных тел с большой площадью развития. Область сноса обломочного материала, как справедливо указывали исследователи [2, 8], находилась в районе Енисейского кряжа, Забайкалья и Восточных Саян. Это направление, назовем его *елогуйским*, будет сохраняться для районов бассейнов рек Пур и Таз на протяжении мела.

3. В течение позднеюрской эпохи в пределах зоны происходила многократная смена трансгрессивных и регрессивных циклов при относительно небольших глубинах моря.

4. Получение промышленных газоконденсатных притоков на Толькинском месторождении позволило выявить новую нефтегазоносную толщу в разрезе верхней юры и открыть перспективы поисков залежей нефти и газа в одном из наиболее слабо изученных районов Западной Сибири.

Красноселькупская зона занимает территорию бассейнов правобережья р. Таз, в районе п. Красноселькуп, и р. Турухан.

В состав зоны входят отдельные части Толькинского и Сидоровского НГР и зона бесперспективных земель вдоль р. Енисей.

В результате поисково-разведочных работ, проводившихся в пределах зоны на 27 площадях, открыты четыре месторождения: нефтегазоконденсатные Усть-Часельское и Черничное, газоконденсатные Термокарстовое и Ютырмальское. На юрские отложения пробурены 82 глубокие скважины, четыре из которых вскрыли доюрский комплекс.

Максимальные мощности верхней юры (500–600 м) приходятся на узкую полосу, протягивающуюся вдоль правобережья р. Таз, и постепенно уменьшаются на восток, в сторону обрамления. К западу от этой полосы мощность верхнеюрского комплекса на небольших по протяженности участках резко сокращается. Так, между Термокарстовым и Черничным месторождениями, на расстоянии 25 км, мощность верхней юры уменьшается с 600–625 до 410–480 м.

В качестве типового разреза для описываемой зоны принята Красноселькупская скв. 1. Разрез верхнеюрских отложений данной зоны достаточно полно освещен в литературе и известен исследователям с конца 50-х годов, когда была пробурена Туруханская опорная скважина. Определенные изменения в литологическом составе и фациальных особенностях разреза в широтном направлении происходят, но они не носят принципиального характера. К западу намечается глинизация разреза верхней

юры. Среди глин появляются слабобитуминозные разности, чаще встречаются песчаники на карбонатном цементе.

В основании описываемого разреза выделяется *точинская свита* (инт. 3136–3057 м), возраст – келловей (частично)–оксфордский. Сложена она преимущественно темно-серыми алевритистыми глинами с маломощными прослоями алевролитов. Группа проницаемых пород объединена в пласт СГ-8. Возможно в восточных участках зоны появление в разрезе песчаных пластов. Газоконденсатная залежь промышленного значения в пласте СГ-8 открыта только на Черничном месторождении.

Сиговская свита на всей территории зоны четко подразделяется на три подсвиты.

Нижняя подсвита (инт. 3057–2958 м) в типовом разрезе в большей части песчаная с отдельными прослоями алевролитов и глин. Породы нередко содержат зерна глауконита и многочисленные раковины и обломки пелеципод и аммонитов.

В разрезе подсвиты выделяются три песчаных пласта: СГ-5, СГ-6 и СГ-7. Мощность подсвиты изменяется от 100–160 м на Востоке (Туруханская, Западно-Ермаковская площади) до 60–70 м на юго-западе зоны (Асинская, Кыпакынская площади).

Оксфордский возраст подсвиты обосновывается аммонитами. Нефтегазоносность установлена на четырех месторождениях: Усть-Часельском (нефтяная в СГ-5, газоконденсатно-нефтяная в СГ-6, СГ-7), Ютырмальском (газоконденсатная в СГ-6), Черничном (две газоконденсатные залежи в СГ-5, газоконденсатная в СГ-6 и нефтяная в СГ-7) и Термокарстовом (три газоконденсатные залежи: СГ-5, СГ-6 и СГ-7). По концентрации запасов и количеству открытых залежей нижняя подсвита наиболее перспективная во всем разрезе верхней юры.

Средняя подсвита (инт. 2958–2913 м) в восточных районах зоны представлена чередованием пластов глин и песчаников, а в западных в разрезе преобладают глинистые породы или плотные глинистые песчаники и алевролиты. На северо-западе (Сидоровская группа поднятий) подсвита практически нацело сложена глинами.

В типовом разрезе глинистые прослои на большей части территории провинции характеризуются резко повышенными значениями гамма-активности, присущими породам баженовской свиты.

На большей части зоны в составе подсвиты выделяются два песчаных пласта ($СГ_{5^0}$, $СГ_4$), коллекторские свойства которых сильно изменяются по площади. По возрасту описываемые отложения относятся к самым верхам оксфорда (?) – низам киммериджа. Формирование их происходило в условиях начавшейся на территории Западно-Сибирского бассейна трансгрессии моря в начале киммериджского века. Промышленных скоплений нефти и газа в составе подсвиты не обнаружено.

Верхняя подсвита (инт. 2913–2853 м) в типовом разрезе представлена чередованием песчано-алевритовых и глинистых пород. При этом песчаники и алевролиты характеризуются повышенной глинистостью и карбонатностью. В восточной зоне (бассейн р. Турухан) наблюдается четкая дифференциация разреза на глины и хорошо отсортированные песчаники. Песчаники с повышенными коллекторскими свойст-

вами характерны и для юго-западной части зоны (Усть-Часельская и Ютырмальская площади).

На ряде площадей (Красноселькупская, Термокарстовая и другие) нижняя половина подсвиты характеризуется повышенной радиоактивностью. При этом в разрезе Красноселькупской скв. 1 прослои глин с резко повышенными значениями гамма-активности встречаются в низах средней и верхней подсвит. На Термокарстовом же месторождении подобное явление отмечается только в низах верхней подсвиты.

По стратиграфическому положению верхняя и средняя подсвиты сиговской свиты соответствуют георгиевской свите центральных районов Западной Сибири.

Киммериджский возраст отложений верхней подсвиты обосновывается многочисленными находками аммонитов.

Мощность подсвиты в различных участках зоны колеблется от 40 до 120 м. Промышленная нефтегазоносность верхней подсвиты установлена в пределах Усть-Часельского месторождения, где в пластах $СГ_{1-2}$ выявлена крупная нефтегазоконденсатная залежь. На Термокарстовом месторождении газоконденсатная залежь открыта в пласте $СГ_1$.

Яновстанская свита (2853–2642 м) в типовом разрезе подразделяется на две части: нижнюю – преимущественно глинистую и верхнюю – алеврито-песчано-глинистую. В целом же в разрезе свиты количество песчаных пластов и их мощность уменьшается с востока на запад.

В типовом разрезе свиты выделяются три песчаных пласта: $ЯН_{1-2}$, $ЯН_{3-4}$ и $ЯН_{5-6}$. Характерно практическое отсутствие в разрезе битуминозных пород, хотя стратиграфически она рассматривается как аналог баженовской свиты центральных районов.

Волжско-частично киммериджский возраст свиты определяется многочисленными находками аммонитов. Возможно, верхняя часть свиты имеет берриасский возраст. Мощность свиты изменяется от 110 до 300 м.

Продуктивных горизонтов в разрезе свиты не выявлено.

Сузунская свита занимает территорию бассейнов рек Малая и Большая Хета (северо-восточная часть Пур-Тазовской НГО) и полосу перспективных земель вдоль палеозойского обрамления Сибирской платформы к востоку от р. Енисей.

В состав зоны частично заходят Сидоровский НГР Пур-Тазовской НГО, Танамский и Пясинский НГР Усть-Енисейский НГО.

Всего в пределах зоны поисково-разведочные работы проводились на 19 площадях. На юрские отложения пробурено 63 скважины, из которых 18 вскрыли доюрский комплекс. В результате глубокого бурения открыто 10 месторождений.

Установленная мощность верхнеюрских отложений изменяется от 140 до 910 м. Максимальные мощности отмечены в пределах Долганской площади (820 м) и Озерного месторождения (910 м).

В качестве типового разреза зоны принята Сузунская скв. 4. Характерная особенность разреза верхней юры данной зоны – большие мощности и преобладание в ее составе на значительной части территории глинистых образований. В типовом разрезе рассматриваемые отложения достаточно четко подразделяются на три части, нижняя и средняя из которых явля-

ются аналогом васюганской свиты центральных районов провинции, а верхняя – глинистым небитуминозным аналогом георгиевской и баженовской свит.

На протяжении ряда лет разрез верхней юры расчленялся в пределах территории Сузунской зоны на точинскую, сиговскую и яновстанскую свиты [7, 10].

Проведенный нами анализ показал, что при корреляции разрезов верхней юры Усть-Енисейского НГО с Туруханской опорной скважиной, где были выделены стратотипы сиговской и яновстанской свит, были допущены определенные погрешности. Данные глубокого бурения в бассейне р. Таз позволили нам провести более детальное сопоставление разрезов Туруханской опорной скважины и Усть-Енисейского района и прийти к несколько другим выводам.

При движении от Туруханской опорной скважины в сторону разведочных площадей Большехетского мегавала (месторождения Лодочное, Сузунское) наблюдаются постепенная глинизация верхнесиговской подсвиты и замещение песчаных пластов алевролитами и затем глинами. На Сузунском месторождении средне-верхнесиговские подсвиты образуют с вышележащим разрезом уже единую глинистую толщу. Особенно это хорошо наблюдается на Долгановской и Озерной площадях. Нижележащий разрез до кровли малышевской свиты достаточно четко делится на две части: нижнюю – преимущественно глинистую и верхнюю – песчано-алеврито-глинистую. С учетом фауны данная часть разреза по возрасту и литологическим особенностям соответствует васюганской свите.

В основании описываемого разреза зоны нами выделяется точинская свита (инт. 3364–3308 м), вышележащие песчано-алеврито-глинистые отложения объединяются в нижнесиговскую свиту (инт. 3308–3252 м), а перекрывающие глинистые породы – в яновстанскую (инт. 3252–2882 м). Следует подчеркнуть условность стратификации разреза и необходимость более детальной подготовки данного вопроса для рассмотрения на очередном стратиграфическом совещании.

Описываемый разрез верхней юры является переходным от красноселькупского типа к полностью небитуминозной глинистой гольчихинской свите. Промышленная нефтегазоносность верхней юры установлена на двух месторождениях. Нефтегазоконденсатные залежи выявлены в пластах $СГ_5$ и $СГ_{6-7}$ Мангазейского месторождения и небольшая газовая залежь в пласте $СГ_5$ на Нижнехетском месторождении.

Часельская зона в виде полосы шириной 60–120 км протягивается с юга на север, от истоков р. Тольки в бассейн р. Русской, примыкая с запада к описанным выше зонам.

В состав зоны отдельными частями входят Тазовский, Сидоровский и Толькинский НГР Пур-Тазовской НГО и Александровский НГР Васюганской НГО. Всего в пределах зоны глубокое бурение на нефть и газ проводилось на 30 площадях. В результате открыто 17 месторождений нефти и газа, в число которых входят крупнейшие по запасам углеводородов Русское, Южно-Русское, Береговое и Харампурское. Пробурено со вскрытием юрских отложений 189 глубоких скважин, из которых три достигли доюрского комплекса (Южно-Русское и Береговое месторож-

дения). Мощность верхнеюрских отложений колеблется в пределах 160–280 м, в целом увеличиваясь в северном направлении.

В качестве типового разреза верхнеюрских отложений зоны принята Харампурская скв. 330. Характерной особенностью разреза данной зоны является то, что он отражает переход разрезов Енисей-Тазовской части седиментационного бассейна к разрезам его центральных районов.

В разрезе четко выделяются две свиты – васюганская (инт. 3004–2911 м) и марьяновская (инт. 2911–2806 м), детально описанные в литературе [1, 10].

В типовом разрезе верхневасюганская подсвита состоит из четырех песчаных пластов: $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$ $Ю_1^4$. Пласт $Ю_1^2$ глинами разделяется на две части. Данные бурения и сейсморазведки ОГТ свидетельствуют о сложном строении и взаимоотношении пластов в различных участках зоны.

В наиболее полном объеме перечисленные пласты выделяются и прослеживаются в южной части зоны. На севере зоны (месторождения Береговое, Северо-Часельское, Русско-Северо-Часельское и др.) в разрезе сохраняется только верхний песчаный пласт, а нижние глинизируются или ввиду сильной карбонатизации становятся непроницаемыми. В отложениях подсвиты содержатся многочисленные аммониты оксфордского возраста и обломки белемнитов.

В пределах рассматриваемой зоны промышленные залежи нефти и газоконденсата содержат все пласты. Наибольшее количество залежей связано с пластом $Ю_1^1$. На ряде месторождений (Харампурское) продуктивны все четыре пласта.

Мощность подсвиты на большей части зоны колеблется от 50 до 60 м, увеличиваясь на отдельных площадях до 100–110 м и уменьшаясь до 30 м.

Марьяновская свита (инт. 2911–2806 м) в основном сложена темно-серыми и черными глинами, часто битуминозными тонкоотмученными с многочисленными остатками ихтиофауны и конкрециями пирита.

Пурпейская зона территориально занимает бóльшую часть бассейна среднего и верхнего течения р. Пур и по форме представляет собой неправильную трапецию. В состав зоны частично входят Тазовский и Толькинский НГР Пур-Тазовской НГО, Уренгойский, Губкинский, Вэнгапурский и Варьеганский НГР Надым-Пурской НГО и Сургутский НГР Среднеобской НГО.

Описываемая зона относится к числу наиболее изученных территорий Западной Сибири. Всего в пределах зоны глубокое поисково-разведочное бурение осуществлялось на 51 площади, в результате чего открыто 49 месторождений. К числу крупнейших относятся месторождения: Суторминское, Северо-Комсомольское, Комсомольское, Губкинское, Северо-Губкинское, Вэнгапурское, Западно- и Восточно-Таркосалинское и др.

В юрских отложениях пробурено 258 скважин, из котрых восемь вскрыли палеозойский комплекс. Мощность верхнеюрских отложений резко меняется по территории зоны – от 200–250 м на востоке до 50–80 м на юго-западе.

В качестве типового разреза принята Етыпурская скв. 172.

В разрезе верхней юры выделяются васюганская (инт. 3205–3122 м), георгиевская (инт. 3122–3095 м) и баженовская (инт. 3095–2980 м) свиты, по своей характеристике аналогичные районам Среднего Приобья.

Васюганская свита, как и в предыдущей зоне, подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижняя подсвита (инт. 3205–3169 м) сложена темно-серыми, иногда буроватыми, глинами с прослойками песчано-алевритового материала. Песчаные пласты в разрезе отсутствуют. Верхняя подсвита (инт. 3169–3122 м) представлена переслаиванием песчаных, алевритовых и глинистых пластов.

На большей части территории зоны в разрезе подсвиты выделяются только два проницаемых песчаных пласта: $Ю_1^1$ и $Ю_1^2$. В юго-восточной части зоны достаточно отчетливо прослеживается пласт $Ю_1^3$, на западе же глинизируется и пласт $Ю_1^2$.

В целом пласты группы $Ю_1$ в пределах данной зоны фациально не выдержаны, степень отсортированности песчаников и характер их цемента во многом определялись гидродинамикой среды седиментации и постгенетическими преобразованиями.

Песчаные пласты повышенной мощности и с улучшенными коллекторскими свойствами присущи баровым образованиям. Промышленная нефтегазоносность подсвиты установлена на 22 месторождениях, при этом из 29 залежей 28 нефтяные. Подавляющее большинство залежей связаны с пластом $Ю_1^1$. Только в восточной части зоны промышленные залежи нефти выявлены в пласте $Ю_1^3$.

Георгиевская свита (инт. 3122–3095 м) представлена темно-серыми тонкоотмученными глинами с включениями и тонкими прослоями глауконитовых песчаников, приуроченных, как правило, к основанию разреза.

Баженовская свита (инт. 3095–2980 м) четко подразделяется на три части: нижняя и верхняя представлены темно-серыми, с буроватым оттенком, и черными битуминозными глинами; средняя – темно-серыми небитуминозными глинами. Примечательной особенностью рассматриваемой зоны является получение промышленных притоков нефти из отложений баженовской свиты на Вэнгаяхинском, Новогоднем, Романовском, Верхнепурпейском и Известинском месторождениях. Последнее введено в опытно-промышленную разработку. На Западно-Таркосалинском, Южно-Таркосалинском и Губкинском месторождениях при испытании отмечались нефтепроявления.

Гыданская (Гыданско-Пясинская) зона занимает территорию п-ова Гыдан, бóльшую часть правобережья р. Енисей к северу от Рассохинского и Дудыптинского мегавалов, а также незначительную часть п-ова Ямал в бассейне р. Сеяха.

В состав зоны входят Енисей-Хатангская и Гыданская НГО и небольшая часть Нурминского НГР Ямальской НГО.

Всего на территории зоны поисково-разведочные работы проводились на 31 площади, в результате чего открыто 19, в основном газовых и газо-

конденсатных, месторождений. Три месторождения (Южно- и Северо-Соленинские, Мессояхское) находятся в разработке, два (Пеляткинское, Дерябинское) подготовлены к эксплуатации. Все выявленные залежи газа и газоконденсата связаны с меловыми отложениями. Только на Хабейском месторождении открыта небольшая газовая залежь в средней юре. Доюрский (триасовый) комплекс вскрыт только на Гольчихинской площади и Хабейском месторождении. Мощность верхнеюрских отложений в пределах зоны претерпевает весьма широкие колебания.

На структурах Мессояхского тектонического порога (Соленинские, Западно- и Восточно-Мессояхские) верхняя юра в значительной степени размыта и в разрезе наблюдаются лишь ее нижние глинистые пачки. К северу от порога (Нанадяпская и Южно-Носковская площади) происходит увеличение мощности разреза до 310–350 м.

Максимальные мощности (до 800–1000 м) верхней юры, по данным единичных глубоких скважин и региональных сейсмических профилей, характерны для центральной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. Севернее, в сторону Таймыра, происходит уменьшение мощностей и в пределах Хабейской и Гольчихинской площадей они сокращаются до 120–190 м. При этом на Гольчихинском поднятии верхняя часть юры (волжские отложения) залегает непосредственно на триасовом вулканогенном комплексе [6].

В качестве типового разреза верхнеюрских отложений описываемой зоны принята Дерябинская скв. 5 (инт. 3314–2947 м). В типовом разрезе зоны верхняя юра представлена единой толщей темно-серых тонкоотмученных, реже алевритистых глин с включениями пирита, пиритизированных водорослей, рыбным детритом, раковинами пелеципод и аммонитов, выделенной в гольчихинскую свиту [4, 5]. Результаты проведенных исследований не позволяют рассматривать верхнеюрские отложения зоны в качестве поискового объекта.

Ямало-Надымская зона протяженностью с юга на север более 1,5 тыс. км охватывает бассейн р. Надым, левобережье нижнего течения р. Пур и бóльшую часть п-ова Ямал. В нее входят Ямальская НГО, Надымский, Ярудейский, частично Пуровский и Уренгойский НГР Надым-Пурской НГО, отдельные районы Фроловской и Среднеобской НГО.

В пределах зоны глубокое бурение проводилось на 126 площадях. Юрские отложения вскрыты на 64 площадях 254 скважинами. На восьми поднятиях (Ярудейском, Надымском, Бованенковском, Уренгойском и др.) вскрыты доюрские образования. Поисково-разведочные работы проводятся на этой территории уже более 30 лет. За это время здесь открыты такие крупнейшие месторождения, как Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, Бованенковское, Харасавэйское, Утреннее, Южно-Тамбейское и др.

Максимальная мощность верхнеюрских отложений достигает 125 м на Евояхинском, а минимальная не превышает 10 м в присводовой части Медвежьего месторождения.

Стратотипом верхнеюрского разреза описываемой зоны выбрана скв. 32 Медвежьего месторождения (3263–3214 м). Породы позднеюрского возраста характеризуются развитием глин, в объеме которых обособляются абалакская и баженовская свиты, достаточно детально описанные в

специальной литературе. В большинстве разрезов зоны абалакская свита подразделяется на две подсвиты. Нижняя сложена темно-серыми, слюдистыми неслоистыми глинами с включениями известковистых желваков (2×3 см). Мощность подсвиты изменяется от 5 до 30 м.

Верхняя подсвита представлена темно-серыми глинами, тонкоотмученными, со слабо выраженной плитчатостью, с неровным шероховатым изломом, мелкими конкрециями пирита и пиритизированных водорослей.

Формировались осадки свиты в условиях открытого морского бассейна. Мощность свиты изменяется от 10 до 100 м.

Баженовская свита представлена темно-серыми до черных и черными, иногда с отчетливым буроватым оттенком аргиллитоподобными битуминозными глинами, тонко- и грубоплитчатыми с землистой поверхностью излома.

Формировались осадки свиты в относительно глубоководном морском бассейне с признаками сероводородного заражения. Мощность свиты изменяется от 1–2 м до 70 м. Промышленная нефтегазоносность верхней юры описываемой зоны установлена пока только в пределах Харасавэйского месторождения, где из скв. 42 был получен фонтан газа дебитом более 80 тыс. м^3/сут.

Непромышленный приток нефти дебитом около 1 м^3/сут зафиксирован при испытании баженовской свиты в скв. 32 Медвежьего месторождения.

Для решения вопроса о промышленном потенциале баженовской свиты необходимо проведение при ее испытании специальных работ и технологий, которые использовались на Салымской группе месторождений.

Определенный интерес для поисков скоплений нефти имеют горизонты с карбонатными конкрециями в разрезе абалакской свиты. В ряде случаев они могут быть кавернозными и являться хорошим резервуаром для углеводородных залежей.

Нурминская зона охватывает территорию юга п-ова Ямал. В нефтегазоносном отношении в состав зоны входит практически весь Южно-Ямальский НГР Ямальской НГО.

Буровые работы проводились здесь на 11 площадях. Юрские осадочные образования с различной полнотой охарактеризованы на 10 поднятиях, где пробурено 160 глубоких скважин. На пяти структурах (Сюнай-Салинская, Усть-Юрибейская, Новопортовская, Западно-Яротинская, Верхореченская) 48 скважин вскрыли домезозойские породы. В пределах зоны открыты Новопортовское, Малоямальское, Ростовцевское, Хамбатейское и Усть-Юрибейское месторождения. В разрезе верхней юры промышленные скопления углеводородов не обнаружены.

Максимальные мощности верхнеюрских осадочных образований до 330 м установлены на Западно-Яротинской площади, а минимальные (10–15 м) – в присводовых участках Новопортовского месторождения.

Верхняя юра зоны по своему составу в значительной степени отличается от одновозрастных разрезов Ямало-Надымской зоны наличием толщ песчано-алевритового состава.

В качестве стратотипа верхней юры зоны выбрана скв. 8 Южно-Нурминской площади. Учитывая своеобразие разреза верхней юры зоны нами предложено келловей (частично) – оксфорд-киммериджские отложения

выделить в качестве новой нурминской свиты, а вышележащие битуминозные глины отнести к баженовской свите.

Нурминская свита (инт. 3045–2985 м) достаточно четко подразделяется на три толщи: нижнюю глинистую, среднюю преимущественно песчано-алевритового состава и верхнюю глинистую.

Нижняя толща представлена темно-серыми, иногда черными, в разной степени алевритовыми, нередко комковатыми глинами с конкрециями глинистого сидерита. Мощность толщи изменяется по площади незначительно и не превышает 45 м.

Средняя толща сложена преимущественно серыми и зеленовато-серыми песчано-алевритовыми породами. Зеленоватый оттенок осадкам придает наличие массы мелких зерен глауконита.

Мощность средней толщи достигает 40 м.

Заканчивает разрез нурминской свиты 5–10-метровая толща глин, темно-серых, тонкоотмученных, участками с очень тонкими линзовидными прослойками голубоватого алевролита.

Многочисленные нефтепроявления при бурении скважин, а также признаки нефти в керне скв. 8 Южно-Нурминской площади позволяют нам считать осадочные образования средней толщи нурминской свиты одним из объектов поисков промышленных скоплений нефти и газа.

Баженовская свита (инт. 2985–2940 м) представлена битуминозными глинами. По своим литолого-фациальным особенностям и возрасту свита не отличается от аналогичных образований соседних районов бассейна. Следует только отметить, что на ряде площадей (Новопортовская, Усть-Юрибейская) фиксируется глубокий размыв верхнеюрских отложений, в результате которого на ряде участков в разрезе сохранилась только нижняя толща нурминской свиты.

Ярсалинская зона включает малоперспективные земли, примыкающие к Щучьинскому палеозойскому выступу, южную часть Ямальской и северные участки Надым-Пурской и Фроловской НГО. Глубокое бурение проводилось на 11 площадях, где пробурено 25 скважин. Подавляющее большинство из них вскрыли палеозойский комплекс.

Мощность верхнеюрских отложений изменяется с запада на восток от 30–40 до 200–230 м. На ряде площадей (Ярсалинская, Медведевская, Верхнекуноватская) отложения верхней юры непосредственно залегают на фундаменте.

В качестве типового разреза принята Шугинская скв. 82 (инт. 2151–1950 м), где верхнеюрские отложения объединены в даниловскую свиту.

На большинстве разбуренных площадей свита подразделяются на три части: нижнюю и верхнюю глинистые и среднюю песчано-алевритовую. Последняя рассматривается нами в качестве аналога вогулкинской толщи. В верхней части свиты отмечаются маломощные прослои битуминозных глин.

Формирование осадков аналогов вогулкинской толщи происходило за счет поступления обломочного материала со стороны Уральского палеозойского обрамления. На отдельных площадях заметную роль играли местные источники сноса (гранитные и гранито-гнейсовые массивы). Залежи нефти и газа в пределах зоны не обнаружены. Вместе с тем нами

не исключается возможность открытия на рассматриваемой территории мелких и средних по запасам залежей углеводородов.

Позднеюрский этап развития Западно-Сибирского седиментационного бассейна отличался большим разнообразием условий осадконакопления.

Характеризуясь в основном преобладанием морских и прибрежно-морских условий формирования осадков, отдельные районы бассейна в течение продолжительного времени пребывали в условиях континентального или переменного (прибрежно-морского и континентального) режимов.

В общем плане смена режимов осадконакопления происходила от континентальных и прибрежно-морских вблизи современного палеозойского обрамления к морским в центральных частях бассейна.

Вместе с тем на отдельных участках севера бассейна даже вблизи современного обрамления континентальные и даже прибрежно-морские фации в разрезе отсутствуют. Данное обстоятельство дает основание для вывода о более обширной, по сравнению с современными очертаниями, территории позднеюрского бассейна. Последний, вероятно, занимал значительную часть запада Сибирской платформы, п-ов Таймыр, о-ва Новая Земля и Урал.

Современные границы распространения верхнеюрских осадков сформировались в результате наложения многочисленных процессов, проходивших на рассматриваемой территории в последующие за поздней юрой геологические эпохи.

Весьма существенно площадь их развития сократилась в результате значительных по амплитуде положительных тектонических подвижек, охвативших территории современных окраин седиментационного бассейна и палеозойского обрамления на рубеже юрского и мелового времени. Амплитуда этих движений, например в пределах Мессояхского тектонического порога, достигала многих сотен метров. В результате на западе Сибирской платформы бóльшая часть континентальных и прибрежно-морских отложений верхней юры была размыта и переотложена в пределах Западно-Сибирского бассейна [2, 9].

Значительные по размерам процессы размыва ранее сформировавшихся отложений в этом районе происходили в альб-сеномане. Так, бокситоносные коры выветривания, образовавшиеся к тому времени в пределах отдельных районов Приенисейской части Сибирской платформы, а возможно, и юрские осадки были размыты и переотложены в более западных районах. Бокситосодержащие породы в разрезе альб-сеномана были установлены буровыми работами в бассейне р. Туруханг. О масштабах этого процесса может свидетельствовать факт обнаружения обломков переотложенных бокситов в продуктивных отложениях сеномана на Уренгойском и даже Медвежьем месторождениях [3].

В ряде обнажений в верховьях бассейна р. Большой Ширт (правый приток р. Таз) в моренных отложениях четвертичного возраста встречены включения юрских углей, которые могли быть принесены в этот район ледником только с Сибирской платформы. Окончательно этот процесс мог быть завершен в результате новейших движений. При подобных предположениях становятся объяснимыми факты отсутствия в Приенисейской части Западно-Сибирского бассейна, по крайней мере к

северу от устья р. Елогуй в разрезе верхней юры, чисто континентальных осадков, а к северу от г. Игарки резкого уменьшения доли прибрежно-морских образований.

Данные буровых и геофизических работ в пределах Южно-Таймырской моноклинали позволяют предположить, что в позднеюрское время поступление обломочного материала в пределы Енисей-Хатангского прогиба за счет разрушения триасовых и палеозойских толщ Таймыра не происходило.

На основании проведенных нами исследований можно сделать вывод о необходимости внесения существенных изменений в общепринятое нефтегеологическое районирование территории Енисей-Тазовского междуречья.

Таким образом, в настоящее время становится очевидным, что реконструкция истинных размеров позднеюрского Западно-Сибирского седиментационного бассейна и распределение в его пределах отдельных литолого-фациальных зон представляют не только теоретический, но и большой практический интерес.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Аргентовский Л.Ю., Бочкарев В.С.* и др. Стратиграфия мезозойских отложений платформенного чехла Западно-Сибирской плиты // Проблемы геологии Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. М., 1982. С. 27–95.
2. *Байбародских И.И., Кулахметов Н.Х., Поплавский Н.Н.* История геологического развития и фации восточной окраины Западно-Сибирской низменности в юрское и нижнемеловое время // Материалы по геологии, гидрогеологии, геофизике и полезным ископаемым Западной Сибири. Л., 1962. С. 40–47. (Тр. СНИИГГиМС).
3. *Ежова А.В.* Литология, условия формирования и коллекторские свойства верхнемеловых газоносных отложений Надым-Пурского междуречья (Западная Сибирь): Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Тюмень, 1986.
4. *Кислухин В.И.* Литолого-фациальное районирование юрских и меловых отложений севера Западной Сибири // Нефтеносность отложений северных районов Западной Сибири. Тюмень, 1986. С. 12–31. (Тр. ЗапСибНИГНИ).
5. *Кислухин В.И.* Выделение и картирование стратиграфических несогласий в юрских и меловых отложениях на севере Западной Сибири: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Тюмень, 1986.
6. *Кузнецов Л.Л., Куликов Д.П.* Геология и нефтегазоносность мезозойских образований западной части Южно-Таймырской моноклинали // Нефтеносность отложений северных районов Западной Сибири. Тюмень, 1986. С. 94–104. (Тр. ЗапСибНИГНИ).
7. *Куликов Д.П.* Геолого-геофизическая модель формирования верхнеюрских и нижнемеловых отложений западной части Енисей-Хатангского прогиба // Геология и нефтегазоносность перспективных земель Красноярского края. Тюмень, 1987. С. 9–17. (Тр. ЗапСибНИГНИ).
8. *Накаряков В.Д.* Основные источники формирования мезозойских отложений восточной части Западно-Сибирской низменности: Геология и геофизика. М., 1965.
9. *Сакс В.Н., Ронкина З.З.* Юрские и меловые отложения Усть-Енисейской впадины. М., 1957.
10. Стратиграфический словарь мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности / Под ред. Н.Н. Ростовцева. М.: Недра, 1978.

УДК 553.98:551.763.12(571.1)

Ю.Н. Карогодин, С.В. Ершов

ИСТОЧНИК УГЛЕВОДОРОДОВ ГИГАНТСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В НЕОКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ С ПОЗИЦИИ СИСТЕМНО-ЛИТМОЛОГИЧЕСКОГО ПОДХОДА

Как известно, более 65% добычи нефти в России приходится на Западную Сибирь [12]. Основные запасы жидких углеводородов сосредоточены в неокомских (и отчасти аптских) отложениях региона. Это более 100 месторождений центральных и северных областей, в том числе гигантские залежи Самотлорского, Федоровского, Мамонтовского, Приобского, Приразломного, Уренгойского, Ямбургского, Бованенковского и других месторождений. Несмотря на то что этот комплекс дает более 90% добычи нефти Западной Сибири, его потенциальные возможности далеко не исчерпаны. В реализации его потенциала видятся три ведущих направления: расшифровка особенностей строения и условий формирования комплекса, определение главного источника углеводородов многочисленных (в том числе гигантских) залежей.

Одна из важнейших особенностей данного комплекса заключается в его циклично-клиноформном строении. Вначале это было чисто геологическое предположение, а затем и обоснование клиноформного строения А.Л. Наумовым [6, 14, 17]. Несколько позже это было подтверждено главным образом региональными сейсморазведочными работами.

Наши исследования (выполненные совместно с М.А. Левчуком, А.А. Конышевым, С.В. Ершовым, А.А. Прежнецевым, В.Н. Черноморским и др.) геологического строения и условий формирования неокомских отложений центральных районов Западной Сибири полностью подтверждают выводы многих геологов и геофизиков (Н.М. Белкина, Г.Н. Гогоненкова, В.П. Игошкина, В.А. Корнева, Н.Я. Кунина, О.М. Мкртчяна, А.Л. Наумова, А.А. Нежданова, Т.М. Онищука, В.С. Соседкова, Л.Л. Трусова, Л.Я. Трушковой, И.Л. Цибулина, С.С. Эльмановича и др.) о клиноформном строении комплекса, хотя ряд геологов и даже целые исследовательские коллективы скептически относятся к идее клиноформного строения неокома [16]. Категорически отрицали реальность клиноформ и некоторые стратиграфы. Так, например, В.Л. Егоян, Д.П. Найдин, как отмечает А.А. Нежданов [15], утверждали что «выделенные на сейсмических разрезах "клиноформы" возникают из-за искажения реальных масштабов геологических тел и являются в определенной мере искусственными образованиями».

© Ю.Н. Карогодин, С.В. Ершов, 1994

Непризнание клиноформного строения неокомского комплекса отражено на всех стратиграфических схемах Западной Сибири. И лишь на последней, принятой на совещании в Тюмени в 1990 г., парадигма "косого" клиноформного строения комплекса нашла определенное отражение [18].

В работе А.А. Нежданова [15] и ряда других исследователей дан довольно полный обзор и анализ работ и представлений о строении неокомского комплекса Западной Сибири. Комплекс представляет иерархическую организацию как минимум четырех рангов клиноформ: региональных, субрегиональных, зональных и субзональных.

С позиций системно-литмологического подхода [10], клиноформы представляют собой прогрессивно-регрессивные циклиты, состоящие из нижней глинистой пачки (части) и верхней – песчано-алевритовой с подчиненными глинистыми прослоями. Первые являются экранами различного ранга. Многие из них имеют собственные названия: пимская, сармановская, чеускинская, савуйская и др. Верхние части (половины) циклитов – это коллекторские горизонты и пласты групп А и Б [8, 9].

Клиноформы-циклиты сформировались в трансгрессивно-регрессивные циклы на фоне общей неокомской регрессии крупного юрско-неокомского цикла. Некоторые исследователи (Н.П. Крылов и др.) считают, что крупный седиментационный цикл заканчивается в верхней юре, а с неокома начинается новый трансгрессивно-регрессивный цикл. Это, по нашему мнению, ошибочное представление.

По мере регрессии и наступления суши, которое особенно активно наблюдалось со стороны Сибирской платформы, клиноформы последовательно, одна за другой, с востока на запад "продвигались" в центральную часть бассейна. На шельфе и в ундаформной части во время регрессии формировались достаточно выдержанные песчаные пласты и горизонты, а в последующую трансгрессию они перекрывались глинистыми пачками. Сброс терригенного материала, сносимого с суши, происходил на склоне шельфа и у его подножия. Здесь во время регрессии накапливались большие мощности песчано-алеврито-глинистых отложений. Далее на запад, в зону прилегающей глубоководной равнины, доносился в основном глинистый материал, а в отдельных клиноформах и песчаный (против основных "каналов" выноса терригенного материала). Еще дальше на запад, в центральной глубоководной части бассейна, была обширная депрессионная равнина с некомпенсированным (дефицитным) осадконакоплением. Туда доносился очень небольшой объем тонкого пелитового материала, вследствие чего накапливались в основном маломощные органогенные (сапропелевые) илы.

Таким образом, клиноформы с востока на запад, в сторону Мансийской синеклизы, одна за другой из мощных песчано-глинистых толщ превращались в маломощные глинистые образования, прижимаясь к баженовским глинам и "сливаясь" с ними (рис. 1). Следовательно, горизонт аномально битумиозных глин (баженовская свита, а точнее – формация) имеет "скользящий" возраст.

Остановимся несколько подробнее на характеристике баженовских аргиллитов с позиций системно-литмологического подхода. Подавляющее большинство геологов считают, что формирование их происходило в ус-

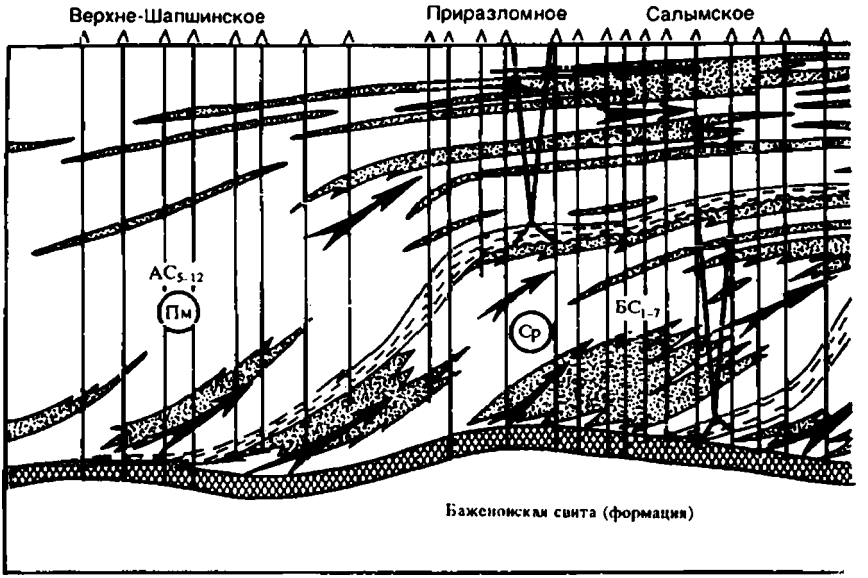


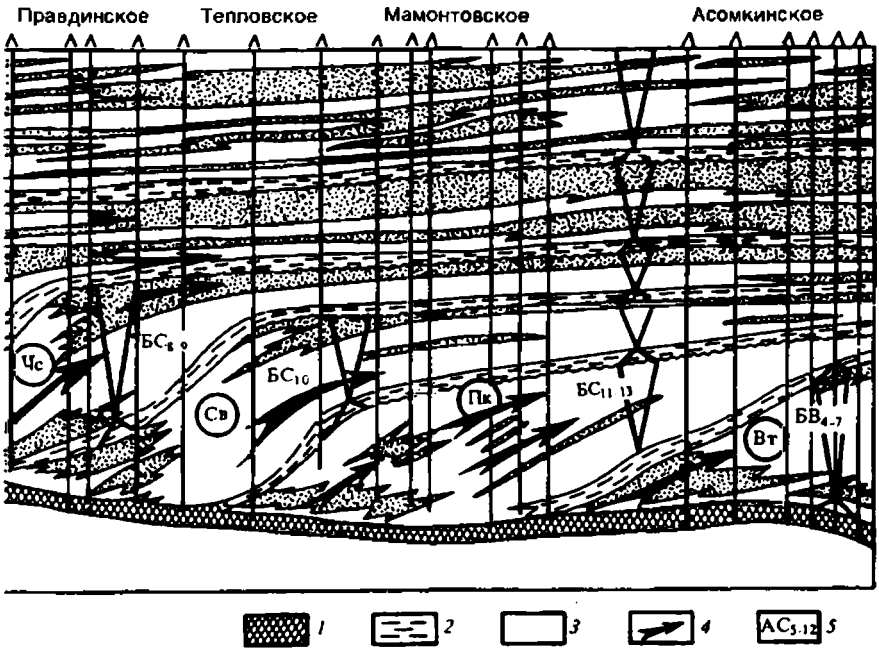
Рис. 1. Принципиальная схема строения неокомского клиноформного комплекса Широтного Приобья (основа палеопрофиля составлена М.А. Левчуком с добавлением авторов)

1 - битуминозные аргиллиты баженовской свиты (формации); *2* – региональные глинистые пачки, характеризующиеся высокоамплитудными отражениями; *3* – алеврито-глинистая толща; *4* – направления миграции УВ; *5* – индексы продуктивных пластов клиноформ; циклиты-клиноформы: *Пм* – пимская; *Ср* – сармановская; *Чс* – чеускинская; *Св* – савуйская; *Пк* – покачевская; *Вт* – ватинская

ловиях некомпенсированного осадконакопления обширной глубоководной (до 500 м) центральной области бассейна. Долгое время существовало мнение, что подобные условия наступили в конце позднеюрского периода –в волжское время. Некоторые исследователи и сейчас его придерживаются. Относительно условий образования высказывалось предположение и о мелководном характере их формирования, и о перерывах в осадконакоплении, и даже о наличии размывов в разрезе толщи [19].

Различным аспектам строения, условий формирования и нефтегазоносности баженовских аргиллитов посвящено множество публикаций, в том числе и целые сборники и монографии [2, 19].

Ниже кратко остановимся лишь на тех вопросах, которые касаются литмологического строения и источника генерации углеводородов неокомских залежей. Как уже отмечалось выше, формирование баженовских глин происходило в условиях некомпенсированного осадконакопления. Однако А.А. Нежданов [15] пишет, что «термин "некомпенсированное осадконакопление" не объясняет формирования верхнеюрско-неокомских отложений» (С. 51). Более точно отражает суть процесса, по мнению А.А. Нежданова, другой термин – "голодающий бассейн" ("starved basin"). Здесь соединены термины двух разных категорий, поэтому трудно сказать, какой из них лучше. Первый вариант относится к категории процессов, ориентируя на характер осадконакопления, второй – к категории



предметов. Поэтому оба термина правомерны, хотя последний вряд ли можно считать более удачным, так как в нем без особой необходимости использована метафора ("голодающий"). Термин "дефациентные осадки", предложенный А.А. Неждановым еще в 1983 г., тоже не совсем удачный.

Совершенно очевидно, что недокомпенсация бассейна произошла в результате недостаточного поступления терригенного материала, его дефицита. Правильнее, видимо, называть бассейн областью бассейна с некомпенсированным, дефицитным осадконакоплением. Она занимала обширную территорию центральных районов позднеюрско-неокомского моря. Это было время финала юрской (волжской) трансгрессии и неокомской регрессии.

Неокомские клиноформы, как отмечалось выше, последовательно, одна за другой, в области дефицитного осадконакопления превращались в маломощные аномально битуминозные слои баженовской формации. Следовательно, возраст ее должен соответствовать возрасту клиноформ, занимая интервал от берриаса до готерива (пимская клиноформа) включительно. Эта толща залегает на волжских битуминозных аргиллитах финала трансгрессии (и, возможно, самого начала регрессии). Палеонтологические данные находятся в полном соответствии с представлением об "омоложении" клиноформ к центральным районам бассейна (рис. 2). Подобное "омоложение" должно происходить и с баженовскими аргиллитами. Готеривские аммониты из битуминозных глин давно известны [4, 15], но этим находкам многие геологи не придают значения, и даже на последней официальной стратиграфической схеме, как уже отмечалось выше, возраст баженовской свиты показан в основном как волжский и

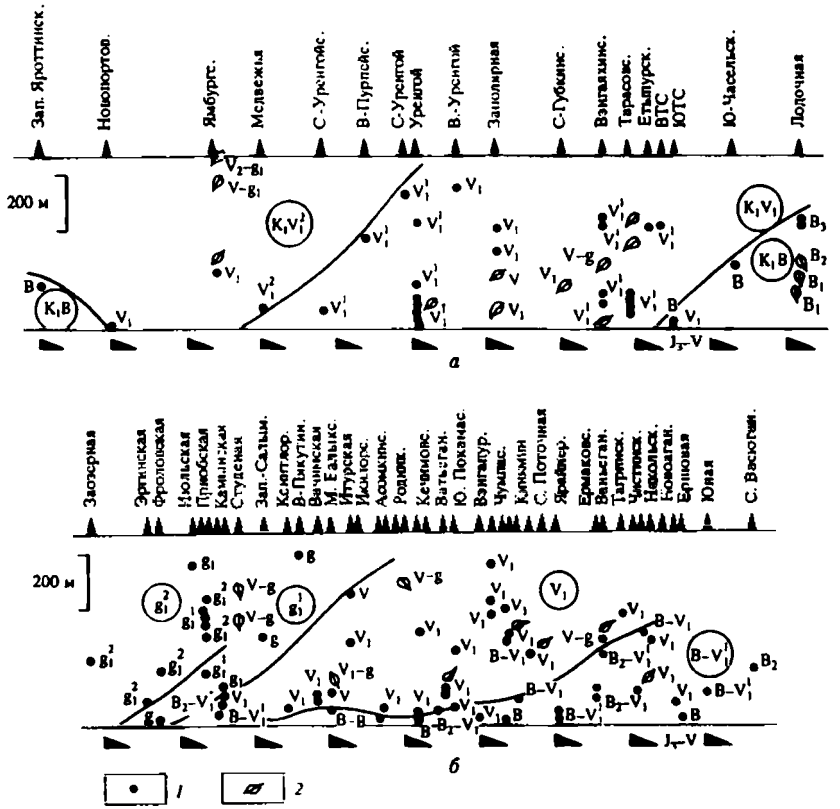


Рис. 2. Датировка возраста отложений неокома Западной Сибири по аммонитам и бухиям (по [15])

а – северные районы; *б* – Широтное Приобье; *1* – находки аммонитов; *2* – находки бухий

лишь отчасти берриассовый [18]. Аналогичная трактовка возраста свиты и в монографии [2].

По положению стратиграфического кодекса возраст границ свиты не должен "скользить" более, чем на пол-яруса. При более значительном скольжении рекомендуется выделить новые свиты. Так, кроме баженовской, появились тутлеймская, даниловская (верхняя пачка) и другие свиты битуминозных аргиллитов.

По нашим представлениям, разрезы баженовской свиты с аномальным увеличением мощностей, выявленные во многих районах центральной части бассейна, формируют зоны перехода клиноформ в фондаформы.

Клиноформы неокома, "превращаясь" на огромной территории центральных районов в аномально битуминозные (более 10% ОВ) баженовские глины, после погружения и прохождения главной фазы нефтегазообразования, безусловно, способны были генерировать жидкие углеводороды в значительном количестве.

Представление о непосредственном отношении аномально битуминоз-

ных баженовских аргиллитов к залежам нефтей в неоком-барремском комплексе давно отстаивают и обосновывают многие геологи и геохимики [1, 5, 9–11]. Соответствуют этим представлениям и данные по биомаркерам в органическом веществе баженовских аргиллитов и неокомских нефтей. И хотя изученной выборки образцов пока еще недостаточно для окончательных и однозначных выводов, тем не менее некоторые исследователи считают полученные данные явным подтверждением того, что "бо́льшая часть (свыше 85%) нефти в Среднем Приобье Западной Сибири представляет собой продукт генерации углеводородов в уникально обогащенных органическим веществом морских черносланцевых отложениях волжского яруса верхней юры и берриасского яруса нижнего мела" [11. С. 34].

Таким образом, казалось бы, новые представления о клиноформном строении с учетом последних тонких геохимических исследований по биомаркерам свидетельствуют о связи гигантских скоплений нефти в неоком-аптских отложениях с органическим веществом баженовских аргиллитов. Однако есть определенные затруднения и некоторые противоречия в данной концепции, авторы которой вынуждены прибегать к объяснению формирования залежей широкомасштабной вертикальной миграцией УВ по разломам [1] и "окнам". А это не очень-то увязывается со "спокойным" тектоническим режимом Западной Сибири. К тому же в последнее время появились сведения о различии нефтей в баженовских аргиллитах и неокомских отложениях [3].

Из изложенного выше следует, что баженовские (тутлеймские, даниловские и пр.) битуминозные аргиллиты различны по своей литмологической и фациальной природе. Нижняя часть образовалась в финале крупной трансгрессии, а верхняя – в регрессивную половину юрско-неокомского цикла. Поэтому и ОВ, и порожденные им УВ могут быть разными по каким-то свойствам.

Ранее было высказано предположение [7], что почти 1000-метровая толща фроловой свиты (точнее, красноленинской серии) неоком-апта является основным источником генерации углеводородов, латерально мигрировавших из обширных погруженных районов синеклизы в сторону ее восточного борта и сводов. В данной концепции формирование неокомских залежей предполагалось в основном за счет широкомасштабной латеральной миграции углеводородов из Мансийской синеклизы и других депрессий. При этом не отрицалась возможность ограниченных вертикальных перетоков по тектоническим нарушениям, а также в зонах размывов прибрежной части бассейна.

Исходя из такого взгляда на источник генерации и доминирующий тип миграции углеводородов, делался прогноз открытия крупных и гигантских залежей в рассматриваемом комплексе. Он полностью подтвердился [6]. Так, еще до открытия залежей на Мамонтовском, Салымском, Правдинском и тем более сравнительно недавно открытых Приразломном, Приобском, Шапшинском и многих других месторождениях прогнозировалось выявление крупных и гигантских структурно-литологических и стратиграфических залежей нефти вдоль восточного борта Мансийской синеклизы [6]. Это было отражено и на карте перспектив открытия

гигантских и крупнейших месторождений нефти и газа в мезозойских отложениях Западной Сибири 1988 г. (с дополнениями 1972 г.) [6, рис. 49, с. 151].

Излагаемая концепция, уточняя и развивая прежние представления об источнике генерации УВ в неоком-аптских залежах, устраняет отмеченные выше кажущиеся противоречия и сводится к следующему.

В генерации УВ гигантских скоплений нефти неоком-апта участвовали главным образом неоком-барремские аномальные и "нормально" битуминозные морские образования всего клиноформного комплекса. Нет основания исключать из генерации морские отложения собственно клиноформ; хотя они и менее обогащены ОВ, чем баженовские аргиллиты, но имеют мощность и объем, в десятки раз превышающие баженовские. На огромной территории центральных областей провинции они либо прошли главную зону нефтеобразования, либо вошли в нее. С данным представлением полностью согласуется приуроченность гигантских залежей нефти (нередко с газовыми шапками) к самой крупной по объему (последней) готерив-барремской (пимской) клиноформе, завершающей регрессивную серию.

Аномально битуминозные аргиллиты клиноформ, находясь в наиболее погруженных зонах, а следовательно, и первыми вступив в главную фазу нефтеобразования, являлись своеобразным катализатором массовой генерации УВ в соответствующих (одновозрастных им) клиноформах. Миграция УВ шла по латерали, из погруженных зон к бровке шельфа и контрастным структурам типа Сургутского, Нижневартовского и других сводовых и валообразных поднятий.

Не исключено, что баженовские аргиллиты юрского возраста вследствие определенной самостоятельности и изолированности от нижнемеловых клиноформ не имеют прямого отношения к залежам в них. И этим, возможно, объясняется, как уже отмечалось выше, различие свойств нефтей тех и других [3]. Вертикальные перетоки внутри комплекса, вероятнее всего, были в зоне шельфа и прибрежной части, где происходили размывы ундаформных и шельфовых отложений, приводивших к "слиянию" песчаных тел. Это способствовало и "слиянию" потоков нефти, следствием чего явилось избыточное заполнение ловушек. Целые группы локальных структурных ловушек полностью ("до замка") заполнялись нефтью, объединяясь и образуя крупные и гигантские многопластово-массивно-структурные залежи. Примером может служить гигантская залежь в баррем-аптских пластах группы А Самотлора.

Из изложенного следует еще один вывод поискового характера. При прочих равных условиях наиболее крупные залежи будут тяготеть к источнику нефти, т.е. к зоне распространения битуминозных глин клиноформ (фондоформ) и максимальных мощностей (и объемов) собственно клиноформ, прошедших (или проходящих) главную фазу нефтеобразования. Отсюда также следует необходимость детального изучения клиноформного комплекса, картирования и исследования каждой клиноформы, оценки ее генерационного, эмиграционного и аккумуляционного потенциалов, и это – задача первостепенной важности в ускоренном

поиске крупнейших скоплений нефти в Западной Сибири и выборе приоритетных проектов финансирования исследовательских программ.

Таким образом, системно-литмологический подход к изучению строения юрско-неокомского комплекса и новые данные по биомаркерам позволяют дать вполне убедительное объяснение природы и источника гигантских скоплений нефти в рассматриваемом комплексе.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Андрусевич В.Е., Быстриков О.И., Олли И.А.* и др. Модель формирования углеводородных скоплений в мезозое Западной Сибири в связи с прогнозом нефтегазоносности // Моделирование нефтегазообразования. М.: Недра, 1992. С. 80–85.
2. *Брадучан Ю.В., Гольберт А.В., Гурари Ф.Г.* и др. Баженовский горизонт. Новосибирск: Наука, 1986. 217 с.
3. *Воробьева Н.С., Земскова З.К., Пунанов В.Г.* Биометки нефтей Западной Сибири // Нефтехимия. 1992. Т. 32, № 5. С. 405–420.
4. *Гольберт А.В., Гурари Ф.Г., Климова И.Г.* Материалы по региональной геологии Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1971. С. 4–9.
5. *Гурари Ф.Г., Казаринов В.П., Миронов Ю.К.* и др. Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности – новой нефтяной базы СССР. Новосибирск: Изд-во СО АН СССР, 1963. 210 с.
6. *Иващенко А.Е., Онищук Т.М., Наумов А.Л., Смирнов В.Г.* О возможности выделения сейморазведкой литологических ловушек в неокомских отложениях севера Западной Сибири // Геология и геофизика. 1980. № 12. С. 117–122.
7. *Карогодин Ю.Н.* Ритмичность осадконакопления и нефтегазоносность. М.: Недра, 1974. 174 с.
8. *Карогодин Ю.Н., Нежданов А.А.* Литмологические закономерности пространственного размещения резервуаров и залежей углеводородов Западной и Восточной Сибири // Геология и геофизика. 1988. № 7. С. 3–10.
9. *Карогодин Ю.Н., Нежданов А.А.* Неокомский продуктивный комплекс Западной Сибири и актуальные задачи его изучения // Геология нефти и газа. 1988. № 10. С. 9–14.
10. *Карогодин Ю.Н.* Введение в нефтяную литмологию. Новосибирск: Наука, 1990. 240 с.
11. *Конторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И.* и др. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Л.: Недра, 1967. 224 с.
12. *Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К.* и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
13. *Конторович А.Э., Петерс К.Е., Молдован Д.Н.* и др. Углеводороды – биомаркеры в нефтях Среднего Приобья (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. 1991. № 10. С. 3–34.
14. *Наумов А.Л., Онищук Т.М., Дядюк Н.П.* О литологических залежах углеводородов на севере Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1979. № 8. С. 15–20.
15. *Нежданов А.А.* Сейсмогеологический прогноз и картирование неантиклинальных ловушек нефти и газа в Западной Сибири. М.: МГП "Геоинформмарк", 1992. Ч. 1. 99 с.; Ч. 2. 101 с.
16. *Нестеров И.И., Шпильман В.И., Плавник Г.И., Судат Л.Г.* Перспективы нефтегазоносности неокомских отложений Тюменской области // Геология нефти и газа. 1985. № 10. С. 8–13.
17. *Онищук Т.М., Наумов А.Л., Векслер Л.А.* Корреляция продуктивных пластов нижнего мела в Среднеобской НГО // Там же. 1977. № 6. С. 32–37.
18. Решение V Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991. 54 с.
19. *Таруц Г.М., Гайделбурова Е.А.* Строение нефтегазоносных отложений баженовской свиты Западно-Сибирской плиты в связи с особенностями тектоники верхнеюрского бассейна осадконакопления // Цикличность осадконакопления нефтегазоносных бассейнов и закономерности размещения залежей. Новосибирск, 1978. С. 80–97.

УДК 551.1+553.98:551.+762.1/2 (571.1)

А.Э. Конторович, Ю.Н. Карогодин, В.И. Ильина, М.А. Левчук

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НИЖНЕ-СРЕДНЕЮРСКИХ НЕФТЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КРАСНОЛЕНИНСКОГО РАЙОНА (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

В Красноленинском районе Западной Сибири открыто уникальное Талинское месторождение нефти. Оно приурочено к западному склону крупного Красноленинского свода. Уникальность месторождения заключается в гигантских размерах юрских залежей и необычности их строения. Последнее заключается в ее рукавообразной, дендровидной форме, значительной (более 200 км) общей протяженности "рукавов" и отсутствии связи с современным структурным планом.

В юрском этаже Западной Сибири открыто несколько сот залежей нефти и газа. Однако запасы одного Талинского месторождения превышают запасы всех остальных, вместе взятых.

Для успешного поиска данного типа месторождений необходимо иметь достаточно ясное представление о строении самого Талинского месторождения.

Красноленинский свод находится в западной, прибортовой части Мансийской синеклизы и окружен со всех сторон достаточно глубокими впадинами и прогибами (рис. 1, см. вкл.). На севере это Шеркалинский, а на востоке Елизаровский мегапрогибы, на юге – Ханты-Мансийская впадина, на юго-востоке – Западно-Ссульская седловина, отделяющая свод от Шаимского мегавала (структурного носа). С запада к своду подходит достаточно глубокий Верхне-Кондинский мегапрогиб, а на северо-западе он ограничен Мутомской котловиной с глубинами до основания юрских отложений более 2900 м. В Елизаровском мегапрогибе глубины до подошвы юрских отложений более 3,3 км. Видимо, он является приосевой зоной синеклизы на данной широте. Перепад отметок от вершины Красноленинского свода до наиболее погруженных зон Елизаровского мегапрогиба составляет более 1000 м. Это наряду с высокими температурами (более 100°С) создавало весьма благоприятные условия для активной генерации углеводородов, их миграции со всех сторон и аккумуляции в пределах свода и на пути к нему.

© А.Э. Конторович, Ю.Н. Карогодин, В.И. Ильина, М.А. Левчук, 1994

По отмеченным выше структурным особенностям Красноленинский свод сходен с Предпенсильванским выступом (мегавалом) Амарилло (США), который также окружен со всех сторон депрессиями, в том числе такими крупными и глубокими, как впадина Додж–Сити, прогиб Анадарко (с глубинами до фундамента более 10 км) и др. Как известно, с пенсильванскими базальными слоями связаны ряд крупных месторождений нефти и гигантская залежь газа месторождения Панхендл-Хьюготон. Его протяженность (более 165 км) соизмерима с протяженностью залежей в нижнеюрских отложениях Талинского месторождения.

Контуры самого Красноленинского свода по поверхности доюрских образований (отражающий горизонт А) с некоторой долей условности можно провести в пределах изогипс 2700–2800 м. Свод осложнен двумя структурами второго порядка – Ендырским и Поттымецким куполовидными поднятиями и рядом достаточно контрастных локальных поднятий (Каменное, Елизаровское, Ем-Еговское, Пальяновское, Лорбинское и др.), выявленных площадными сейсморазведочными работами. Амплитуда локальных поднятий по подошве юрских образований достигает 200 м. Поднятия, как правило, характеризуются изометричной формой и различной степенью изрезанности контуров. Амплитуда самого свода порядка 400 м, а размеры примерно 100 × 170 км.

В пределах района пробурены сотни поисково-разведочных и тысячи эксплуатационных скважин, позволяющих достаточно полно представить геологическое строение как Талинского месторождения, так и Красноленинского свода в целом.

В пределах района вскрыт довольно полный разрез (более 3 км) юрско-палеогенового осадочного чехла. Основание разреза представлено нижне-среднеюрскими континентальными отложениями, залегающими на различного возраста осадочных и эффузивных, чаще всего сильно дислоцированных палеозойских породах. В сводах ряда локальных поднятий они прорваны гранитами. В пониженных участках свода и за его пределами довольно широко распространены юрско-триасовые осадочно-эффузивные толщи, часто именуемые промежуточным (или "вторым") структурным этажом. Продуктивными в районе являются отложения всех трех отделов юры и апт-нижнеальбские породы викуловской свиты. Однако основные запасы сосредоточены в нижне-среднеюрских залежах шеркалинской свиты. Особенностям строения отложений этих залежей и уделено внимание в данной статье.

Особенности строения разреза продуктивных отложений (с позиций системно-литмологического подхода)

В литолого-фациальном отношении юрский разрез делится на две части: нижняя – преимущественно континентальные образования плинсбах–нижнего келловея и верхняя – келловей–волжские морские отложения. До недавнего времени нижняя часть разреза выделялась в тюменскую свиту. На последнем стратиграфическом совещании в Тюмени (1990 г.) принято плинсбах-нижнеааленскую часть разреза выделять в

самостоятельную шеркалинскую, а вышележащие, аален-нижнекелловейские, – в собственно тюменскую свиты.

Как уже отмечалось, нефтепроявления и залежи имеются в коллекторских горизонтах всего юрского разреза. Однако основные гигантские залежи нефти сконцентрированы в двух горизонтах[1] ("пластах"), именуемых пластами $ЮК_{10}$ и $ЮК_{11}$.

Отсутствие фауны в разрезе нижнеюрских отложений исследуемого района, фрагментарный отбор керна в поисково-разведочных и тем более в эксплуатационных скважинах и ряд других факторов требуют поиска нетрадиционных методов подхода к решению вопросов стратиграфии нижне-среднеюрских отложений.

Опыт изучения данных и им подобных "немых" толщ дает основание для утверждения о достаточно эффективном использовании системно-литмологического подхода с целью детального расчленения и корреляции. Сущность его изложена в ряде монографий [17–19].

Выделенные в разрезе тела-системы (циклиты, стратомы) в дальнейшем лишь подвергаются детализации и различному "наполнению" (минералогическому, геохимическому, биостратиграфическому, битумологическому и т.д.). При этом границы физических тел – циклитов остаются прежними, без принципиальных изменений. Может меняться представление о возрастном объеме тела, стратиграфическом положении внешних и внутренних границ, фациальных условиях формирования циклитов и их элементов и т.д., но не их физические границы и объемы геологических тел. Именно в этом видится одно из преимуществ разрабатываемого системно-литологического подхода к расчленению осадочных разрезов любого возраста (от рифейских до современных) и выявлению их генезиса.

Следует отметить, что системно-литмологический подход – это, по существу, дальнейшее развитие циклического ("ритмического" и "циклостратиграфического") подхода в осадочной геологии и стратиграфии. Как уже отмечалось ранее [17], пионерами в изучении цикличности вообще были русские исследователи И.И. Эйхвельд [33], а в Западной Сибири – М.А. Усов [32] и В.П. Казаринов [6–9]. За время исследования Западной Сибири к изучению цикличности осадконакопления обращались многие геологи. Этот подход не потерял своей актуальности и сейчас.

В связи с эксплуатацией и доразведкой Талинского месторождения накоплен огромный фактический геолого-геофизический, а также промысловый материал, поэтому целесообразно (при ориентации на поиск подобных месторождений) разработать его модель, начиная с модели строения разреза.

Системно-литмологическое расчленение и корреляция разрезов по какому-либо профилю, а тем более площади, начинается с формирования представления о литмостратиграфической модели изучаемого разреза. Опорой при этом служат разрезы обнажений, а в бассейнах, где их нет (закрытого типа, как Западно-Сибирский), – керн скважин. Во втором случае доля условности возрастает.

---

[1] Термин "горизонт" здесь и ниже использован не в стратиграфическом, а в геолого-промысловом смысле, как комплекс проницаемых, продуктивных пластов.

В качестве эталона для разработки литмостратиграфической модели выбрана промысловая скв. 2797 Талинского месторождения с довольно значительным отбором керна и вскрывшая достаточно полный (для данного района) разрез. По разрезу этой скважины выполнены системно-литмологическое, литолого-петрографическое и палинологическое исследования. С целью уточнения и обоснования некоторых границ циклитов привлекались геолого-геофизические материалы скв. 139, 133 (стратотип шеркалинской свиты) и др., а для показа положения в структуре циклитов продуктивных пластов – разрез скв. 102. Последняя принята геологами за эталон при выделении продуктивных пластов и их индексации. Это наряду с изучением кернового материала других скважин Красноленинского района позволило сформировать представление о литмостратиграфической модели нижне-среднеюрских отложений, положении коллекторских и экранирующих горизонтов в структуре циклитов [21].

У ряда исследователей существует иная точка зрения на циклостратиграфическое строение шеркалинской свиты. Из того, какая модель принимается, вытекают различные выводы о ее формировании, стратегии поиска талинского типа залежей и целый ряд других практических выводов.

Поскольку основные залежи нефти Талинского месторождения связаны с плинсбах-ааленскими отложениями шеркалинской свиты, то и акцент в статье сделан именно на их расчленении, корреляции и строении. Литмостратиграфическая модель всего разреза нижне-среднеюрских отложений опубликована ранее [21], поэтому остановимся лишь на главных особенностях строения и обосновании возрастного положения внутренних и внешних границ шеркалинского циклита.

Данный циклит (регостратом) выделен в объеме двух продуктивных песчаных пластов ($ЮК_{11}$, $ЮК_{10}$) и перекрывающих их глинистых пачек, соответственно тогурской (талинской) и родомской, ранее выделенных И.И. Нестеровым и Ф.Г. Гурари.

В составе шеркалинского регоциклита (свиты) выделяются два зональных циклита (снизу вверх): талинский и радомский.

Талинский зонциклит выделяется в скв. 2797 в инт. 2795–2751 м.

Нижний элемент циклита представлен гравелитами, песчаниками продуктивного пласта $ЮК_{11}$ с прослоями алевролитов и углистых аргиллитов, количество и мощность которых увеличиваются вверх по разрезу. Эти отложения залегают с размывом на подстилающих породах. На каротажных диаграммах и по керну видно, что это не единый породный "пласт" (слой), а горизонт, состоящий из 3–4 и более песчаных, песчано-гравелитовых пластов, разделенных прослоями и линзами глин в различной степени алевритистых.

Из образцов песчаника и глинистого алевролита, отобранных в скв. 2797, В.И. Ильиной определен спорово-пыльцевой комплекс верхнего плинсбаха (палинозоны 4, 5) [5].

Анализ кернового материала и характер электрокаротажных диаграмм со всей очевидностью свидетельствуют о постепенной (через переслаивание) смене пород нижнего гемициклита образованиями верхнего, представленного преимущественно аргиллитами тогурской (талинской) пачки. В разрезе скв. 2797 в верхней части пачки (3–5 м) наблюдаются наиболее

тонкоотмученные темно-серые до черных и бурые аргиллиты. Встречаются также линзы (до 15 см) серого, буроватого сидеритизированного известняка, гнезда пирита, обломки мелких двустворок, филлопод, динофлагеллят. Верхняя граница гемициклита чаще всего резкая. Мощность пачки тогурских глин по площади района меняется от 0 до 17 м. Общая мощность талинского зонального циклита по площади месторождения меняется от 0 до 74 м.

Палинокомплекс тогурской пачки характерен для 6-й палинозоны нижнего тоара севера Сибири [5].

Вышезалегающая пара – песчаный горизонт ($ЮК_{10}$) и перекрывающая его глинистая радомская пачка выделяются в радомский зонциклит (рис. 2, см. вкл.). Он выделяется в разрезе скв. 2797 в инт. 2751,5–2696,5 м.

По нашим представлениям, базальные песчаники (пласт $ЮК_{10}$) залегают с размывом на аргиллитах талинской пачки одноименного зонциклита. Мощность его в разрезе скв. 2797 порядка 10 м, а по площади месторождения меняется от 0 до 50 м.

Из этих песчаников и прослоев алевролитов в образцах инт. 2751,0–2745,0 и 2745,0–2741,0 м в скв. 2797 определен спорово-пыльцевой спектр, типичный для раннего тоара, характеризующий его климатический оптимум [5].

Выше пачки однородных песчаников залегает толща переслаивания песчаников и аргиллитов в различной степени алевритистых, глинистых с явным возрастанием глинистых прослоев вверх по разрезу. Мощность данного переходного элемента порядка 15–17 м. Эта часть разреза также относится геологами к $ЮК_{10}$. На электрокаротажных диаграммах (особенно скв. 139, 102 и 121) постепенный переход к верхнему элементу – глинистой пачке – наблюдается весьма отчетливо.

Следующий (третий) элемент циклита представлен, как уже отмечено выше, глинистой толщей, именуемой радомской пачкой (интервал 2732–2696,5 м в скв. 2797). Макроскопически это темно-серые аргиллиты. По напластованию отмечается довольно много углистого материала. В керне нередко встречаются прослои углей, достаточно уверенно опознающиеся по комплексу промыслово-геофизических данных (КС, ПС, ГК и др.). Верхние 3–5 м данного элемента циклита, как и в предыдущем случае, представлены наиболее тонкоотмученными аргиллитоподобными глинами. Это находит отражение и на электрокаротажных диаграммах. В пачке встречаются прослои, похожие по внешнему облику, однородности, раковистому излому, отсутствию углистого материала и редким раковинам мелких двустворок, а также фораминифер на морские глины.

Верхняя граница циклита и по каротажу, и по смене литологического состава часто очень резкая. Мощность радомского циклита по площади изменяется от 0 до 70 м.

Из самых низов радомской пачки и верхней ее части определен спорово-пыльцевой комплекс 8-й палинозоны, характерный для нижнеаленских отложений [5].

Как уже отмечалось выше, описанные два зональных циклита состав-

ляют единый региональный (шеркалинский) проциклит, мощность которого по площади меняется от 0 до 135 м.

Возрастной объем его и одноименной свиты на основании палинологических данных, как следует из вышеизложенного, принимается плинсбах–тоар–нижнеаалленским. Граница шеркалинской и тюменской свит (собственно и регоциклитов шеркалинского и пальяновского) в разрезах многих скважин чаще всего резкая, как по керну, так и по каротажу. В ряде разрезов скважин на глинах радомской пачки с размывом залегают мелкогалечниковые конгломераты, состоящие из слабоокатанных обломков, изверженных метаморфических и метаморфизованных пород доюрского основания. Наличие базальных конгломератов в "пласте" $ЮК_9$ можно считать достаточно веским основанием для проведения границы между регоциклитами (и свитами) [21].

Описанная выше модель системно-литмологического расчленения была положена в основу расчленения и детальной корреляции большого массива скважин Красноленинского района.

Морфология нижнеюрских продуктивных отложений Талинского месторождения

Изучение морфологии и палеогеоморфологии продуктивных отложений любых полезных ископаемых имеет важное познавательное и поисковое значение [11]. Это путь к расшифровке структуры и генезиса залежей, ключ к выработке стратегии поисково-разведочных и оптимальной организации эксплуатационных работ.

В данном случае важность изучения морфологии нижнеюрских продуктивных горизонтов Талинского месторождения обусловлена рядом причин. С этими горизонтами, как уже отмечалось, связаны основные (гигантские) залежи месторождения. До сих пор нет ясного геологического представления о северном и южном их окончаниях. Различными геологами высказываются прямо противоположные точки зрения на генезис продуктивной толщи. Одни исследователи [1, 13–16, 27, 28] считают ее аллювиально-пролювиальной, другие [29, 30] – морской.

Морфологический и палеоморфологический анализы являются важнейшими элементами в понимании условий формирования продуктивных отложений.

Системно-литмологический подход, использованный при изучении кернового и промыслово-геофизического материалов, позволил разработать описанную выше литмостратиграфическую модель разреза нижне-среднеюрских отложений Красноленинского района. Это, в свою очередь, открыло путь к детальному изучению как нижне-, так и среднеюрских продуктивных толщ.

На этой основе для морфологического анализа Ю.Н. Карогодиным и Л.П. Изаровой при участии Е.А. Гайдебуровой построена серия карт (изопахит продуктивных песчаных отложений пластов $ЮК_{11}$, $ЮК_{10}$ и перекрывающих их глинистых талинской и радомской пачек, а также целиком талинского и радомского зональных циклитов). Они дополнены структурными картами по кровле пластов $ЮК_{11}$ и $ЮК_{10}$.

Максимальные мощности $ЮК_{11}$ и песчанистость фиксируются в центральных частях изометричного поля, связанного с Мутомской котловиной (в современной структуре осадочного чехла), и в приосевых частях рукавов.

На картах изопахит верхней половины (талинской пачки) и всего рассматриваемого циклита эта закономерность в распределении мощностей повторяется, как и общие контуры распространения тел. Наблюдается некоторое их расширение.

Аналогичные построения выполнены и по радомскому зонциклиту. На структурной карте по кровле пласта $ЮК_{10}$ (нижней половины этого циклита) (рис. 3, см. вкл.) отчетливо вырисовывается узкий рукав, ориентированный с юго-юго-востока на северо-северо-запад. На самом юге он раздваивается, приобретая вид "ласточкиного хвоста".

С юга на север наблюдается расширение рукава до 10 км за счет того, что к основному руслу с востока в районе скв. 880 подходит более короткий и менее широкий рукав.

Еще севернее, в районе скв. 432, обосабливается второй рукав, который тоже присоединяется с востока к основному, субмеридиональному. Эти два рукава огибают с юга и севера Ингинскую палеовозвышенность. В районе их объединения образуется обширное изометричное поле размером примерно 26 × 40 км, охватывающее территорию Мутомской котловины. К северо-северо-востоку от этого поля картируется "рукав" шириной в несколько километров и протяженностью порядка 40–45 км. Пока трудно сказать, есть ли у него далекое северное продолжение или он картируется только на широте скв. 157, 153, 841. Общая протяженность "рукавов" более 230 км. Определенное изменение в распространении этого горизонта по сравнению с нижележащим $ЮК_{11}$ заключается в возможном расширении рукава и явном удлинении южного "хвоста" на фоне общего увеличения площади, занятой гемициклитом.

Структурные карты и схемы изопахит продуктивных пластов весьма сходны, поэтому из-за ограниченного объема статьи, а также во избежание повтора публикации [22] сделан акцент на характеристике лишь основного продуктивного пласта $ЮК_{10}$.

Радомская глинистая пачка повторяет контуры подстилающего пласта $ЮК_{10}$ с некоторым расширением площади. Максимальные мощности пачки (30–35 м) так же, как и обоих циклитов и их элементов, приурочены к приосевым частям "рукавов" и восточной части Мутомской котловины, где, видимо, происходил активный сброс терригенного материала.

Морфология песчаных пластов $ЮК_{10}$, $ЮК_{11}$ [22], а также глинистых пачек позволяет сделать следующие вполне обоснованные выводы.

Песчаные пласты $ЮК_{10}$ и $ЮК_{11}$ черкалинской свиты имеют форму русловых аллювиально-пролювиальных образований. Вероятнее всего, они формировались в долине палсореки (Палеоталинки), ее притоков и проток. Об этом свидетельствует дендровидно-русловая форма тел как самих песчаников, так и перекрывающих их глинистых пачек. Естественно, и оба зональных циклита имеют ту же дендровидно-русловую форму распространения.

Русловый генезис пластов $ЮК_{10}$ и $ЮК_{11}$ доказывается многими иссследователями [26] по различным литолого-геохимическим признакам. К подобному выводу на основании детального текстурного анализа пришел С.В. Архипов [1]. На этом мы акцентируем внимание в связи с существованием и другой точки зрения на природу песчаных тел. А.А. Нежданов, В.В. Огибенин и др. [29] считают эти отложения морскими, а циклы – трансгрессивно-регрессивными. Единичные находки трудноопределимых фораминифер и редкие обломки и отпечатки раковин двустворок в глинистых прослоях и перекрывающих пачках аргиллитов в лучшем случае свидетельствуют о кратковременных ингрессиях по переуглубленным участкам, какими являлись долины рек и внутренние водоемы типа море-озеро. Такая возможность ингрессивного проникновения морских вод с севера Западной Сибири в центральные районы предполагалась и ранее [13].

Вывод о речном, аллювиально-пролювиальном генезисе нижнеюрских песчаников является еще одним подтверждением сделанного предположения [13–15] и последующих заключений разных исследователей.

Установив аллювиально-пролювиальный генезис продуктивных отложений, весьма важно определить направление течения и местоположение дельты палеорски, так как с дельтовыми образованиями во многих районах мира связаны крупные скопления углеводородов. Из анализа, рассмотренного выше, и имеющихся в нашем распоряжении материалов следует, что основная река и ее восточные притоки, видимо, впадали на северо-востоке в Мутомское палеоозеро [20]. В современном структурном плане это довольно глубокая и обширная Мутомская котловина. Вероятно, из этого водоема на севере вытекала река (северный "рукав"). Однако она не имела такого ярко выраженного русла, выполненного песчаными материалами, как впадавшая в озеро река с юга.

На севере, за пределами Красноленинского свода, скорее всего была обширная заболоченная низменная равнина, отделявшая возвышенные районы юга и запада от берега лейас-раннетоарского моря. Определенным подтверждением такого вывода является и то, что почти ни в одной из нескольких десятков скважин, пробуренных к северу от Красноленинского свода, фациальных аналогов пластов $ЮК_{10}$, $ЮК_{11}$ (с хорошими коллекторскими свойствами) пока не обнаружено.

Используя большой объем данных бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, а также разность мощностей между отражающими горизонтами А (подошва юрских отложений) и Б (кровля юрских отложений), в дополнение к набору детальных карт М.А. Левчук построил еще карту изопахит шеркалинской и тюменской свит для всего Красноленинского района (рис. 4, см. вкл.). На эту карту вынесены контуры распространения пласта $ЮК_{10}$ (по существу, шеркалинской свиты). Анализ карты изопахит позволяет сделать ряд дополнительных выводов.

Красноленинский свод в течение всего ранне-среднеюрского времени существовал как крупное палеоподнятие с относительной высотой поряд-

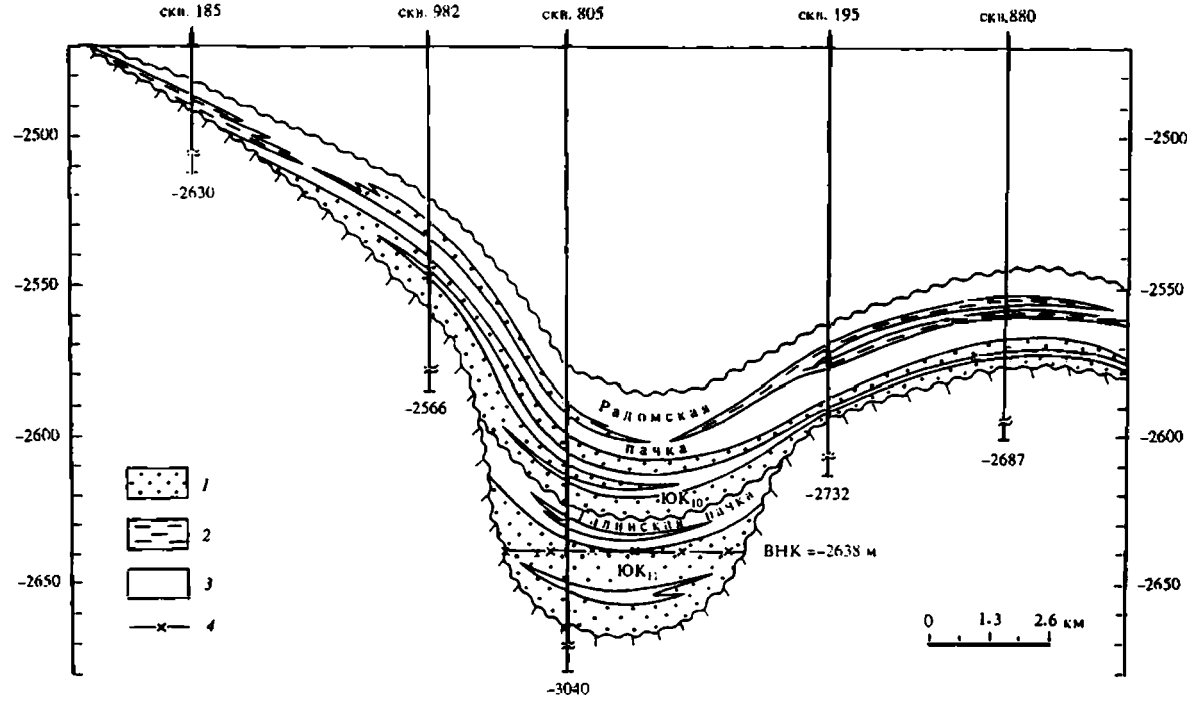


Рис. 5. Геологический разрез плинсбах-нижнеааленских отложений по линии скважин 185–982–805–195–880
1 – песчаники; *2* – алевролиты; *3*– аргиллиты, глины; *4* – водо-нефтяной контакт

ка 500 м. Видимо, именно он был основным поставщиком обломочного материала в то время. И только в поздней юре возвышенность была перекрыта отложениями широкомасштабной келловейской трансгрессии. При этом разница в мощностях нижне-среднеюрских отложений на поднятии и погруженных участках крыльев достигает 240–350 м.

Весьма отчетливо прослеживается связь рукавообразного распространения $ЮК_{10}$ с линейно вытянутыми зонами нижне-среднеюрских отложений, оконтуривающимися изопахитами 200 м и более. Мощность шеркалинской свиты в зоне ее развития увеличивается в северном направлении с 70 (скв. 905) до 140 м (скв. 102) и более. Эти два факта могут свидетельствовать о преимущественно эрозионном характере зоны "каньонообразного" заполнения отложениями шеркалинской свиты и направлении течения по основному руслу с юга на север, в сторону Мутомской котловины. Можно предполагать, что основное русло Палеоталинки в южной части района находилось восточнее Согомской площади, так как в левом Онтохском притоке шеркалинские отложения постепенно выклиниваются (см. рис. 4).

Из анализа этой и предыдущих карт можно также сделать вывод, что один из крупных левобережных притоков Палеоталинки впадает южнее Яхлинского поднятия. На присутствие отложений шеркалинской свиты в пределах территории Шаимского района можно рассчитывать только в узкой зоне Верхне-Кондинского прогиба.

Для уточнения северного продолжения и южного начала Палеоталинки требуется проведение дополнительных детальных сейсморазведочных работ с бурением поисково-разведочных скважин.

В современной структуре песчаные тела-коллекторы $ЮК_{10}$, $ЮК_{11}$, как известно, распространены на западном склоне Красноленинского свода. Абсолютные отметки кровли $ЮК_{11}$ изменяются от 2520 до 2726 м, $ЮК_{10}$ – от 2475 до 2741 м.

Водонефтяные контакты (ВНК) у $ЮК_{10}$ и $ЮК_{11}$ разные, что свидетельствует о самостоятельности залежей. У нижней и верхней залежей он понижается с севера на юг. Так, у залежи в $ЮК_{10}$ на юге ВНК находится на абсолютных глубинах 2701 м, а на севере – 2606 м (рис. 3, 5). Нефти по составу легкие, малосернистые, малопарафинистые, метанонафтеновые.

Красноленинский район – один из наиболее высокотемпературных в Западной Сибири. Пластовые температуры здесь превышают 100°С.

Критерии прогноза гигантских зон газонефтенакопления талинского типа

Выполненный по Красноленинскому району анализ геолого-геохимической информации показывает, что в обоснование прогноза гигантских зон газонефтенакопления целесообразно выделить по крайней мере две задачи: первая – региональный прогноз территорий, где могут быть обнаружены зоны талинского типа; вторая – оконтуривание таких зон с целью оптимизации поисковых и разведочных работ и выявление участков с

высокоемкими, хорошо проницаемыми коллекторами. Из предыдущего изложения следует также, что для образования зон нефтегазонакопления талинского типа необходимо присутствие факторов, контролирующих ландшафтно-седиментационные условия, которые формируют первоначальный облик такой относительно автономной генерационно-аккумуляционной системы, как Талинская зона газонефтенакопления. Однако при всей важности этих факторов наличия их часто недостаточно. Дело в том, что постседиментационные катагенетические и тектонические процессы могут привести к существенному ухудшению или улучшению фильтрационно-емкостных параметров аккумуляционной подсистемы, что либо повысит, либо существенно понизит перспективы зоны. Не менее важно, что постседиментационные, в первую очередь тектонические процессы, могут привести к нарушению автономности, изолированности системы. В конкретных условиях нижнеюрского разреза Западной Сибири это может способствовать оттоку части углеводородов из зоны в результате вертикальной миграции и снижению ее потенциала. Возможна и обратная ситуация, когда в результате вертикальной миграции из палеозойских либо триасовых отложений и аккумуляции в нижнеюрских отложениях потенциал зоны увеличится.

Попытаемся в самом общем виде наметить пути решения указанных прогнозных задач.

Как следует из вышесказанного и литературных данных [2–4, 10, 12, 14, 21, 25], зоны газонефтенакопления в отложениях нижней юры центральных и южных районов Западной Сибири представляют собой геологические тела, сформировавшиеся после длительных континентальных перерывов. Они выполняют депрессионные зоны постперерывного рельефа и образуют автономные суббассейны, отвечающие по размерам структурам 1, 2 и 3 порядков.

Намечаются два типа таких суббассейнов. Первые выполняют крупные депрессионные зоны, соответствующие структурам 1 порядка. Пример – Нюрольско-Колтогорский суббассейн на западе Томской области [4, 25]. Для подобного рода суббассейнов характерны литологические ловушки типа врезов, зон озерных пляжей и дельт. В этих неморских бассейнах известны гигантские зоны нефтенакопления, в частности нефтяной район Шенли в бассейне Бохайвань и месторождение Дацин в бассейне Сунляо в Китае. Поиски таких зон нефтенакопления в Западной Сибири – задача будущего. Суббассейны второго типа выполняют депрессионные зоны каньонообразной морфологии. Именно к этому типу относится гигантская Талинская зона газонефтенакопления.

Таким образом, как видно из сказанного, для формирования коллекторов и ловушек типа Талинской требуется выполнение ряда условий.

1. Специфический рельеф областей денудации и седиментации:

достаточно высокая степень контрастности рельефа доюрских образований, при которой превышение областей денудации над областями аккумуляции более 500 м;

наличие в областях денудации межгорных понижений и крыльевых

осложнений врезового оврагоподобного типа, благоприятных для развития сети временных водотоков и рек;

линейно вытянутая форма областей аккумуляции шириной от 1–2 до 5–7 км, достаточно расчлененный рельеф областей денудации по обе стороны седиментационной ванны, связь отдельных относительно крупных субванн, осложняющих область системами желобов, обеспечивающих единство гидродинамической системы суббасейна;

близость областей денудации и областей аккумуляции, отсутствие сколько-нибудь широких денудационно-транзитных предгорных равнин.

2. Геологическое строение областей денудации:

широкое развитие выходов на дневную доюрскую поверхность гранитных и гранитоидных массивов, метаморфических и осадочных пород, обогащенных кварцем.

3. Циклический экстенсивный характер развития рельефа и седиментации, при котором в силу эрозии водосборов и эвстатических колебаний уровня Мирового океана и грунтовых вод формировались пролювиально-аллювиальные грубозернистые осадки, обогащенные кварцем и кремнистыми обломками. Поступление низкогорных и холмистых водосборов сменялось накоплением пелитовых осадков в обширных озерных водоемах, окруженных пенепленизированными плато. В условиях теплого гумидного климата здесь интенсивно протекали процессы химического выветривания и формировался каолиновый профиль коры выветривания, что обеспечивало циклическое строение разреза, благоприятное для формирования горизонтов с хорошими коллекторскими свойствами и глинистых флюидоупоров.

Следует подчеркнуть, что трансгрессивные бассейновые осадки раннего тоара имеют глобальное распространение в северной половине Евразиатского континента (Парижский, Лено-Вилюйский, Западно-Сибирский бассейны и др.).

4. Широкое развитие в разрезе нефтепроизводящих пород с высоким генерационным потенциалом:

в качестве таковых, как правило, выступают озерные, а также ингрессивно-морские тонкопелитовые отложения, обогащенные органическим веществом авлакогенного типа с высокой концентрацией полимерлипидных компонентов, образовавшихся из планктоно-, бентосо- и бактериогенного органического вещества. Формирование таких осадков происходило в озерных водоемах с высокой биологической продуктивностью и низким темпом терригенного осадконакопления. Высокая биологическая продуктивность озерных бассейнов предопределялась теплым гумидным климатом и интенсивным поступлением воднорастворенных питательных веществ, поступавших с интенсивно выветривающихся водосборов.

Именно такой механизм формирования нижнеюрских резервуаров и нефтепроизводящих пород прогнозировал свыше 30 лет назад назад В.П. Казаринов [7, 8, 10].

5. Катагенез органического вещества, отвечающий главной зоне нефтеобразования и обеспечивающий интенсивную генерацию нефти в материнских породах суббассейна.

При подобном благоприятном стечении обстоятельств формировалась и

функционировала автономная генерационно-аккумулятивная система, в которой создавались при высокой интенсивности генерации углеводородов уникальные условия для их аккумуляции. Как отмечалось ранее, всякий нефтегазоносный бассейн представляет собой самоорганизующуюся диссипативную систему [23, 24]. Суббассейны талинского типа уникальны в том отношении, что в них процессы диссипации, рассеивания углеводородов протекают со значительно меньшей интенсивностью, чем в других, менее автономных типах нефтегазоносных бассейнов.

Из выполненного анализа благоприятных предпосылок формирования гигантских зон газонефтенакопления талинского типа вытекает следующий комплекс необходимой информации и формируемых на ее основе документов:

детальные мелкомасштабные схемы корреляции и стратификации отложений;

макро-, микрофаунистические, палинологические разрезы, профили и схемы;

палеогеоморфологические реконструкции и на их основе построенные палеогеоморфологические карты на время формирования отдельных горизонтов и пластов масштабов 1 : 1 500 000, 1 : 1 000 000, 1 : 500 000, 1 : 200 000 в зависимости от масштаба и задач конкретного исследования для всей провинции или отдельных фациальных областей и зон;

детальные литолого-минералогические размеры и карты отдельных пластов и их частей;

минералогические и гранулометрические диаграммы, тригонограммы для расшифровки палеоландшафтных обстановок;

карты изопахит, литологии, гранулометрического и минералогического состава пластов и пачек-флюидоупоров;

карты толщины отдельных проницаемых пластов, структурные карты по их кровле;

палеоклиматические реконструкции на основе палеоботанических, палинологических, литологических и геохимических данных;

детальные разрезы, профили и карты распределения и типов органического вещества в отложениях отдельных пластов;

детальные палеоландшафтные карты на время формирования отдельных горизонтов и пластов;

детальные разрезы, профили и карты, характеризующие генерационный потенциал и степень катагенетической превращенности органического вещества нефтепроизводящих пород;

графики истории погружения и палеотемпературного режима основных нефтегазогенерирующих пластов и пачек;

карты дизъюнктивной тектоники и возможных зон гидротермальной деятельности.

На основе всей этой информации должна строиться карта прогноза районов и участков вероятной локализации залежей талинского типа и оценки начальных и прогнозных ресурсов углеводородов.

Необходимо иметь в виду, что наряду с чисто геологической информацией при таких построениях следует использовать обширные данные сейсморазведки, которые при надлежащих графах обработки и комплек-

сировании с материалами глубокого бурения дают исключительно ценную и детальную информацию для выполнения перечисленных выше построений и картирования ловушек углеводородов [25, 31].

Есть все основания полагать, что зоны, подобные талинской (возможно, иного масштаба), будут еще выявлены в юрских отложениях Западной Сибири.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Архипов С.В.* Генезис отложений пласта $ЮК_{10}$ шеркалинского зонального циклита Талинского месторождения (по данным текстурного анализа) // Литологические закономерности размещения резервуаров и залежей углеводородов. Новосибирск: Наука, 1990. С. 152–154.
2. *Гурари Ф.Г., Будников И.В., Девятов В.П.* и др. Стратиграфия и палеогеография ранней и средней юры Западно-Сибирской плиты // Региональная стратиграфия нефтегазоносных районов Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1988. С. 60–75.
3. *Гурари Ф.Г., Девятов В.П., Казаков А.М., Москвин В.И.* Палеогеография Сибири в среднеюрскую эпоху // Палеогеография фанерозоя Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. С. 48–55.
4. *Егорова Л.И., Тищенко Г.И.* Возможности прогнозирования песчаных верхнетриас-нижнеюрско-ааленских отложений в связи с особенностями их формирования // Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западно-Сибирской плиты. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. С. 73–82.
5. *Ильина В.И.* Палинология юры Сибири. М.: Наука, 1985. 237 с.
6. *Казаринов В.П.* Мезозойские и кайнозойские отложения Западной Сибири. М.: Гостоптехиздат, 1958. 324 с.
7. *Казаринов В.П.* Тектоника мезо-кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности // Фазы и циклы тектогенеза. М.: Гостоптехиздат, 1958. С. 201–202. (Тр. Всесоюз. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та; Вып. 14).
8. *Казаринов В.П.* Формации мезозоя и кайнозоя Западно-Сибирской низменности в связи с поисками нефти и газа // Сов. геология. 1958. № 12. С. 57–68.
9. *Казаринов В.П.* Осадочные комплексы Западной Сибири // Там же. 1960. № 6. С. 26–38.
10. *Казаринов В.П.* Осадочные серии и тектонические фазы мезозоя и палеогена Сибири // Осадочные серии мезозоя и палеогена Сибири. Новосибирск: Изд-во СО АН СССР, 1963. С. 5–14.
11. *Канибир Э.Б.* Палеогеоморфология нефтегазоносных песчаных тел. М.: Недра, 1979. 256 с.
12. *Карогодин Ю.Н.* Перспективы нефтегазоносности севера Западной Сибири // Геология нефтегазоносных районов Сибири. Новосибирск, 1964. Ч. 1. С. 83–95. (Тр. СНИИГГиМС; Вып. 32).
13. *Карогодин Ю.Н.* О связи нефтегазоносности с палеореками (на примере Красноленинского района Западной Сибири) // Докл. АН СССР. 1966. Т. 170, № 4. С. 908–911.
14. *Карогодин Ю.Н.* О залежах нефти шпуркового типа в Западной Сибири // Нефтегазовая геология и геофизика. 1967. № 10. С. 8–10.
15. *Карогодин Ю.Н.* Закономерности размещения продуктивных горизонтов юрской континентальной толщи нефтегазоносных районов юго-запада Западной Сибири // Материалы по литологии и геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири. Новосибирск, 1968. С. 11–21. (Тр. СНИИГГиСМ; Вып. 78).
16. *Карогодин Ю.Н.* Ритмичность осадконакопления и нефтегазоносность. М.: Недра, 1974. 177 с.
17. *Карогодин Ю.Н.* Седиментационная цикличность. М.: Недра, 1980. 242 с.
18. *Карогодин Ю.Н., Гайдебурова Е.А.* Системные исследования слоевых ассоциаций нефтегазоносных бассейнов. Новосибирск, Наука, 1985. 207 с.
19. *Карогодин Ю.Н.* Введение в нефтяную литмологию. Новосибирск: Наука, 1990. 240 с.
20. *Карогодин Ю.Н.* Раннеюрские моря-озера – важный объект поиска залежей нефти и газа Западной Сибири // Докл. РАН. 1992. Т. 326, № 4. С. 692.

21. *Карогодин Ю.Н.* Литмостратиграфическая модель нижне-среднеюрских отложений Красноленинского свода Западной Сибири // Геология и геофизика. 1993. Т. 34, № 4. С. 19–26.
22. *Карогодин Ю.Н., Илларова Л.П.* Морфология нижнеюрских продуктивных отложений Талинского месторождения (Западная Сибирь) // Там же. № 5. С. 32–37.
23. *Конторович А.Э., Фотиади Э.Э., Демин В.И.* и др. Прогноз месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1981. 350 с.
24. *Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Гуревич Г.С.* и др. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов. М.: Недра, 1988. 223 с.
25. *Конторович А.Э.* Общая теория нафтидогенеза: Базисные концепции, пути построения // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа: Сб. науч. тр. Новосибирск: Наука, 1991. С. 29–44.
26. *Мухер А.Г., Рыбак В.К.* Детальная корреляция продуктивных отложений тюменской свиты Талинской площади (Красноленинский свод). Новосибирск, 1984. С. 39–46. (Тр. ЗапСибНИГНИ; Вып. 188).
27. *Мухер А.Г., Яхович Г.С.* Особенности палеогеоморфологии и закономерности распространения пород коллекторов в нижнеюрских отложениях Сибирского Приуралья // Палеогеоморфология Западной Сибири в фанерозое. Тюмень, 1984. Вып. 189. С. 63–67.
28. *Мухер А.Г., Яхович Г.С., Змановская О.И.* Перспективы нефтегазоносности нижнеюрских отложений Фроловской и западной части Среднеобской нефтегазоносных областей // Геолого-геофизические основы поисков и разведки месторождений нефти и газа в Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1987. С. 105–112.
29. *Нежданов А.А., Огибенин В.В., Куренко М.И.* и др. Региональная литмостратиграфическая схема мезозоя и кайнозоя Западной Сибири и основные закономерности размещения неантиклинальных ловушек углеводородов // Литмологические закономерности размещения резервуаров и залежей углеводородов. Новосибирск: Наука, 1990. С. 80–107.
30. *Огибенин В.В.* Геолого-геофизическое изучение нижне-среднеюрских отложений Тюменской области в обоснование основных направлений поисковых работ на нефть и газ: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Тюмень, 1988. 24 с.
31. *Рудницкая Л.И., Гошко Е.Ю.* Сейсмолитмологические предпосылки выделения и прослеживания циклитов в континентальных отложениях юры Западной Сибири // Прикладные вопросы сейсмолитмологии. Новосибирск: Наука, 1987. С. 90–100.
32. *Усов М.А.* Фазы и циклы тектогенеза Западно-Сибирского края. Томск: Зап.-Сиб. геол. трест, 1934. 209.
33. *Эйхвальд Н.И.* Орографический взгляд на Валахию, Молдавию и Бессарабию // Горн. журн. 1827. Кн. V. С. 21–74; Кн. VI. С. 21–40.

СОДЕРЖАНИЕ

Сурков В.С., Смирнов Л.В. Проблемы геологии и нефтегазоносности нижней и средней юры Западной Сибири 3

Крылов Н.А., Халимов Э.М., Батурин Ю.Н., Аленин В.В., Азаматов В.И. Качественная характеристика ресурсов нефти Западной Сибири 11

Казаков А.М., Девятов В.П. Стратиграфия и седиментогенез нижней–средней юры Западной Сибири 24

Бочкарев В.С., Нестеров И.И. Геодинамические типы рифтогенеза Западной Сибири 35

Карогодин Ю.Н., Ершов С.В., Конышев А.И., Черноморский В.Н. Особенности геологического строения и нефтегазоносности Приобской зоны нефтенакопления Западной Сибири 41

Кулахметов Н.Х., Кислухин В.И., Зининберг П.Я. Литолого-фациальное районирование верхней юры севера Западной Сибири как основа оценки нефтегазоносности 59

Карогодин Ю.Н., Ершов С.В. Источник углеводородов гигантских залежей нефти в неокомских отложениях Западной Сибири с позиции системно-литмологического подхода 73

Конторович А.Э., Карогодин Ю.Н., Ильина В.И., Левчук М.А. Особенности геологического строения нижне-среднеюрских нефтеносных отложений Краснолениинского района (Западная Сибирь) 81

CONTENTS

Surkov V.S., Smirnov L.V. Problems of geology and petroleum potential of Weestern Siberia lower and middle jurassic 3

Krylov N.A., Khalimov E.M., Baturin Yu.N., Alenin V.V., Azamatov V.I. Western Siberia oil resources qualitative characteristics 11

Kazakov A.M., Devyatov V.P. Stratigraphy and sedimentogenesis of lower and middle jurassic of Western Siberia 24

Bochkarev V.S., Nesterov I.I. Geodynamic types of Western Siberia rifting genesis 35

Karogodin Yu.N., Ershov S.V., Konyshev A.I., Chernomorsky V.N. Properties of the geological structure and oil and gas pools of the Priobic zone of oil accumulation in West Siberia 41

Kulakhmetov N.H., Kislukhin V.I., Zininberg P.Ya. Lithological–facies zonation of upper jurassic on North part of Western Siberia 59

Karogodin Yu.N., Ershov S.V. System-litmological view to the hydrocarbon source rocks for neocomian giant oil pools, West Siberia 73

Kontorovich A.E., Karogodin Yu.N., Ilyina V.I., Levchuk M.A. Geological structure reatures and petroleum potential of the lover-middle jurassic deposits of the Krasnoleninsk region (West Siberia) 81

Научное издание

**ГЕОЛОГИЯ И ОЦЕНКА
НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

*Утверждено к печати
Научным советом по проблемам геологии и разработки
месторождений нефти и газа*

Руководитель фирмы "Науки о Земле" *И.С. Власов*
Редактор *Л.И. Приходько*. Художник *Г.М. Коровина*
Художественный редактор *И.Ю. Нестерова*
Технический редактор *Т.В. Жмелькова*. Корректор *Ф.Г. Сурова*

Набор выполнен в издательстве на компьютерной технике

ИБ № 754

ЛР № 020297 от 27.11.91 г.

Подписано к печати 27.07.94. Формат 60 x 90 1/16
Гарнитура Таймс. Печать офсетная
Усл.печ.л. 6,0+1,0 вкл. Усл.кр.-отт. 7,4. Уч.-изд.л. 7,8
Тираж 230 экз. Тип. зак. 2 8 2 .

Ордена Трудового Красного Знамени издательство "Наука"
117864 ГСП-7, Москва В-485, Профсоюзная ул., 90

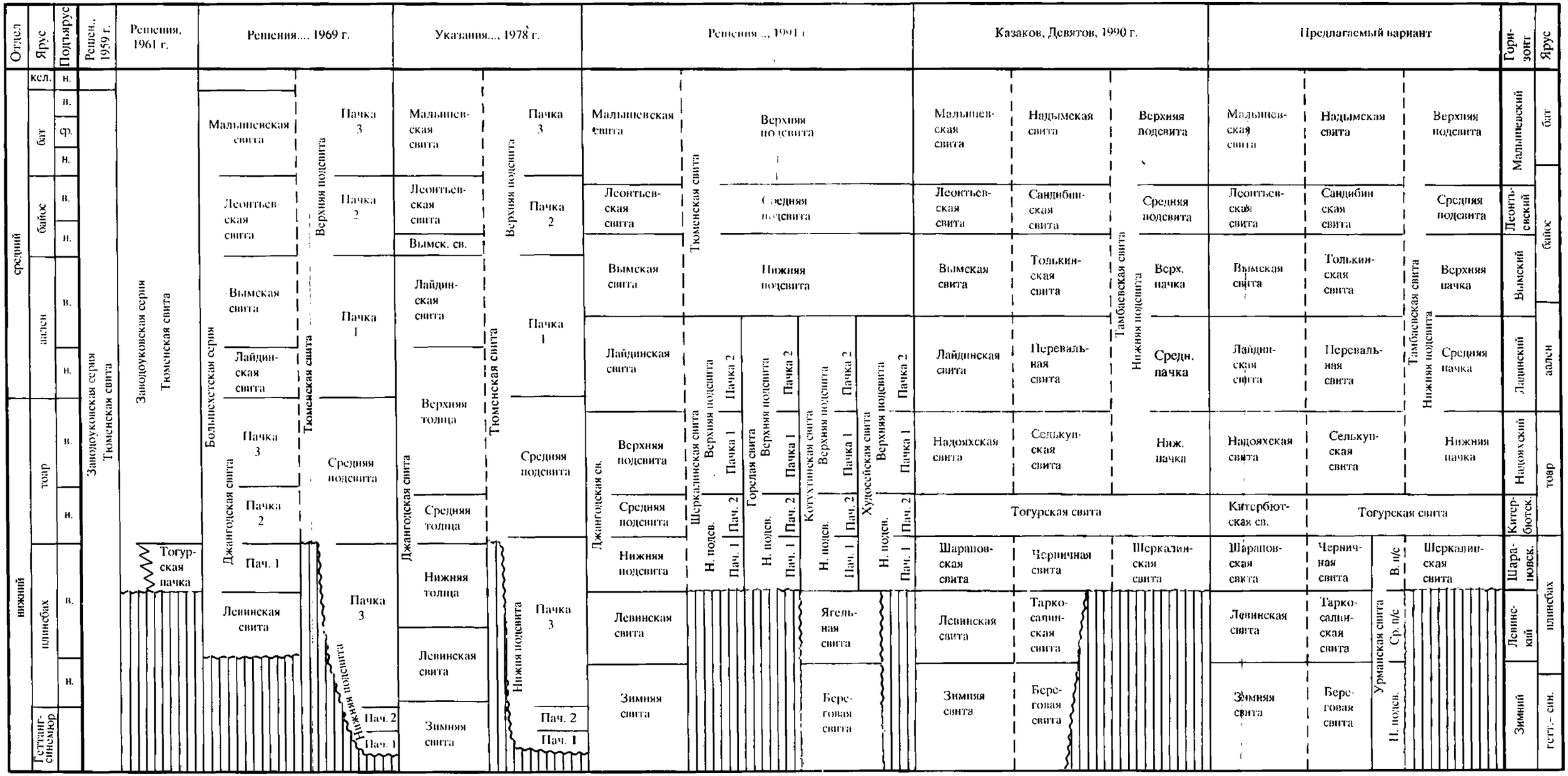
Санкт-Петербургская типография № 1 РАН
199034, Санкт-Петербург, В-34 9-я линия, 12

Рис. 4. Карта изопахит нижне-среднеюрских отложений Красноленинского района

1 – пробуренные поисково-разведочные скважины; 2 – зоны отсутствия нижне-среднеюрских отложений; 3 – изопахиты нижне-среднеюрских отложений; 4 – зоны распространения продуктивного пласта $ЮК_{10}$

Рис. 3. Структурная карта по кровле продуктивного горизонта $ЮК_{10}$ (нижняя часть радомского циклита)
1 – изогипсы кровли пласта ЮК; *2* – границы выклинивания пласта ЮК; *3* – водо-нефтяной контакт

Эволюция взглядов на литостратиграфическое расчленение нижне-среднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты



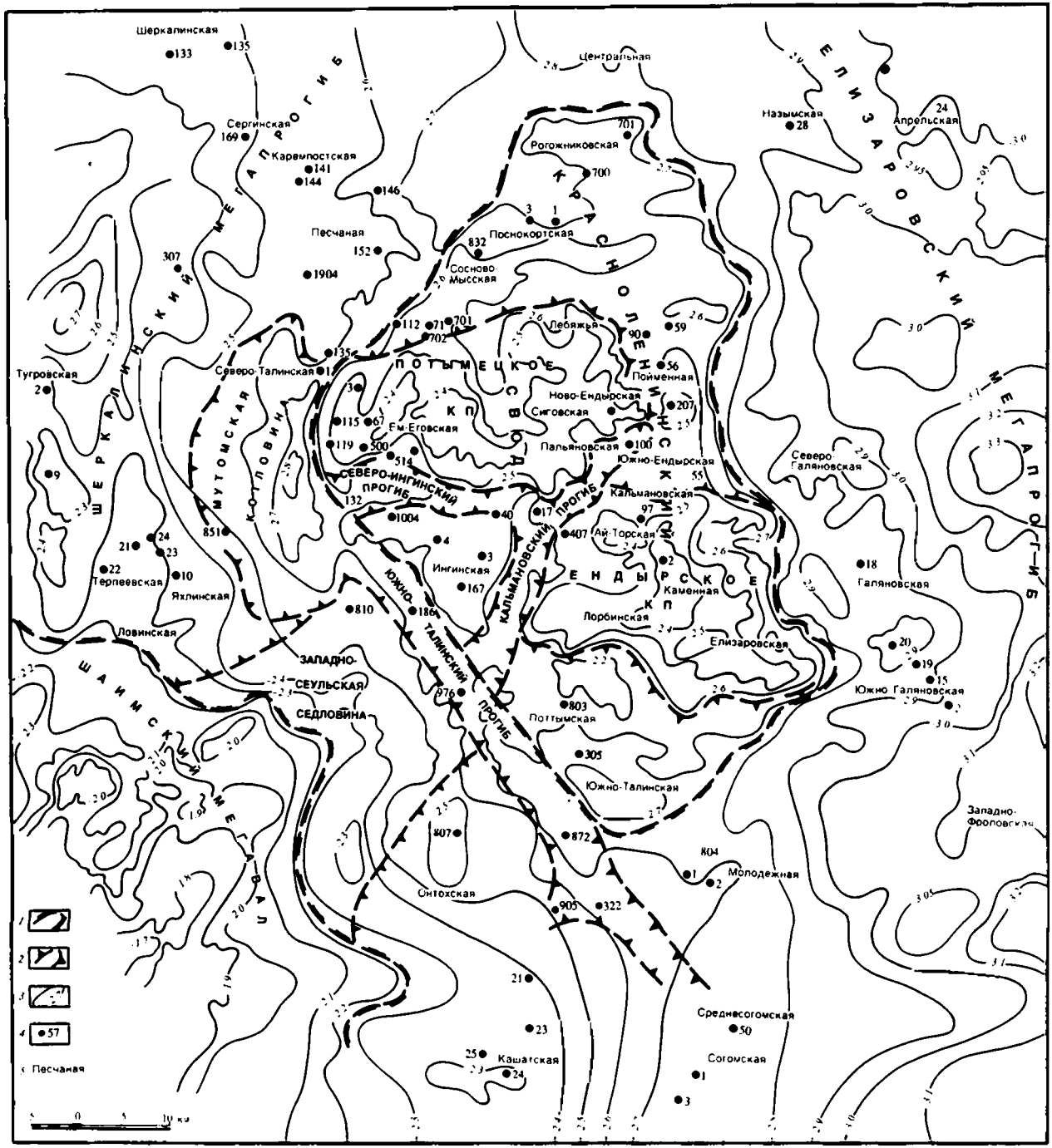


Рис. 1. Тектоническая карта мезозойско-кайнозойского чехла района Краснолесинского свода

1 – границы структур 1 порядка; *2* – границы структур 2 порядка; *3* – изогипсы кровли доюрских отложений; *4* – разведочные площади, локальные поднятия

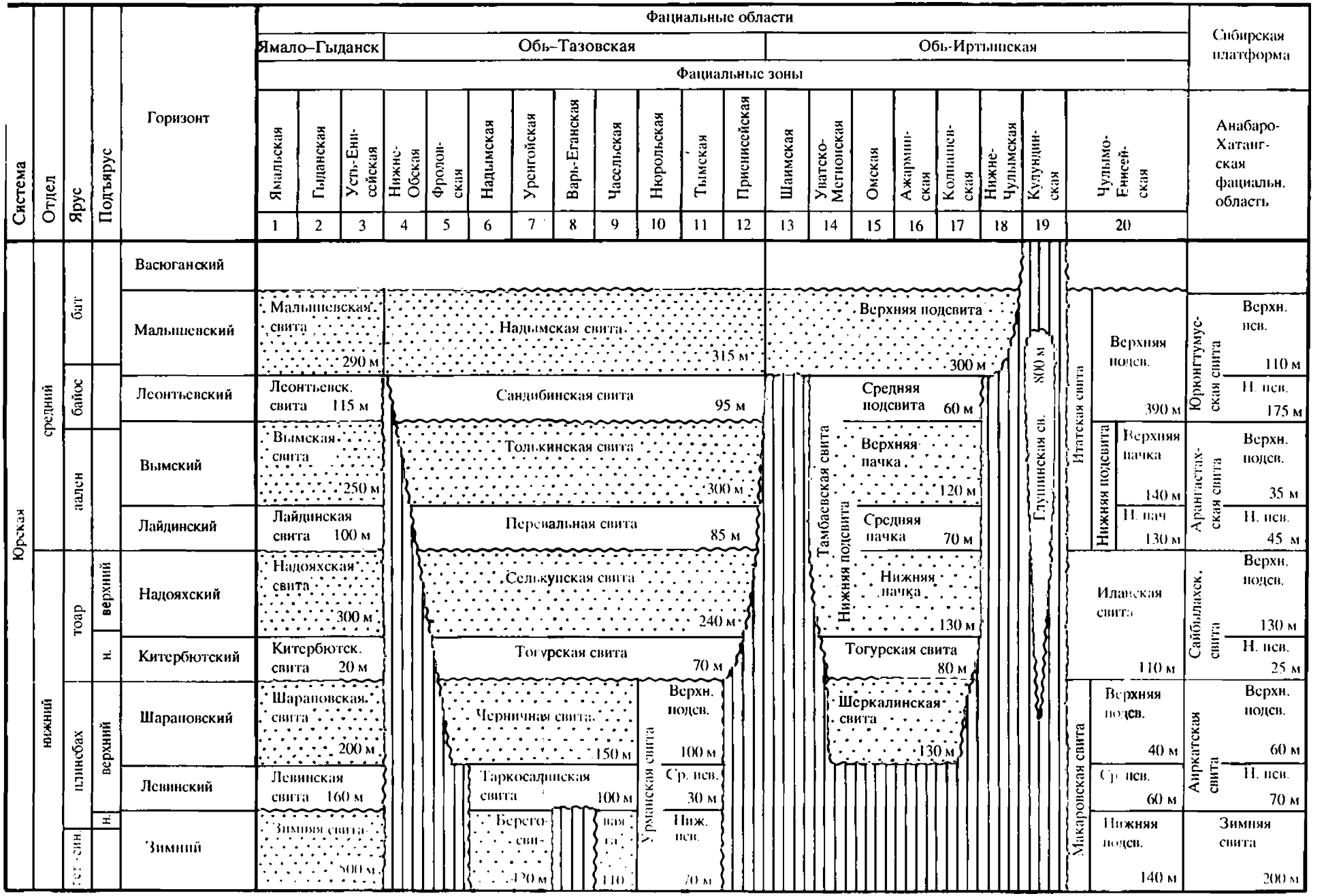


Рис. 2. Принципиальная схема стратиграфии нижне-среднеюрских отложений Западной Сибири (составлена А.М. Казаковым и В.П. Девятовым)

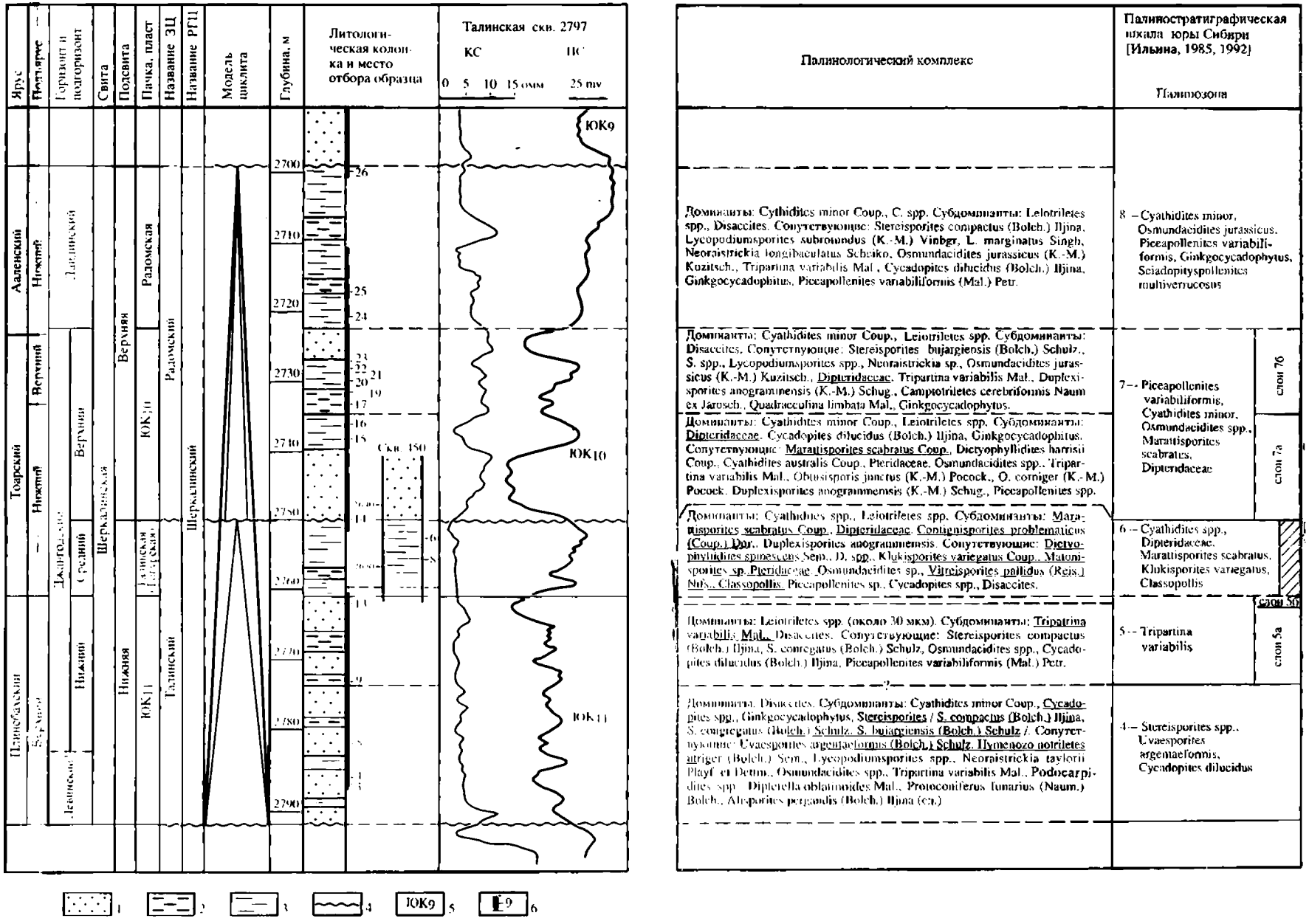


Рис. 2. Литмостратиграфическая модель шеркалинской свиты и зональное расчленение нижне-среднеюрских отложений Талинского месторождения по данным палинологии

1 – песчаники; *2* – алевролиты; *3* – аргиллиты; *4* – границы циклитов; *5* – индекс продуктивных пластов; *6* – интервалы отбора керна и места взятия образцов