НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ГЕОЛОГИИ АРКТИКИ
МИНИСТЕРСТВА ГЕОЛОГИИ СССР

ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

СБОРНИК СТАТЕЙ

Ленинград
1974

УДК 551.98.061.3/.4:551.762/.763(571.511-13)

Д. С. СОРОКОВ

ВОЗМОЖНОСТЬ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ И НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В ЮРСКИХ И МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО ПРОГИБА

При выяснении условий формирования залежей углеводородов возможны два пути. Первый вытекает из теоретических положений, разработанных для регионов, более или менее близких по геологическому строению и нефтегазоносности. В основу его положены данные о геологическом строении, геохимии органического вещества и других региональных особенностях. Конкретные сведения о залежах используются лишь для подтверждения теоретических представлений. Второй путь основан на детальном изучении строения залежей, закономерностей их размещения, геохимии вещества залежей; общие геолого-геохимические предпосылки служат в основном фоном исследования. Этот путь безусловно более надежный, однако для выяснения возможных условий формирования залежей нефти и газа в юрско-меловых отложениях Енисей-Хатангского прогиба приходится использовать первый путь, так как количество открытых залежей пока ограничено.

Основные закономерности распространения органического вещества, его вещественного состава наиболее подробно рассмотрены А.Г.Войцеховской [11], А.И.Данюшевской [10] и Д.С.Сороковым [13]. По данным этих исследователей, в юрско-меловом разрезе Енисей-Хатангского прогиба нет толщ, отличающихся повышенным содержанием органического вещества. Средние содержания $C_{орг}$ в юрских глинисто-алевритовых породах 1,31%, алевролито-песчаных 0,76%; в меловых соответственно 1,0 и 0,58%; колебания по разрезу очень невелики. В вещественном составе органического вещества в почти равных количествах присутствует сапропелевый и гумусовый материал. Средние содержания битумов в органическом веществе алеврито-глинистых пород 1,6%, алеврито-песчаных 2,08%. Битуминозность пород и органического вещества увеличивается с глубиной залегания. В песчаных породах на глубине более 1700 м заметны следы эпигенетичных битумов.

Учитывая сравнительную однородность разреза по содержанию органического вещества, вещественному составу, а также зависимость битуминозности органического вещества, главным образом, от глубины залегания, можно предположить, что генерация углеводородов проходила при преобразовании органического вещества и алеврито-песчаных и алеврито-глинистых пород всего юрско-мелового разреза, а не только в ограниченных "материнских свитах". Масштабы генерации зависели прежде всего от степени преобразования органического вещества.

Исследования Н.Б.Вассоевича [5], С.Г.Неручева [9], В.Д.Наливкина [8], А.Э.Конторовича [6] и других показали, что в процессе преобразования органического вещества можно выделить три фазы генерации углеводородов. Первая соответствует поздней буроугольной и переходной от буроугольной к длиннопламенной стадиям катагенеза, когда генерируются главным образом газообразные углеводороды. Вторая, так называемая "главная фаза нефтеобразования", соответствует длиннопламенной, газовой и жирной стадиям, когда наряду с газообразными наиболее интенсивно происходит генерация жидких углеводородов. Максимум образования жидких углеводородов приходится на газовую стадию; на более высоких стадиях, чем жирная, вновь генерируются газообразные углеводороды (третья фаза).

Судя по показателям преломления витрена (определения И.С.Дроздовой и А.Г.Войцеховской), в Енисей-Хатангском прогибе органическое вещество позднебуроугольной стадии катагенеза N_{vt} 1,68-1,71) встречено на глубине от 500 до 2850 м, чаще всего до 1500 м. Максимальная глубина, на которую эти породы погружались за время своего существования (палеоглубина), достигала 2600 м, обычно до 2100 м. Органическое вещество на длиннопламенной стадии (N_{vt} 1,72-1,76) определено в пределах 1100-2800 м, обычно 1600-2700 м; максимальная палеоглубина 1500-3700 м, обычно 2600-3200 м. Органическое вещество газовой стадии ($N_{vt} \geq 1,76$) встречено на глубине от 1800 до 3025 м; наиболее часто современные глубины превышают 2400 м, а палеоглу-

бины - 3200 м. Исходя из геотермического градиента, равного 3 град/100 м [3], на глубинах 4-5 км органическое вещество вероятно, достигло жирной стадии катагенеза. В наиболее погруженных частях прогиба у подошвы юрских отложений, залегающих на глубине 7-7,5 км органическое вещество, по-видимому, изменено до тощей стадии.

Таким образом в рассматриваемом районе первая фаза газообразования протекала на палеоглубинах 1300-2600 м. "Главная фаза нефтеобразования" приходится на палеоглубине 2600-5000 м. При этом наиболее интенсивно образование жидких углеводородов проходило глубже 3200 м, когда преобразование органического вещества достигало газовой стадии. Глубже 5000 м, по-видимому, вновь преобладала генерация газообразных углеводородов. Фактическое распределение углеводородов по разрезу региона в общем согласуется с такой схемой: начиная с 2200 м (палеоглубины 2600-2700 м) вместе с газом поступает конденсат, с глубины 2300 м отдельные газоконденсатные залежи имеют нефтяные оторочки; на глубине 1700 м характерно наличие эпигенетичных битумов в песчаниках.

Исходя из указанных границ, на базе палеоструктурных схем выделены зоны нефтегазообразования и газообразования в отложениях нижней, средней юры, верхней юры - нижнего валанжина, верхнего валанжина-баррема и апта-сеномана (см. рисунок). Более молодые отложения залегают не глубже 1300 м и, по-видимому, только в наиболее прогнутых участках могли в небольшом объеме генерировать газообразные углеводороды.

В течение юры, мела и кайнозоя было два периода резкого воздымания территории, сопровождавшегося дифференцированными движениями - в начале мела и начале неогена. Дифференцированные воздымания обуславливали возможность выделения углеводородов в свободную фазу и их миграцию в зоны нефтегазонакопления. Поэтому автор и рассматривает распределение зон генерации и накопления углеводородов в начале мела и начале неогена. В более позднее время не происходили существенные перестройки структуры; по-видимому, карты на начало неогена должны в значительной мере отражать современное распределение жидких и газообразных углеводородов. В качестве возможных зон нефтегазо- или газонакопления рассматривались положительные структуры, существовавшие или сформированные в анализируемое время, а также зоны выклинивания ниже среднеюрских отложений. В построениях не учитывалась вертикальная миграция - перераспределение углеводородов между продуктивными толщами, так как они разделены надежными региональными или зональными покрышками, способными изолировать толщи друг от друга. Дизъюнктивные нарушения за исключением отдельных участков в юрско-меловых отложениях пользуются незначительным распространением.

В начале мелового периода до поднятия, происшедшего в конце берриасского века, максимальное прогибание нижнеюрских отложений достигло 3600 м. На большей части Енисей-Хатангского прогиба, исключая его восточную часть, проходила генерация главным образом газообразных углеводородов. Вероятно в центральных частях прогиба, наряду с генерацией газообразных, началось образование жидких углеводородов (рис.1,а). В результате поднятия в берриасском веке и дифференцированного прогибания в поздней юре были сформированы Малохетский полувал, Мессояхское куполовидное поднятие, Балахнинский и, возможно, Танамский валы; эти структуры могли явиться зонами газонакопления. Сохранились ли залежи, сформированные в начале мела, сказать трудно. Из зимней и левинской свит Зимней, Семеновской и Тампейской площадей получены притоки газа с конденсатом и поднят нефтенасыщенный керн; скорее всего эти проявления обязаны более позднему формированию, так как для рассматриваемого времени генерация жидких углеводородов не характерна. Это же подтверждает расчет абсолютного возраста свободных газов, выполненный по отношению $\frac{He}{Ar}$ Ю. А. Афанасовым и показавший для газов юры, в том числе и зимней свиты, молодой возраст (8,5-17,5 млн.лет).

Отложения средней юры к началу мела были погружены максимум на 2000-2200 м. Учитывая эти данные, можно полагать, что в среднеюрских отложениях в начале мела шло газообразование только в наиболее глубоких частях прогибов (рис. 1,б). Погружение низов верхнеюрских отложений не превышало 1200 м. В этих отложениях, по-видимому, генерация углеводородов в больших масштабах еще не проходила.

В начале неогена в нижнеюрских отложениях можно выделить все три фазы нефтегазообразования (рис. 1,в). Максимальное прогибание подошвы юры превысило 7000 м, поэтому в большей части западной половины Енисей-Хатангского прогиба шла генерация главным образом газообразных углеводородов. Сформированные или доформированные в начале неогена Танамский, Большехетский валы, западная часть Рассохинского вала, Салпадинская и Гыдаямская группы поднятий являлись в нижнеюрских отложениях зонами газонакопления. Зона нефтегазообразования узкой полосой (50 км) вытянута вдоль зоны преимущественного газообразования. В центральной части про-

ВЕРОЯТНЫЕ ЗОНЫ
НЕФТЕ- И ГАЗООБРАЗОВАНИЯ И НЕФТЕ- И ГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

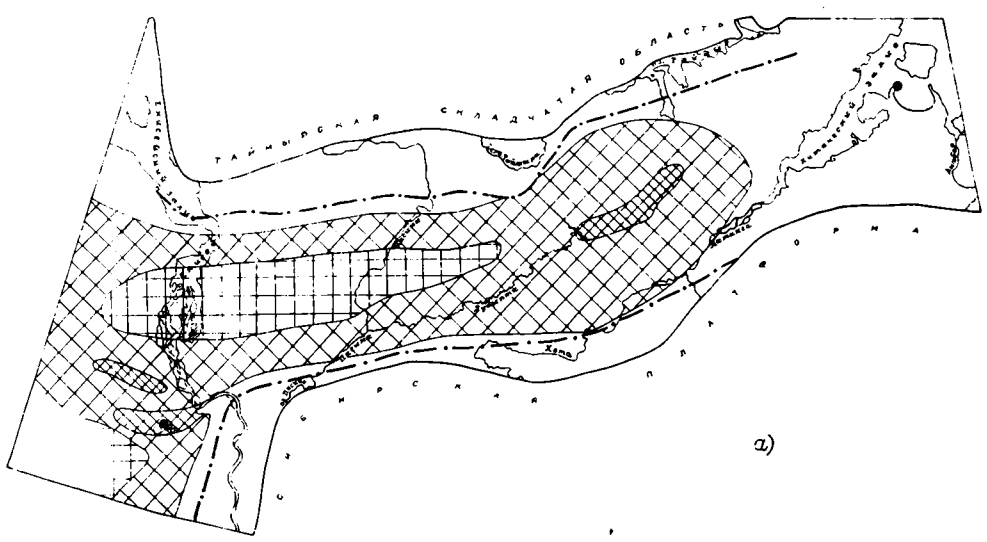
км 25 0 25 50 75 100 км

Составил Д.С. Сороков

1972 г.

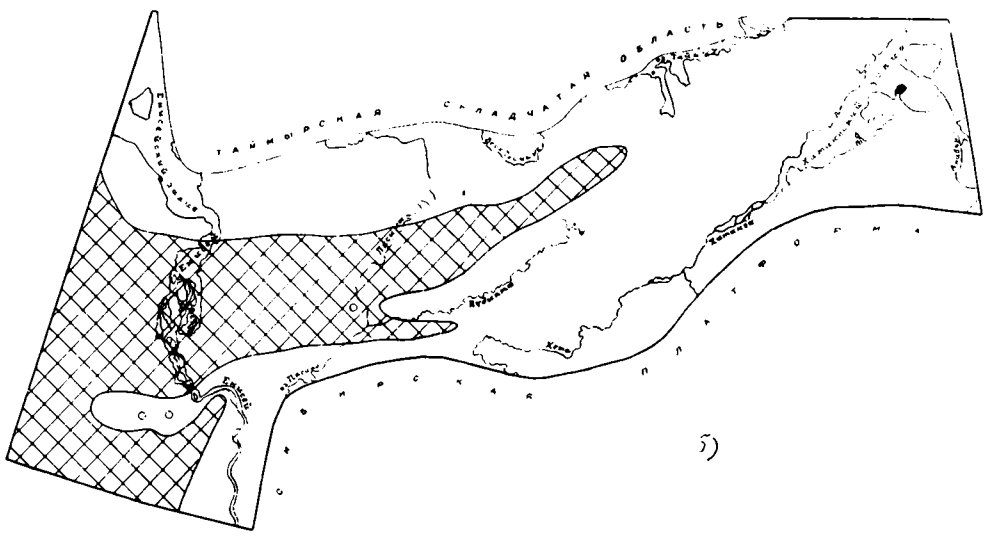
НАЧАЛО МЕЛА

В НИЖНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ



а)

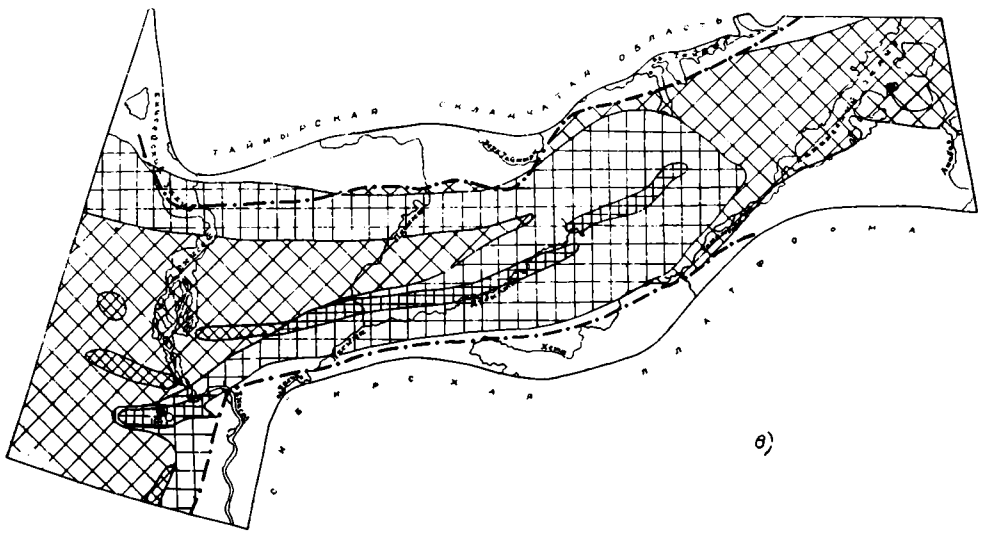
В СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ



б)

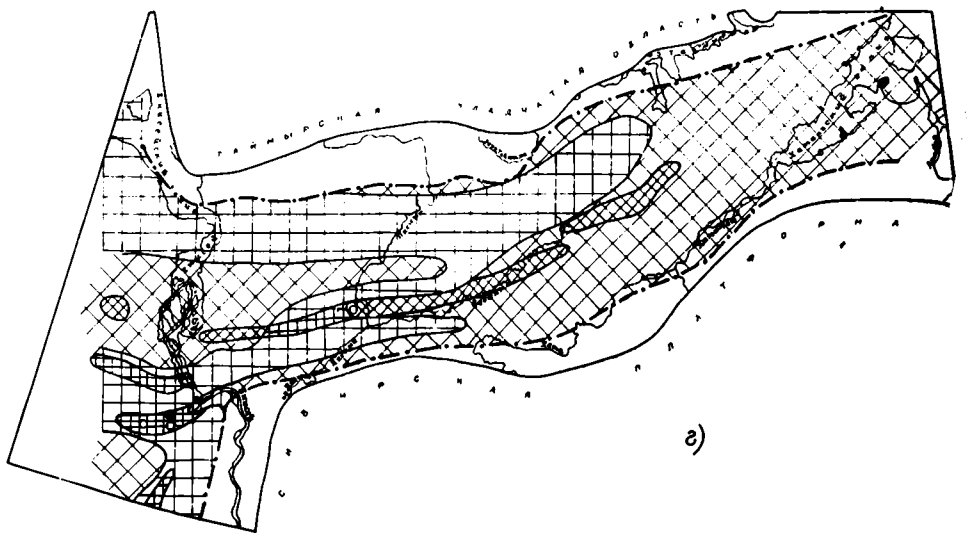
НАЧАЛО НЕОГЕНА

В НИЖНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ



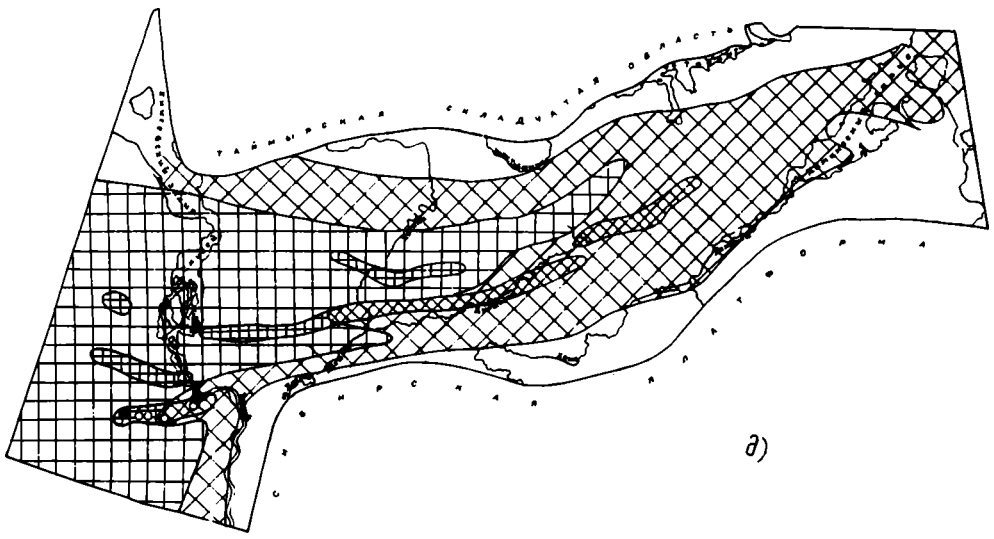
в)

В СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ



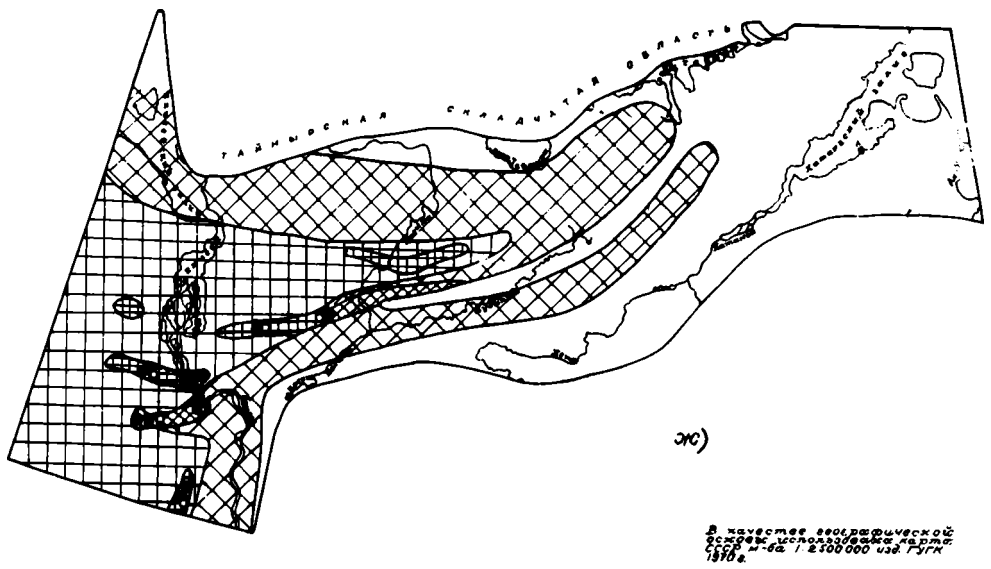
г)

В ВЕРХНЕЮРСКИХ-НИЖНЕВАЛАНЖИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ



д)

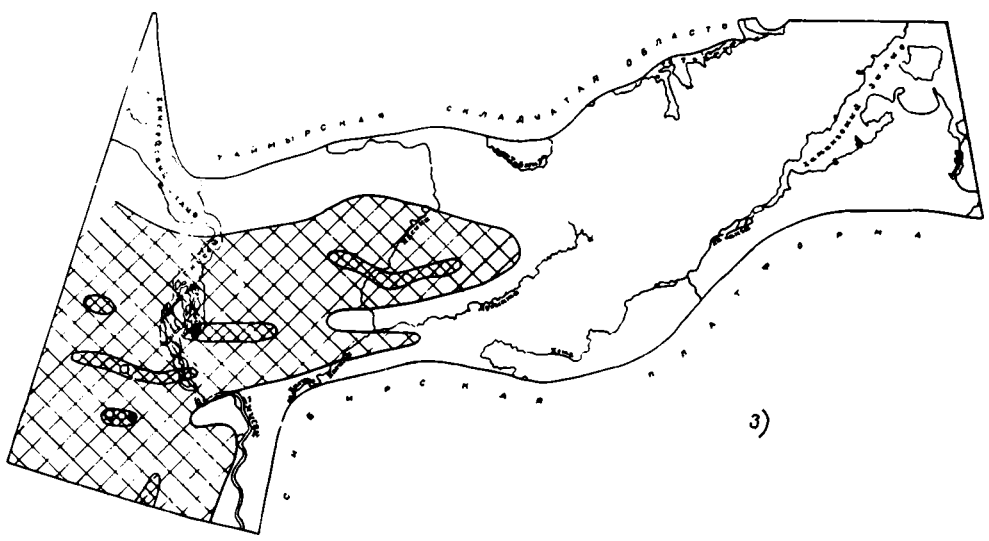
В ВЕРХНЕВАЛАНЖИНСКИХ-ГОТЕРИВСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ



ж)

В качестве географической основы использована карта СССР м-ба 1:2500000 изд. ГУГК 1970 г.

В АПТ-СЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ



з)

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- Вероятные зоны преимущественного газообразования
- Вероятные зоны нефтегазообразования
- Вероятные зоны преимущественного газонакопления
- Вероятные зоны нефтегазонакопления
- Газ
- Газ с конденсатом
- Нефть
- Примерная граница распространения нижне-среднеюрских отложений

гиба генерация жидких углеводородов шла почти по всему полю развития нижнеюрских отложений. Расположенные здесь восточная часть Рассохинского вала и Балахнинский вал, безусловно, могли служить зонами нефтегазонакопления, тем более, что глубины нижнеюрских отложений превышали 3000 м, т.е. находились в области наиболее интенсивной генерации жидких углеводородов.

Нефтегазонакопление, по-видимому, происходило также в зоне выклинивания нижнеюрских отложений, располагавшейся в условиях, где генерировались жидкие и газообразные углеводороды. Нефтегазонакопление, вероятно, было возможно и в пределах Малохетского полувала; это подтверждается наличием газа с конденсатом и нефтенасыщенных песчаников в нижней юре Зимней, Тампейской и Семеновской площадей.

Нижнеюрские отложения Анабаро-Хатангской седловины не погружались более, чем на 2400 м и, по-видимому, в них происходило преимущественно газообразование. Как известно, в этих отложениях широко распространены песчаники, пропитанные нефтью. Однако нефть, по всей вероятности, связана с миграцией по многочисленным разломам из отложений триаса и перми.

Максимальное погружение среднеюрских отложений достигало 5500-6000 м. Они, по-видимому, также как нижнеюрские, входили во все три зоны нефтегазообразования (рис.I,г). Нижняя зона газообразования сузилась по сравнению с нижнеюрской; она охватывала только западную часть Рассохинского вала и Салпадинскую и Гыдаямскую зоны поднятий. В западной части Енисей-Хатангского прогиба несколько расширилась зона нефтегазообразования, в пределы которой вошли Танамский вал, Мессояхское куполовидное поднятие. В центральной части прогиба зона нефтегазообразования сузилась за счет верхней зоны газообразования; в пределы последней попали восточная часть Рассохинского вала и Балахинский вал.

Глубина погружения верхней юры и нижнего валанжина достигала 5000 м. В западной части Енисей-Хатангского прогиба, по-видимому, проходила генерация жидких и газообразных углеводородов. Причем на больших территориях, погруженных на 3000-4000 м, шло интенсивное образование жидких углеводородов. Лишь в прибортовых участках и на Малохетском полувале верхнеюрские и нижневаланжинские отложения находились в зоне преимущественного газообразования (рис.I,д). В восточной половине рассматриваемого региона, в отличие от западной, верхнеюрские-нижневаланжинские отложения находились главным образом в зоне преимущественного газообразования.

Зонами нефтегазонакопления в породах верхней юры - нижнего валанжина являлись Танамский и Большехетский валы, Мессояхское куполовидное поднятие, западная часть Рассохинского вала, Логовая группа навешенных структур. Центральная и восточная части Рассохинского вала, Балахнинский вал, Малохетский полувал находились в зоне преимущественного газообразования. Фактически в верхнеюрских (Нижнехетское месторождение) и нижневаланжинских (Зимнее месторождение) отложениях выявлены залежи сухого газа. На Мессояхском месторождении известно газопроявление в низах валанжина. На Северо-Соленинском месторождении вместе с газом поступала легкая, высокопарафинистая, метановая нефть Учитывая свойства этой нефти и сходство ее с нефтями базальных горизонтов Западно-Сибирской плиты можно предположить, что она должна была образовываться при температуре I20-I50°С. Сейчас же она залегает в пласте с температурой 7I°С. В период максимального погружения температура в верхнеюрских - нижнемеловых отложениях Соленинского поднятия была около I00°С. Все это дает основание предположить, что нефть нижнехетской свиты мигрировала из более погруженных участков прогиба, где температура в толще верхнеюрских - нижневаланжинских отложений достигала I20-I50°С.

Отложения верхнего валанжина - баррема, включающие суходудинскую, основную в настоящее время, продуктивную толщу, максимально погружались на глубину 3300-3400 м. Зона нефтегазообразования охватила большие территории в западной половине Енисей-Хатангского прогиба (рис.I,). Однако в области наиболее интенсивной генерации жидких углеводородов, в погруженных участках прогиба, по-видимому, находились небольшие площади нефтегазообразования. Зонами нефтегазонакопления могли служить Большехетский и Танамский валы, Гыдаямская и Салпадинская группы поднятий, западная часть Рассохинского вала и структуры Логовой группы.

И действительно, суходудинская продуктивная толща на месторождениях Танамского вала (Канцевском и Пеляткинском), Большехетского вала (Сузунском), западной части Мессояхского куполовидного поднятия (Соленинских) и западной части Рассохинского вала (Озерном) содержит газоконденсатные залежи в ряде случаев с нефтяными оторочками; конденсатность увеличивается от Соленинского к более погруженному Пеляткинскому месторождению.

Зоны преимущественного газообразования полосами шириной до I00 км вытянуты в прибортовых частях прогиба. В пределы этих зон попадают Малохетский полувал с восточной частью Мессояхского куполовидного поднятия и центральная часть Рассохинского вала. Здесь в суходудинской продуктивной толще выявлены залежи сухого газа Джангодского месторождения, небольшие за-

лежи газа установлены на Нижнехетской и Малохетской площадях, газопроявления известны на Мессояхском месторождении. Необходимо отметить, что на Джангодском и Малохетском поднятиях вместе с газом установлены проявления тяжелой нефти; подобные проявления известны и в вышележащих толщах.

Апт-сеноманские отложения, включающие долганскую и яковлевскую продуктивные толщи, максимально были погружены на глубину до 1800 м. В них могла происходить генерация главным образом газообразных углеводородов; зона газообразования занимала большую погруженную часть западной половины Енисей-Хатангского прогиба (рис.1,ж). Существовавшие здесь Большехетский и Танамский валы, Мессояхское куполовидное поднятие, западная часть Рассохинского вала, Логовая группа навешенных структур могли служить зонами газонакопления. Возможности газонакопления были существенно ограничены в пределах Малохетского вала и центральной части Рассохинского вала, где рассматриваемые отложения выходят на дневную поверхность.

В пределах зон газонакопления газовые залежи выявлены в низах яковлевской свиты Соленинского месторождения и в верхах долганской свиты Мессояхского и Пеляткинского месторождений. В яковлевской залежи предполагается присутствие нефтяной оторочки, к сожалению,нефть не анализировалась; можно лишь предполагать, что она будет тяжелой со значительным содержанием ароматических углеводородов, близкой нефтям Тазовского, Русского месторождений и нефти суходудинской свиты Джангодского месторождения. Тяжелая нефть насыщает сравнительно плохопроницаемые песчаники в пределах газовой залежи долганской свиты Мессояхского месторождения. Появление такой нефти в отложениях, характеризующихся низкой степенью катагенеза органического вещества (не выше буроугольной) объяснить довольно трудно. По этому поводу существует несколько точек зрения.

Н.Х.Кулахметов и Ю.В.Щепеткин [14], изучая Тазовское газовое месторождение, высказали предположение о том, что здесь первоначально существовала залежь нефти, которая в неоген-четвертичное время была вытеснена поступившим газом. По мнению Г.Д.Гинсбурга [13], нефтенасыщение газопродуктивных пород сеномана на Мессояхском месторождении могло произойти вследствие конденсации и химического преобразования тяжелых углеводородов из поступающих в ловушку "жирных" газов при понижении температуры (а может быть, и давления) в процессе формирования мерзлой зоны или же в результате уменьшения глубины залегания за счет неотектонических поднятий.

М.Х.Сапир [2] считает, что наличие нефти внутри залежи на Мессояхском месторождении обусловлено незавершенностью процесса гравитационного разделения пластовых флюидов.

Реальность процесса "конденсации" весьма надежно доказал Г.Д.Гинсбург, однако не ясны возможные масштабы этого процесса. Количество же нефти, учитывая данные по верхнемеловым залежам севера Западной Сибири, довольно значительно.

Точки зрения Ю.В.Щепеткина, Н.Х.Кулахметова и М.Х.Сапира объяснить трудно,если исходить из генерации жидких углеводородов при преобразовании органического вещества, начиная с длиннопламенной стадии катагенеза. Однако их можно принять, если признать концепцию, развиваемую М.С.Бурштаром и А.Д.Бизнигаевым [1] о раннем образовании жидкой фазы: об образовании на небольших глубинах тяжелой нефти нафтено-ароматического состава. Вполне возможно, что наличие на малых глубинах таких нефтей свидетельствует о реальности такого процесса наряду с генерацией жидких углеводородов при преобразовании органического вещества на длиннопламенной - жирной стадиях катагенеза.

Решающая роль в формировании структур дифференцированного поднятия в начале неогена, а также анализ возможностей генерации жидких и газообразных углеводородов, позволяют считать, что формирование залежей происходило главным образом не ранее начала неогена. Предположение о молодом возрасте залежей, как уже отмечалось, подтверждается расчетами абсолютного возраста газа в залежах. Все эти представления основаны на реальности миграции только в пределах выделенных толщ. Однако известны факты, когда решающую роль играла вертикальная миграция.Это, в первую очередь, нефтенасыщение алеврито-песчаных пород нижней - средней юры п-ова Юрюнг-Тумус (Нордвик), куда проникла нефть по многочисленным разломам из подстилающих пермских и триасовых отложений. По-видимому, широкое развитие нефтегазопроявлений по всему разрезу Малохетской антиклинали также обусловлено вертикальной миграцией по дизъюнктивным нарушениям, Вполне реально, что залежи в юрско-меловых отложениях сформировались за счет притока из подстилающих отложений и на других интенсивно нарушенных структурах. В частности, такими являются структуры Южно-Таймырской моноклинали. Однако, вероятно, в этих случаях можно рассчитывать главным образом на мелкие залежи, как например на п-ове Юрюнг-Тумус, вследствие того, что по разломам будет идти не только формирование, но и разрушение залежей. Г.Д.Гинсбург и Ю.А.Афанасьев рассчитали,что в поверхностные проявления в районе Малохетского вала ушло около

600 млрд.м^3 газа. На подавляющей части Енисей-Хатангского прогиба, как отмечено выше, роль вертикальной миграции, вероятно, ничтожна.

Накопление жидких и газообразных углеводородов по разрезу юрско-меловых отложений основных структур Енисей-Хатангского прогиба

Основные структуры		Нижняя юра	Средняя юра	Верхняя юра - нижний валанжин	Верхний валанжин - готерив	Апт-сеноман
Большехетский вал		+	+++	+++	++	+
Малохетский полувал		++	+	+	+	
Мессояхское куполовидное поднятие		+++	+++	++	+	+
Танамский вал		+	+++	+++	++	+
Салпадинская, Гыданмская группы поднятий		+	+	+++	++	+
Рассохинский вал	западная часть	+	+++	+++	++	+
	центральная часть	+++	++	+	+	
	восточная часть	+++	+	+		
Логовая группа структур	навешенных струк-			+++	++	+
Балахнинский вал		+++	+	+		
Тигяно-Анабарский вал		+	+			
Южно-Таймырский моноклиналь	зона выклинивания отложений	+++	+++			
	локальные структуры			+		

Примечание. Знаком "плюс" отмечается возможность накопления преимущественно газообразных углеводородов (+), жидких (преимущественно конденсат) и газообразных углеводородов (++), жидких (преимущественно нефть) и газообразных углеводородов (+++).

Проведенный анализ условий накопления жидких и газообразных углеводородов (см. таблицу) является основой прогноза нефте- и газоносности юрско-меловых отложений Енисей-Хатангского прогиба.

Список литературы

1. Бурштар М. С., Бизничаев А.Д. Образование и размещение залежей нефти и газа в платформенных условиях. М., "Недра", 1969. 339 с.

2. Геологические и промыслово-геофизические особенности газогидратной залежи Мессояхского газового месторождения. - "Геология нефти и газа", 1973, № 6, с. 26-33. Авт.: М.Х.Сапир, Е.Н.Храменков, И.Д.Ефремов, Г.Д.Гинсбург и др.

3. Гинсбург Г.Д. Геотермическая характеристика района. - В кн.: Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба. Л., изд. НИИГА, 1971, с. 73-82.

4. Гинсбург Г.Д., Афанасьев Ю.А. Проявление свободных газов и водорастворенные газы. Состав газов. Там же, стр. 110-116.

5. Главная фаза нефтеобразования. - Вестн. МГУ. Сер. 6. Геология. 1969, с. 8-11. Авт.: Н.Б. Вассоевич, Ю.И.Корчагина, Н.В.Лопатин, В.В.Чернышев.

6. Конторович А.Э. Теоретические основы объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа. - Труды СНИИГГИМС, вып. 95, 1970, с. 14-22.

7. Конторович А.Э., Неручев С.Г. Катагенез рассеянного органического вещества и нефтегазообразование. - В кн.: Проблемы нефтеносности Сибири. М., "Наука", 1971, с. 51-69.

8. Лазарев В.С., Наливкин В.Д. (ред.). Анализ влияния различных факторов на размещение

и формирование месторождений нефти и газа (на примере платформенных областей). - Труды ВНИГРИ, вып. 295. Л., "Недра", 1971 325 с.

9. Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. М., "Недра", 1969 236 с.

10. Основные геохимические закономерности изменения состава рассеянного органического вещества мезозойских отложений севера Средней Сибири. - В кн.: Природа органического вещества современных и ископаемых осадков. М., "Наука", 1973, с. 138-145. Авт.: А.И. Данюшевская, А.Г.Войцеховская, З.З.Ронкина, Г.Н.Карцева и др.

11. Ронкина З.З., Колокольцева Е.П., Войцеховская А.Г. Вещественный состав юрских и меловых отложений. - В кн.: Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба. Л., изд. НИИГА, 1971, с. 19-39.

12. Сороков Д.С. Органическое вещество юрско-меловых пород. - В кн.: Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба. Л., изд. НИИГА, 1971, с. 88-91.

13. Сороков Д.С., Гинсбург Г.Д. Проявления нефти и битумов, их физико-химические особенности. Там же, с. 117-121.

14. Шепеткин Ю.В., Кулахметов Н.Х. Особенности формирования и условия залегания нефтяной оторочки на Газовском газовом месторождении. - В кн.: Нефтегазовая геология и геофизика. (Научн.-техн.сборник). М., ВНИИОЭНГ, 1968, с. 8-10.