

НИЖНЕЮРСКО-ПАЛЕОЗОЙСКАЯ НЕФТЯНАЯ ГЕНЕРАЦИОННО-АККУМУЛЯЦИОННАЯ СИСТЕМА В РАЙОНЕ СЕВЕРО-ВАРТОВСКОЙ ТЕКТОНИЧЕСКОЙ ТЕРРАСЫ

Н. В. Лопатин, Т. П. Емец

(ВНИИГеосистем),

О. И. Катаев

(ООО "ЛУКОЙЛ—Западная Сибирь")

В Среднеобской нефтеносной области крупные месторождения верхнеюрско-неокомской нефтяной системы уже открыты, и геологические службы нефтяных компаний проявляют интерес к поискам нефти в природных резервуарах нижних горизонтов осадочного разреза и кровли палеозойского основания. Современный этап геолого-разведочных работ (ГРП) на рассматриваемый перспективный комплекс пород характеризуется небольшими объемами глубокого поискового бурения и использованием в качестве основания для заложения скважин материалов сейсмо-

разведки. При этом геохимические, палеогеографические и литофациальные данные, моделирование динамического поведения коллектора и изучение трещиноватости в кровле доюрского метаморфизованного комплекса влияют на принятие решений.

Грубозернистые отложения базальных слоев юры, песчаных пластов ЮВ₁₁, ЮВ₁₀, глинистых нефтематеринских пачек (и нередко одновременно покрышек), получивших наименование тогурской и радомской, а также образований коры выветривания и трещиноватых коллекторов в кровле палеозойского фундамента связывают с ранней (пострифтовой) стадией формирования бассейна, для которой были характерны геодинамическая активность и высокие скорости седиментогенеза [8, 14, 16, 17, 19]. Отмечается, что в Обь-Иртышской области, в пределах которой располагается Северо-Обская тектоническая ступень, в нижнем отделе юры выделяются следующие нефтегазоносные комплексы: зимний (зимний резервуар и левинская покрышка), шараповский (шараповский/ЮВ₁₁ резервуар — тогурская покрышка) и надояхский (надояхский/ЮВ₁₀ резервуар — лайдинская/радомская покрышка). В этих условиях предполагается обнаружение крупных высокодебитных залежей нефти и газоконденсата в ловушках главным образом неантиклинального типа [17].

Геохимические исследования представительной коллекции керн, проб нефтей и битумоидов из пород нижней юры и кровли палеозоя позволили идентифицировать основной источник нефти и газоконденсата. Оригинальные пакеты компьютерных программ "Basin Mod" и "Petroleum System" были использованы для историко-геохимических реконструкций и оценок эффективности функционирования тогурско-палеозойской нефтегазоконденсатной генерационно-аккумуляционной системы. Охарактеризованы геолого-геохимические предпосылки нефтеносности природных резервуаров в J₁ и PZ Северо-Вартовской тектонической ступени.

Pyrolysis Rock-Eval, GC, GC-MC study of core samples collection (ab. 650), oils and extracts from lower Jurassic and Upper Paleozoic rocks clearly shown that the main source of oil and gas-condensate are lower toarcian lacustrine shale which name is the Pokur Fm. The "Basin-Mod" and "Petroleum System" computer programmers were used for the geological histories of HC generation and migration reconstruction, and for estimation of HC accumulation efficiencies in the Northern Vartov area. Finally, the geological prerequisites for exploration in J₁-PZ complexes were defined.

Высоко оценивают перспективы нефтегазоносности отложений палеозоя и нижней юры на севере Западной Сибири А. М. Брехунцов, В. С. Бочкарев, В. Н. Бородкин и др. [2], выделяющие в качестве наиболее привлекательных объектов крупные поднятия, в пределах которых вскрыты структурно-формационные зоны палеозоя существенно карбонатного состава. Детальные органогеохимические исследования нефтематеринских свит в Западной Сибири, выполненные в Институте геологии нефти и газа СО РАН под руководством А. Э. Конторовича, убедительно показали, что в рассматриваемом комплексе отложений палеозерновые глинистые седиментиты

раннего тоара (тогурская суббитуминозная пачка) являются основным источником нефти и газоконденсата [5, 7]. В 2001 г. А. Н. Фомин, А. Э. Конторович и В. О. Красавчиков [19], а ранее О. И. Бостриков, А. С. Фомичев [1] и А. Н. Фомин [18] публикуют предельную сводку данных об отражательной способности витринита углей и рассеянных угольных включений в ниже-среднеюрских отложениях Западной Сибири, из которой следует, что тогурские отложения в районе Северо-Вартовской террасы располагаются на градации катагенеза МК₂, что минимально благоприятно для первого этапа главной фазы нефтеобразования. В работе Н. В. Лопатина, Т. П. Емец, О. И. Симоненковой [9] на основе изучения биомаркерного и изотопно-молекулярного состава нефтей и битумоидов из отложений нижней юры и количественных измерений нефтегенерационных свойств керогена коллекции образцов (628) подтверждена идентификация тогурской глинистой пачки в качестве источника нефти изученных залежей.

В пределах Нижневартовского свода залежь нефти и газоконденсата в отложениях коры выветривания и кровле дезинтегрированного палеозойского комплекса фундамента обнаружена на Северо-Варьганском месторождении [3, 5]. В 2000 г. получены промышлен-

ленные притоки легкой нефти и газоконденсата из грубозернистого базального слоя юры на северном погружении Ван-Еганской брахиантиклинали (скв. 162-П и 162-П-бис), а в 2001 г. — из тех же отложений в скв. 150-П на Западно-Котухтинском месторождении. Эти успехи поисково-разведочных работ показали, что залежи нефти в нижних горизонтах разреза — достаточно распространенное явление.

Результаты детального геохимического изучения керна, битумоидов, нефтей и конденсата, прежде всего, из скв. 50-П Тевлинско-Рускинского, 162-П, 162-П-бис, 164 Ван-Еганского месторождений позволяют предположить, что источником углеводородов явились глинистые осадки относительно глубокой части озер и в меньшей мере озерно-болотные углисто-глинистые литофации в специфических климатических условиях. Дистальная часть озерных бассейнов характеризуется накоплением темно-серых, нередко черных глин, иногда углистых толщиной до 20...35 м с умеренно высокими и высокими нефтегенерационными свойствами.

В отложениях горелой свиты нижней юры (J₁), коры выветривания палеозойского комплекса в скв. 50-П Тевлинско-Рускинского месторождения была отобрана представительная коллекция керна, включающая 215 образцов. Здесь встречен тогурский суббитуминозный разрез лимнологического типа, большой толщины (около 100 м) с превосходным нефтегенерационным потенциалом керогена.

Верхние 30 м разреза горелой свиты (gr1) нижней юры представлены песчано-глинистыми слоями с некоммерческим нефтяным потенциалом и низким содержанием нефти в породе (рис. 1). Ниже в составе свиты, обнаружена мощная (~100 м) пачка темно-серых и черных битуминозных аргиллитов, чередующихся с прослоями серых аргиллитов, алевролитов и песчаников; нередко также тонкие прослой и включения углей. Отложения, слагающие эту пачку, предположительно отнесены к тогурским, т. е. озерной и озерно-болотной литофаций. Тогурская пачка отличается здесь богатым нефтегенерационным потенциалом, который в некоторых прослоях приближается к потенциалу баженовской свиты. В интервале глубин 3234,5... 3337,6 м, предположительно относимых к тогуру, обнаружены две достаточно мощные суббитуминозные пачки аргиллитов (рис. 1 и 2):

верхняя (3234,5...3294,2 м), в которой средний нефтегенерационный потенциал около 20 кг УВ/т породы, а содержание

органического углерода 3...7 %. Здесь встречены прослой черных аргиллитов с превосходным нефтегенерационным потенциалом, равным 42,79 кг УВ/т породы (глубина 3264 м) и 45,10 кг УВ/т породы (глубина 3237,7 м) и С_{орг.} соответственно 16,64 и 15,31 %;

нижняя (3325,7...3337,6 м), где встречены самые высокие для тогурской и радомской пачек Западной Сибири значения нефтегенерационных параметров: 1) нефтяной потенциал, равный 78,48 кг УВ/т породы, и очень высокая концентрация нефти в породе — 12,30 кг УВ/т (глубина 3327,5 м); 2) потенциал 73,30 кг УВ/т породы и концентрация нефти в породе 9,90 кг УВ/т (глубина 3335,2 м).



Рис. 1. Нефтегенерационные свойства отложений, вскрытых в скв. 50-П Тевлинско-Рускинской площади

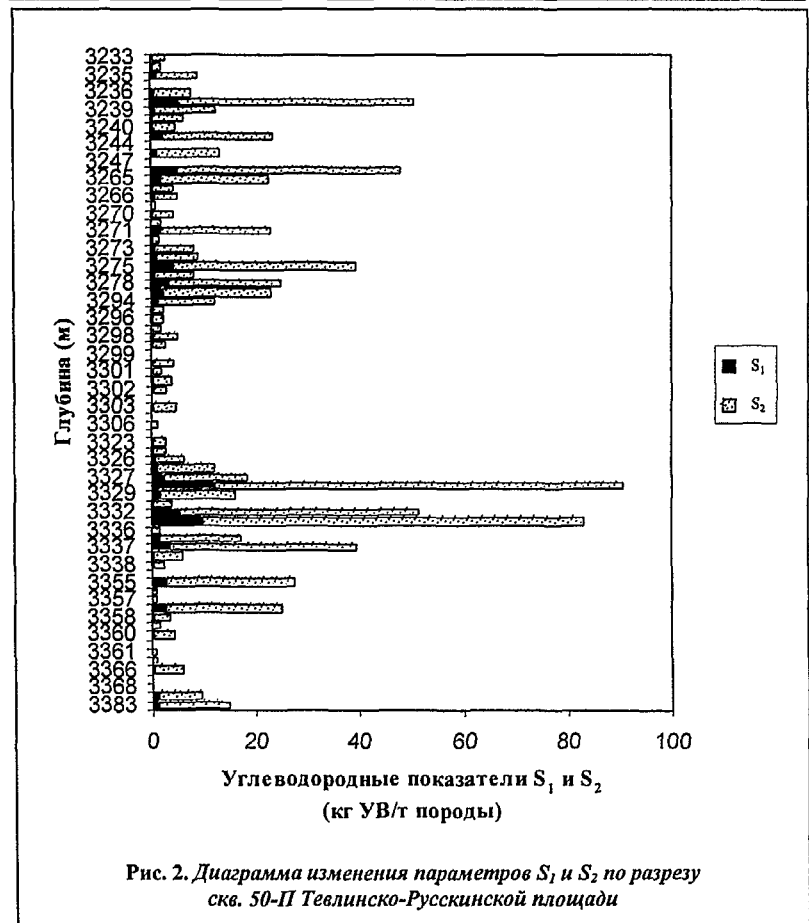


Рис. 2. Диаграмма изменения параметров S₁ и S₂ по разрезу скв. 50-П Тевлинско-Рускинской площади

Эти результаты позволили выявить в отложениях горелой свиты нижней юры битуминозную пачку аргиллитов с богатым нефтегенерационным потенциалом, что редко встречается в нижнеюрских отложениях, обычно бедных по нефтегенерационным свойствам керогена аргиллитов.

На глубинах от 3358 и до 3443,85 м встречены чередующиеся прослой аргиллитов, песчаников и алевролитов. Нефтегенерационный потенциал аргиллитов — главного объекта геохимических исследований — очень низкий. Лишь в отдельных образцах он достигает значений в 3...5 кг УВ/т породы, которые, однако, ниже критического рубежа бедных нефтематеринских толщ. Содержание нефти в породе чрезвычайно низкое (0,05...0,5 кг УВ/т) и отражает тот факт, что в данном интервале разреза отсутствует сколько-нибудь значительное перемещение или новообразование нефти. Степень катагенеза не выше уровня, эквивалентного значениям отражательной способности витринита, $R^{\circ} = 0,75\%$. Об этом можно судить по пиролитическому параметру, $T_{\max} = 448...450^{\circ}\text{C}$. 36 изученных образцов керна достаточно полно характеризуют нижнюю часть горелой свиты и базальные слои юры. Здесь не обнаружено обогащенных органическим веществом пород — источников нефти и газа и заметных следов миграционного перемещения нефти.

В доюрском комплексе, вскрытом скв. 50-П, встречены метаморфические и кристаллические сильно преобразованные породы, включая базальты (всего 100 образцов керна). У них отсутствуют нефтегенерационный потенциал и значимые нефтегенерационные свойства (см. рис. 1).

В итоге изучения представительной коллекции керна из скв. 50-П Тевлинско-Русскинского месторождения следует отметить, что породы доюрского комплекса, включая и кору выветривания палеозоя, лишены нефтегазогенерационных свойств* и единственным реальным источником коммерческой нефти являются глубоких горизонтов осадочного разреза рассматриваемой территории являются палеоозерные дистальные глины тогурской пачки, впервые обнаруженные в данной скважине.

Установлены в богатой литофации генетические связи между нефтями базальных слоев юры (БСЮ), коры выветривания и кровли палеозойского комплекса с битумоидами, экстрагированными из аргиллитов палеоозерной седиментации в тогурское время. В нефтях, конденсатах и насыщенных фракциях битумоида обильны высокомолекулярные *n*-алканы, отмечены низкое содержание серы, высокое Pr/Ph отношение, отсутствуют диастераны и C_{30} -стераны, низки концентрации стеранов.

* Эта часть вывода подтверждается также аналитическими данными по всем изученным коллекциям керна из кровли палеозойского комплекса в скв. 190 и 182 Ватьеганского, 158 Южно-Ягунского, 114 Тевлинско-Русскинского, 162-П, 162-П-бис, 163 и 164 Ван-Еганского месторождения.

Палеолимнологические бассейны

Неморские осадочные бассейны приобретают все большее значение для поисков и добычи нефти, особенно в Китае и Юго-Восточной Азии, на Западно-Африканском и Восточно-Южно-Американском шельфе и на континентальном склоне Атлантического океана. Наивысшие концентрации органического вещества встречены в самых глубоких частях озер. Здесь обычно накапливается кероген смешанного типа (I + II), который генерирует парафинистые нефти (I тип керогена богат водородом и является богатым нефтяным, в то время как III тип керогена беден водородом и является главным образом источником газа) в бассейнах Центрально-Суматринском, Сунляо на северо-востоке Китая, Восточно-Африканских рифтовых бассейнах, бассейне Доба-Досео на Западно-Африканском побережье и в некоторых Бразильских рифтовых бассейнах. Второстепенное количество газа в нефтяных и конденсатных месторождениях такого типа — обычное явление. В перечисленных выше примерах максимальное содержание $C_{\text{орг}}$ накапливалось в глинах, отлагавшихся в восстановительных относительно глубоководных фашиальных условиях крупных по размерам пресноводных озерных бассейнов. Наивысшие концентрации органического вещества встречены в глубоких частях озер, где обычно и располагается очаг генерации нефти. Важно отметить, что наиболее крупные озера часто ассоциируются с рифтами и грабен-рифтовыми долинами, а также с межгорными бассейнами [6, 11—13].

Палеолимнологические черты Северо-Вартовской ступени в раннем тоаре могут быть частично восстановлены из биомаркерного состава нефтей и битумоидов [9, 14]. Были распространены мелкие озерные водоемы часто с окислительным профилем диагенеза, которые представляются на сейсмических профилях низкоамплитудными событиями: акустические скорости в тоарских аргиллитах этих скважин существенно ниже, чем в смежных породах; на диаграммах стандартного каротажа — низкие значения на кривой ПС и однородное низкое сопротивление; показания гамма-каротажа заметно выше, чем в смежных породах, но ниже, чем в морских отложениях баженовской свиты. Палеоозерные седиментиты тогурской пачки можно картировать, используя данные сейсморазведки 3D и каротажа скважин. Геологический риск поисков нефти в базальных слоях юры и кровле дезинтегрированного фундамента представляется большим. Он содержит *маргинальную и кондиционную* компоненты:

первая — вероятность того, что предложенная стратегия действия отражает ожидаемый природный феномен нефтеносности в резервуарах базальных слоев юры и доюрского фундамента;

вторая — вероятность будущего успеха, определяемая качеством работ.

Есть еще проблемы, влияющие на геологические риски поисково-разведочных работ по рассматриваемому объекту. Это картирование ловушек, первона-

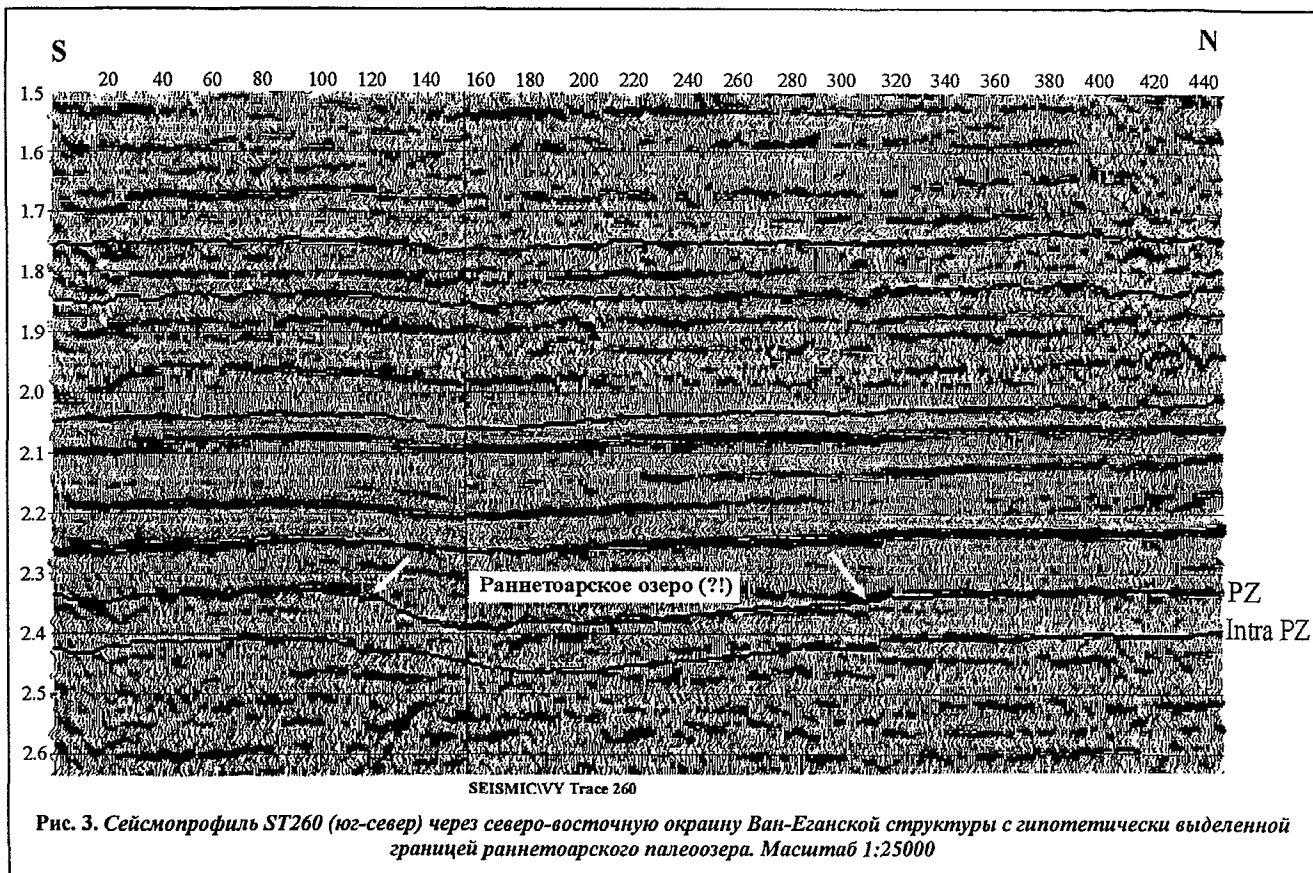


Рис. 3. Сейсмопрофиль ST260 (юг-север) через северо-восточную окраину Ван-Еганской структуры с гипотетически выделенной границей раннетоарского палеозера. Масштаб 1:25000

начально инициированных литологическим и палеогеоморфологическим выклиниванием грубозернистых резервуаров базальных слоев юры, и палеорифтовая пермо-триасовая архитектура, определяющая образование контрастных понижений палеорельефа в позднеплинсбах-раннетоарское время.

Упрощенная модель тогурско-палеозойской нефтяной системы может быть продемонстрирована на следующем примере.

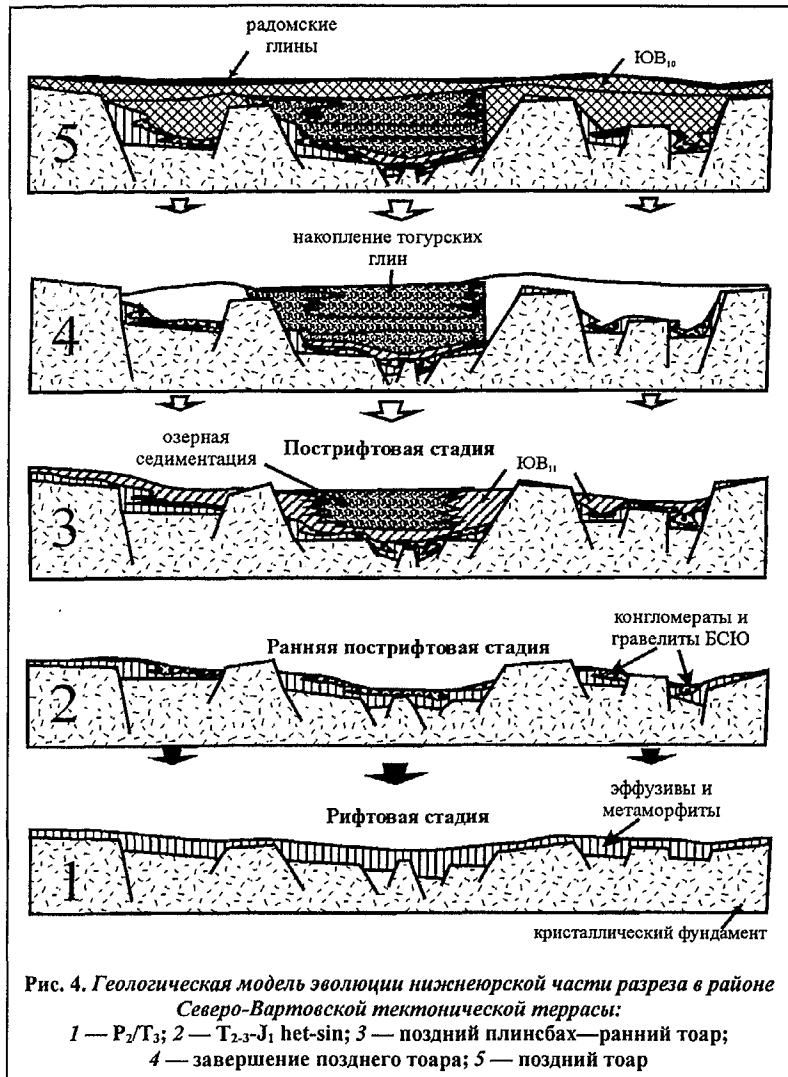
Крупное палеозеро, географическое распространение которого ориентировочно характеризуется положением изогипсы минус 3040 м по кровле отражающего горизонта (ОГ) А, а дистальная часть, где накапливались нефтегазоматеринские глины, заключена между отметками минус 3070 и минус 3160 м и является очевидной седиментационной доминантой для нижних горизонтов юрского разреза севера Ван-Еганского района (рис. 3).

Очертания палеозера, сохранившегося в современном рельефе, по кровле палеозоя уверенно выделяются на меридианальном сейсмопрофиле "Trace 260" (см. рис. 3). Современная амплитуда палеозера составляет около 120 м. Очевидно, что на протяжении мезокайнозойской истории происходило сглаживание его вертикальной амплитуды и, вероятнее всего, в плинсбах-раннетоарское время она составляла около 200...250 м.

Раннетоарские дистальные глины рассматриваемой озерной экосистемы обладали исходным нефтегазогенерационным потенциалом в 20...45 кг УВ/т породы. В связи с тем что это был кероген смешанного типа со значительным вкладом угольной органики,

основными продуктами генерации были газоконденсат и легкая по плотности нефть, обогащенная твердыми парафинами. Это нашло подтверждение в составе углеводородных флюидов, полученных в скв. 162-П и 162-П-бис Ван-Еганского месторождения. Выполненные историко-геологические и палеотемпературные реконструкции функционирования позднеплинсбах-раннетоарского очага генерации нефти на северо-востоке Ван-Еганского района показали, что эмиграция нефти, газа и конденсата из тогурских глин и их поступление в миграционно-дренажную сеть рассматриваемой территории начались примерно 40 млн лет назад в эоценовую эпоху и были особенно активными в раннем миоцене. В то же время оптимальный катагенетический (палеотемпературный) уровень еще не достигнут, и степень реализации исходного нефтегазогенерационного потенциала не превысила 25 %.

Несомненно, открытие позднеплинсбах-раннетоарских палеозерных бассейнов возможно и на территории, пограничной между Сургутским и Нижневартовским сводами, прежде всего, конечно, в районе северного раскрытия Ярсомовского прогиба, где пересекаются одна из ветвей Аганского и Северо-Сургутский грабен-рифты. На рис. 4 в схематически упрощенной форме представлены основные этапы эволюции нижнеюрской части разреза. На позднепалеозойско-раннетриасовой стадии (1 на рис. 4) формировался верхний эффузивно-метаморфический комплекс в условиях сложнодислоцированного фундамента и активно проявившегося рифтинга в пермско-раннетриасовое время.



Собственно раннеюрский этап начался с отложения полимиктовых крупногалечниковых конгломератов и гравелитов базальных слоев юры (БСЮ) в геттанг-синемюрское время, образование которых связано с пролювиальным транспортом грубообломочного эффузивного и метаморфического материала в ближайшие отрицательные формы рельефа (2 на рис. 4). Из этого следует, что БСЮ, представляющие собой коллектор с превосходными петрофизическими свойствами и важное миграционное "авеню" для нефти и газа, характеризуются изменчивой толщиной и прерывистым распространением, что необходимо учитывать в рекомендациях для поисковых работ.

На третьей стадии эволюции нижнеюрского разреза в позднеплинсбах-раннетоарское время началась и активно проявила себя озерная седиментация, благодаря которой сформировались распределенные в пространстве глинистые осадки с высоким нефтегенерационным потенциалом. Во второй половине раннего тоара продолжалось накопление озерных осадков главным образом в небольших по размерам бассейнах (в среднем от 1×2 до 10×15 км), глубина которых редко достигала 100...120 м. Типичное тоарское палеозеро за пределами Ярсомовского прогиба —

небольшое по размерам, пресноводное, уровень воды близок к базису эрозии, сравнительно мелководное, латерально протяженное. Иная ситуация должна проявиться в северном раскрытии Ярсомовского прогиба, где ожидается доминирующее влияние озерного литогенеза в зоне распространения юго-западной ветви Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта.

В литоральной зоне палеозер на глубинах до 25...30 м накапливались песчаные и песчано-глинистые тела, обычно относимые к пласту ЮВ₁₁ (3 на рис. 4). Географические границы пласта ЮВ₁₁ мигрируют с главным субмеридиональным компонентом, а это предполагает определяющую роль аллювиального седиментогенеза. Протяженные коллекторы пласта ЮВ₁₁ могут быть развиты вдоль линии барьерно-островного комплекса тогурских озер и как часть аллювиально-дельтового комплекса. Тем не менее важно отметить, что тонко- и мелкозернистые песчаники литорали озер, синхронные во времени седиментации дистальным глинам того же озерного бассейна, могут явиться в благоприятных геологических условиях продуктивных резервуаром.

Смежные с тогуром песчаные пласты ЮВ₁₁ и ЮВ₁₀, а также базальные грубозернистые слои юры в ближайших (сотни метров — первые километры) антиклинальных и литолого-стратиграфических ловушках представляют наибольший интерес как будущий район поискового бурения (4, 5 на рис. 4).

Геологическая ситуация с организацией информации в тогурско-палеозойской генерационно-аккумуляционной нефтяной системе схематически отражена на рис. 5. Здесь выделены три области, пространственно интегрированные в рамках одной нефтяной системы:

географически ограниченный палеозерный бассейн J₁pli-J₁toa, внутри которого располагается в температурно зрелой зоне очаг активной генерации нефти и газоконденсата (Pg-Ng);

пространство зоны аккумуляции, которое определяется спектром тектонически и литолого-стратиграфически сформированных ловушек (P/T, J₁, MZ);

вторичное миграционное пространство для транспорта углеводородов из области, где локализован очаг генерации в ловушки аккумуляционного пространства (Pg-Ng).

Упрощая ситуацию для практических целей, еще раз отметим, что влияние источника нефти, конкретнее очага генерации УВ, является, несомненно, главным и определяющим фактором. Логика подхода к анализу тогурско-палеозойской нефтяной системы сведена к следующему (см. рис. 5): по данным сейс-

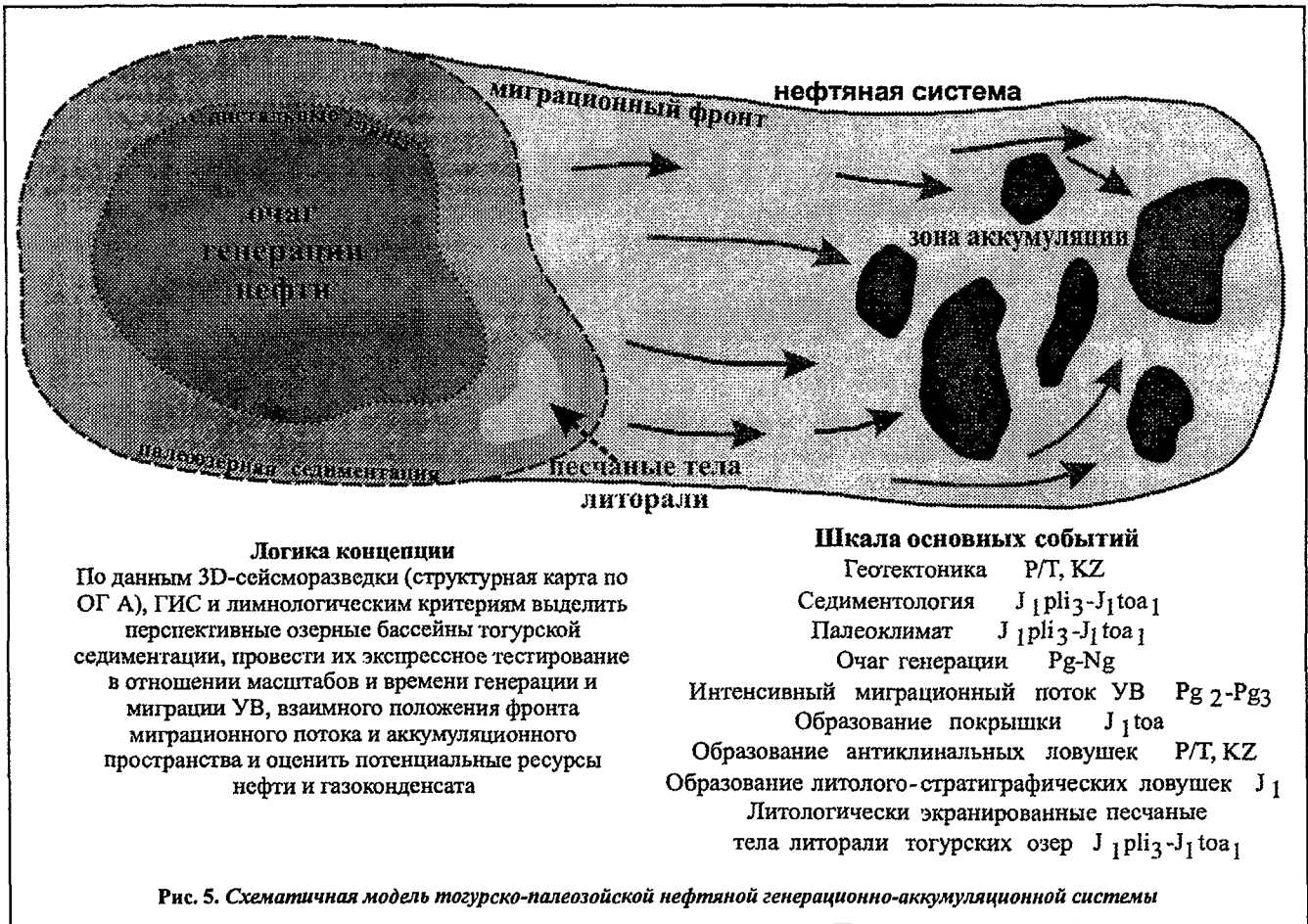


Рис. 5. Схематическая модель тогурско-палеозойской нефтяной генерационно-аккумуляционной системы

моразведки 3D (структурная карта по отражающему горизонту А), ГИС и палеолимнологическим критериям выделить перспективные озерные бассейны тогурской седиментации, провести их экспрессное тестирование в отношении масштабов и времени генерации и миграции УВ, взаимного положения фронта миграционного потока и аккумуляционного пространства и оценить потенциальные ресурсы нефти и газоконденсата.

Тогурско-палеозойская газоконденсатнонефтяная система

Сейчас по материалам исследований коллекций керна и нефти и конденсата, полученных в итоге промыслово-геофизических испытаний скважин, появилась новая геохимическая информация, которая может быть адаптирована к практике геолого-разведочных работ [10, 20, 21]. Для этих целей в настоящем отчете использованы представления о нефтяной (нефтегазоконденсатной) генерационно-аккумуляционной системе, которая объединяет области распространения активных нефтегенерирующих комплексов пород, миграционно-дренажную сеть и зоны вероятной аккумуляции нефти и газа, а также все геологические элементы и процессы, которые важны для формирования месторождений и их сохранения в последующую геологическую эпоху. Существенные элементы системы образуют нефтематеринские свиты, природные резервуары, покрывки, перекрыва-

ющая их часть осадочного разреза и геологические процессы, определяющие формирование ловушки и эволюцию генерации, миграции и аккумуляции углеводородов.

Организация информации и стадийность геолого-геохимических работ в рамках концепции нефтяных систем в общем виде представлены на рис. 6. Здесь использованы методические подходы [10, 20, 21].

На первой стадии основной целью является идентификация источника (иногда источников) нефти, базирующаяся на геохимических корреляциях типа нефть — вероятная нефтематеринская порода. На этом этапе важно также охарактеризовать нефтегенерационные свойства источника, предварительно определить зону распространения активных нефтематеринских пород и выполнить серию 1D компьютерных реконструкций геологической истории генерации и эмиграции нефти.

На второй стадии геохимические исследования концентрируются на определении эффективности функционирования миграционно-дренажной сети между очагом активной генерации нефти и областью ее аккумуляции в ловушках (см. рис. 6). При этом используются двумерные компьютерные модели генерации нефти, данные сеймопрофилрования, результаты петрофизических анализов природных резервуаров и региональной покрывки.

Стадия	1D	2D	3D
Цель	Идентификация источника нефти	Охарактеризовать реализацию нефтегенерационного потенциала в ходе геологической истории нефтематеринской свиты	Выбор стратегий для поисково-разведочных работ
Содержание работ	<p>Геохимические свойства нефтей (физико-химические данные, распределение алканов, состав биомаркеров и результаты изотопии узких фракций) ряда месторождений (залежей). Корреляции типа "нефть-нефть" и "нефть-материнская порода". Оценка нефтегенерационных свойств предполагаемого источника нефти по коллекциям керна и шлама (пироллиз Rock-Eval). Ориентировочное выделение географических и стратиграфических границ распространения очага активной генерации нефти (по параметрам T_{max}, R', TI)</p>	<p>Серия 1D реконструкций геологической и палеотемпературной истории генерации и эмиграции нефти для осадочных разрезов отдельных скважин. Геохронологические интервалы начала и достижения максимума в нефтеобразовании, эмиграции нефти</p>	<p>Оценка эффективности функционирования нефтяной системы на критических рубежах ее геологической эволюции. Карты современного и палеокатагенеза в зоне активной генерации нефти. Карты интенсивности миграционных потоков нефти. Картирование степени импеданса миграционно-дренажной системы в связи с качеством региональной покрывки, разломной тектоники и типом ловушек. Идентификация положения ловушек по отношению к главным путям миграции нефти. Баланс масс углеводородов в очаге генерации, миграционно-дренажной системе и зоне аккумуляции. Прогнозные запасы нефти. Описание механизма и эффективности аккумуляции нефти. Оценка условий сохранения нефти в залежах</p>
Стоимость	Низкая	Низкая	Умеренно высокая
Рекомендации для ПРР	Геохимические предпосылки коммерческой нефтеносности	Выделение перспективных территорий	Перечень перспективных объектов. Очередность их ввода в бурение. Прогнозные запасы

Рис. 6. Организация поисково-разведочной технологии на базе концепции нефтяных генерационно-аккумуляционных систем

На стадии 3D выбор стратегий для поисково-разведочных работ осуществляется на основе количественных оценок эффективности функционирования нефтяных систем, картирования миграционных потоков нефти и положения ловушек на главных путях миграции (см. рис. 6).

Успешная реализация концепции нефтяных систем будет определяться тремя группами независимых факторов: существованием ловушки, аккумуляцией достаточного количества нефти и сохранением нефти в залежи. Последние две группы являются предметом изучения органической геохимии. При ближайшем рассмотрении из приведенной совокупности условий можно выделить в порядке важности три критерия существования залежи: 1) близость к ловушке миграционно-дренажных путей от очага генерации нефти; 2) проницаемость покрывки; 3) размеры ловушки.

Нефтяная система, анализируемая в настоящем отчете, включает тогурские палеозоерные глинистые седиментиты плинсбах-раннетоарского возраста как наиболее вероятный источник легких по плотности парафинистых нефтей и газоконденсата; грубозернистые базальные слои юры, пласты ЮВ₁₁ и ЮВ₁₀, и трещиноватые породы кровли слабометаморфизованного фундамента как возможные коллекторы углеводородов; базальные слои юры как главный миграционно-дренажный путь углеводородов; несколько локальных очагов генерации нефти и газоконденсата с небольшими возможностями для заполнения миграционно-дренажных путей и зон вероятной аккумуляции УВ и Северо-Вартовский региональный очаг с мощным потенциалом генерации УВ, протяженной миграционно-дренажной системой и положительным генерационно-аккумуляционным балансом.

Существенным элементом нефтяной системы являются историко-геологические реконструкции процесса генерации и миграции нефти и газа по оригинальному пакету программ "Basin Mod". Он позволяет геологоразведчикам идентифицировать нефтематеринскую свиту, проследить во времени изменение масштабов генерации нефти, время ее эмиграции, предсказать основные пути миграции нефти для разных тектонических ситуаций, время и масштабы аккумуляции нефти. Так, некоторые результаты моделирования геологической эволюции тогурской нефтематеринской пачки для осадочного разреза скв. 182 Ватьеганского месторождения представлены на рис. 7 и 8. Сплошными линиями на рис. 7 показано, как менялись палеоглубины и толщины. Реконструкции палеоглубин осадочных слоев проведены на основании известной процедуры разуплотнения в предположении, что пористость пород убывает с глубиной по экспоненциальному закону с параметрами, зависящими от литологии слоя.

Реализация углеводородного потенциала керогена в ходе геологической и палеотемпературной истории тогурской пачки на Ватьеганском месторождении показана на рис. 8. Порог эмиграции нефти из материнской толщи в перекрывающие и подстилающие ее

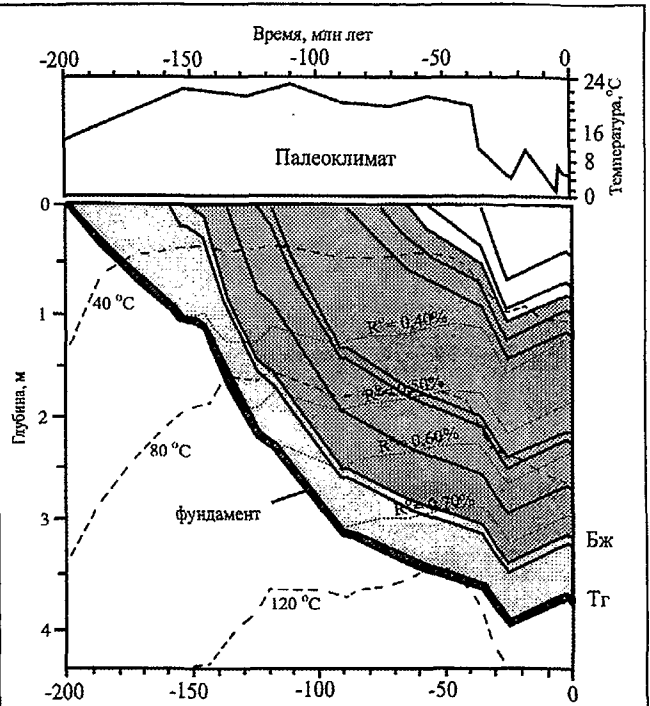


Рис. 7. Геологическая история осадочного разреза и палеотемператур в скв. 182 Ватьеганского месторождения

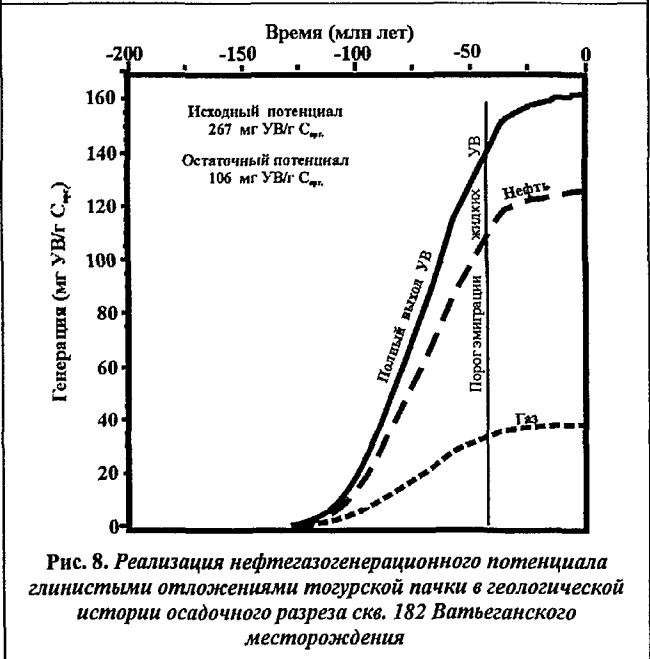


Рис. 8. Реализация нефтегазогенерационного потенциала глинистыми отложениями тогурской пачки в геологической истории осадочного разреза скв. 182 Ватьеганского месторождения

проницаемые породы был преодолен в эоценовую эпоху, а суммарный масштаб эмиграции нефти составил примерно 120 мг УВ/г C_{орг}. В то же время образование углеводородных газов было близким 40 мг УВ/г C_{орг} (см. рис. 8).

Условия формирования залежей нефти и газоконденсата

Рассматриваемые поисковые объекты сложны для сейсмогеологического картирования, и вероятность проведения здесь глубокого поискового бурения без экономического успеха велика. До сих пор нет доста-

точной ясности в оценке роли основных факторов, определяющих вероятную коммерческую нефтегазоконденсатность. В 1980-е и начале 1990-х гг. Главтюменьгеология пробурила много скважин, вскрывших кровлю изверженно-метаморфического комплекса фундамента, но большая часть проблем и неуспехов, связанных с бурением на палеозой, была забыта и не изучена. Распространенное мнение о высоких перспективах нефтеносности палеозоя Среднего Приобья следует отвергнуть из-за причин, которые частично будут обсуждены ниже.

1. Влияние источника нефти и газоконденсата является главным фактором, лимитирующим распространение нефти в природных резервуарах нижней юры и кровли палеозойского комплекса фундамента. Как уже отмечалось выше, все нефти рассматриваемого продуктивного комплекса Среднеобской области принадлежат к семейству нефтей тогурского источника, т. е. к озерно-доминированной, довольно слабо аккумулятивной нефтяной системе. Безусловно, при этом запасы нефти и газоконденсата в залежах не могли быть большими.

Толщина отложений тогурской пачки на территории, прилегающей к Ярсомовскому мегапрогибу, широко варьирует от 10...12 до 100...110 м. Пространственная локализация этих нередко тонкозернистых осадков все еще слабо изучена. Благоприятные условия для накопления нефтематеринских глин в раннем тоаре были там, где глубина водной толщи в тогурских палеоозерах составляла 70...300 м. На большей части территории в раннетогурское время были широко распространены сравнительно мелководные, ограниченные по площади палеоозерные экосистемы. Только на севере Вартовской террасы, в зоне юго-западной ветви Колтогорско-Уренгойского грабенрифта ожидается распространение протяженной по площади и с мощной дистальной частью палеоозерной экосистемы с глубинами, превышавшими 100...150 м и, возможно, достигавшими 300...400 м. Эти крупные по размерам палеоозерные бассейны (или бассейн) все еще четко прослеживаются в современном структурном плане по отражающему горизонту, но, конечно, размеры их были более контрастными в пост-рифтовую стадию, в позднеплинско-раннетогурское время, и, возможно, в синрифтовую, в породах которой могут быть обнаружены залежи газоконденсата.

Полученные геохимические результаты, особенно по керну скв. 50-П Тевлинско-Русскинской площади, позволяют предположить, что лишь ограниченные интервалы тогурской пачки могут быть квалифицированы как умеренные или богатые по нефтегенерационному потенциалу керогена нефтематеринские породы. Их суммарная толщина достигает 25...30 м.

2. Для реализации нефтегенерационного потенциала очагово-распространенных тогурских суббитуминозных отложений необходима оптимально благоприятная палеотемпературная история керогена. Пик генерации нефти достигается для органического

вещества тогурского типа (смешанный кероген типа II—III с преобладанием III типа) в заключительную фазу градации катагенеза МК₂ — первой половине градации МК₃ в диапазоне отражательной способности витринита R° = 0,85...0,95 %, в то время как газоконденсат образуется при более высоких значениях палеотемператур и соответственно катагенеза — на градациях МК₃ (завершающая фаза) и главным образом МК₄ при R° = 1,20...1,50 %. Это и является вторым, лимитирующим распространение нефтеносности в тогурско-палеозойской системе, фактором. Невысокая степень преобразованности керогена тогурской пачки, как, например, в районе Кечимовской, Ватьеганской, Когальмской, Ван-Еганской и Тевлинско-Русскинской площадей, где R° = 0,70...0,80 % снижает эффективность формирования залежей нефти в рассматриваемом комплексе, а в ряде случаев (при R° ≤ 0,67 %) и исключает развитие этого процесса.

3. Миграционно-дренажный путь нефти/конденсата от очага генерации к зоне аккумуляции в тогурско-палеозойской системе за редким исключением — короткий по расстоянию. Это связано с обычно небольшими размерами очагов генерации нефти, умеренным или невысоким нефтегенерационным потенциалом керогена тогурских глин и, как правило, недостаточно сильным палеотемпературным воздействием при термодеструкции керогена. Поэтому нередки геологические ситуации, когда пик интенсивного нефтеобразования не достигался. В целом небольшие размеры очагов генерации УВ, их умеренная катагенетическая зрелость определили сравнительно небольшие масштабы нефтяного эмиграционного "заряда" и как следствие — короткие пути вторичной миграции нефти и газоконденсата и формирование небольших по запасам залежей в ближайших окрестностях очага нефтеобразования.

4. Следует признать, что пока слишком мало информации для правильного определения палеогеоморфологических предпосылок нефтеносности базальных слоев юры и кровли палеозойского комплекса фундамента. Их несомненная важность для ГРП очевидна:

необходимо картировать раннетогурские палеоозерные бассейны, оперируя материалами сейсμοфациального анализа;

грубозернистые и брекчиевидные базальные слои юры являются основным коллектором нефтей и конденсатов тогурского генетического семейства. Области их распространения будут также контролироваться палеогеоморфологией раннеюрской эпохи.

Раннетогурские озера в районе, прилегающем к Ярсомовскому мегапрогибу, гипотетически могут быть выделены по контрастным понижениям в рельефе на сейсмопрофилях по отражающему горизонту А. Палеоозерные осадки ранней юры, сейсмически представляются протяженными, низкоамплитудными событиями. Скорость акустических волн здесь также существенно ниже, чем у смежных пород. По каро-

тажу озерные литофации разделяются на гомогенные отрезки: для слоев с низкими значениями кривой ПС типично низкое сопротивление, а для слоев с высокими значениями ПС обычны высокие сопротивления и показания гамма-каротажа.

Большие трудности вызывает палеогеоморфологическое выделение песчаных фанов, расположенных в мелководной части озер или в их ближайших окрестностях. Возможно, что наиболее благоприятные условия для накопления пород-коллекторов в тогурско-палеозойской нефтяной системе существовали в околоозерных песчаных фанах и низкостоящих дельтах мелких рек. Их географическое положение рядом с очагом генерации нефти в дистальной части озер и хорошие петрофизические свойства переотложенных песчаных пород особенно привлекательны как объект исследований для ГРП.

В связи с целесообразностью картирования палеозерных бассейнов J_1 для выделения очагов генерации нефти и газоконденсата и песчаных тел — возможных коллекторов, нужен особый подход к анализу сейсмofаций, учитывающий палеогеоморфологическую ситуацию в позднеплинсбах-раннетарское время.

Палеогеоморфологические исследования необходимы также для выделения базальных слоев юры, представленных обычно грубозернистым материалом — гравелитами, мелкогалечниковым конгломератом, брекчиями, являющимися не только превосходным коллектором, но и основными миграционно-дренажными каналами для перераспределения нефти в зоны аккумуляции. В их распространении многое неясно и необходимы более достоверные модели на базе анализа сейсмofаций. Следует отметить также, что неясны многие детали геотектонических предпосылок в локализации палеорифтовых систем P_2-T_1 , во многом определявших географическое распространение и глубинный профиль раннетарских озер.

5. Реалистическая модель формирования залежей нефти в нижних слоях юрской системы и кровле дезинтегрированного палеозойского комплекса фундамента не может быть реконструирована без сведений о типе и размерах ловушек и качестве региональной покрывки. О типе ловушек известно очень мало. В рассматриваемой нефтяной системе возможны небольшие ловушки со структуродоминирующим, литостратиграфическим и разломозкранирующим элементами. На Северо-Варьганском месторождении сложная по строению газоконденсатная залежь J_1-PZ встречена в ловушке комбинированного типа. На современной стадии изученности проблемы можно ожидать, что экономически наиболее интересным типом ловушек будут зоны литолого-стратиграфического экранирования базальных слоев юры на склонах крупных антиклинальных поднятий по отражающему горизонту А в глубокопогруженной части Северо-Варьганской тектонической террасы, в частности в районе Западно-Котухтинского и Повховского месторождений. Для этого типа ловушек особенно

благоприятным фактором является вторичная миграция нефти и газоконденсата, которая протекает главным образом вдоль зон выклинивания грубозернистых базальных слоев юры и поверхности их раздела с корой выветривания и кровлей дезинтегрированного палеозойского комплекса фундамента. Ловушки, связанные с разрывными нарушениями, в частности с так называемым литологическим прилеганием к разлому пролювиального комплекса геттангсинемюра и плинсбаха, также важны для определения стратегии ГРП.

Как известно, покрывка — критический компонент существования залежи в ловушке. Без эффективной покрывки нефть и газоконденсат, образовавшиеся в тогурско-палеозойской системе в основном в эоцен-раннемиоценовое время, уйдут из ловушки. Интенсивный сублатеральный дренаж нефти на пути вторичной миграции от очага генерации к зоне аккумуляции может рассеяться и не дойти до ближайших ловушек, если отсутствует субрегиональная покрывка, препятствующая такому рассеянию. Работы исследователей СНИИГГиМС и ИГНиГ РАН показали, что в качестве региональной покрывки для базального слоя юры и кровли палеозоя выступает сама тогурская глинистая пачка, особенно в ингрессионно-морской литофациальной серии [4, 5, 13, 15]. Нельзя не отметить однако, что она нередко сильно опесочена и едва ли является эффективным региональным экраном, но для короткой по расстоянию сублатеральной миграции нефти в системе тогур — кровля палеозоя, возможно, и такой экран удовлетворителен. Для части нефтяного потока, которая мигрирует выше кровли тогурской пачки, в зоне распространения пласта ЮВ₁₀, в качестве региональной покрывки выступает радомская глинистая пачка, но коммерческие скопления нефти под этим экраном в рассматриваемой части Нижневартовского свода все еще не известны.

Некоторые из перспективных направлений геолого-разведочных работ

С позиций поисков нефти и газоконденсата в пластах горелой свиты, ЮВ_{10,11}—ЮВ₁₂, базальном слое юры и кровле дезинтегрированного палеозойского фундамента перспективное, экономически оправданное направление поисково-разведочных работ связано с наиболее погруженной частью Северо-Варьганской тектонической террасы, в частности с Западно-Котухтинской и Повховской площадями и прилегающей к ним территорией. Такой выбор определяется, по крайней мере, двумя геохимическими обстоятельствами: 1) как уже отмечалось, нефтематеринские отложения тогурской пачки выполняют наиболее погруженные части палеорельефа палеозойского фундамента, а на его выступах они, как правило, редуцированы и их замещают более молодые образования; 2) в глубокопогруженной зоне распространения тогурской глинистой пачки достигается неперенное условие — высокотемпературный крекинг

керогена, который обеспечивает интенсивную генерацию нефти, а затем и газоконденсата.

Западно-Котухтинское месторождение

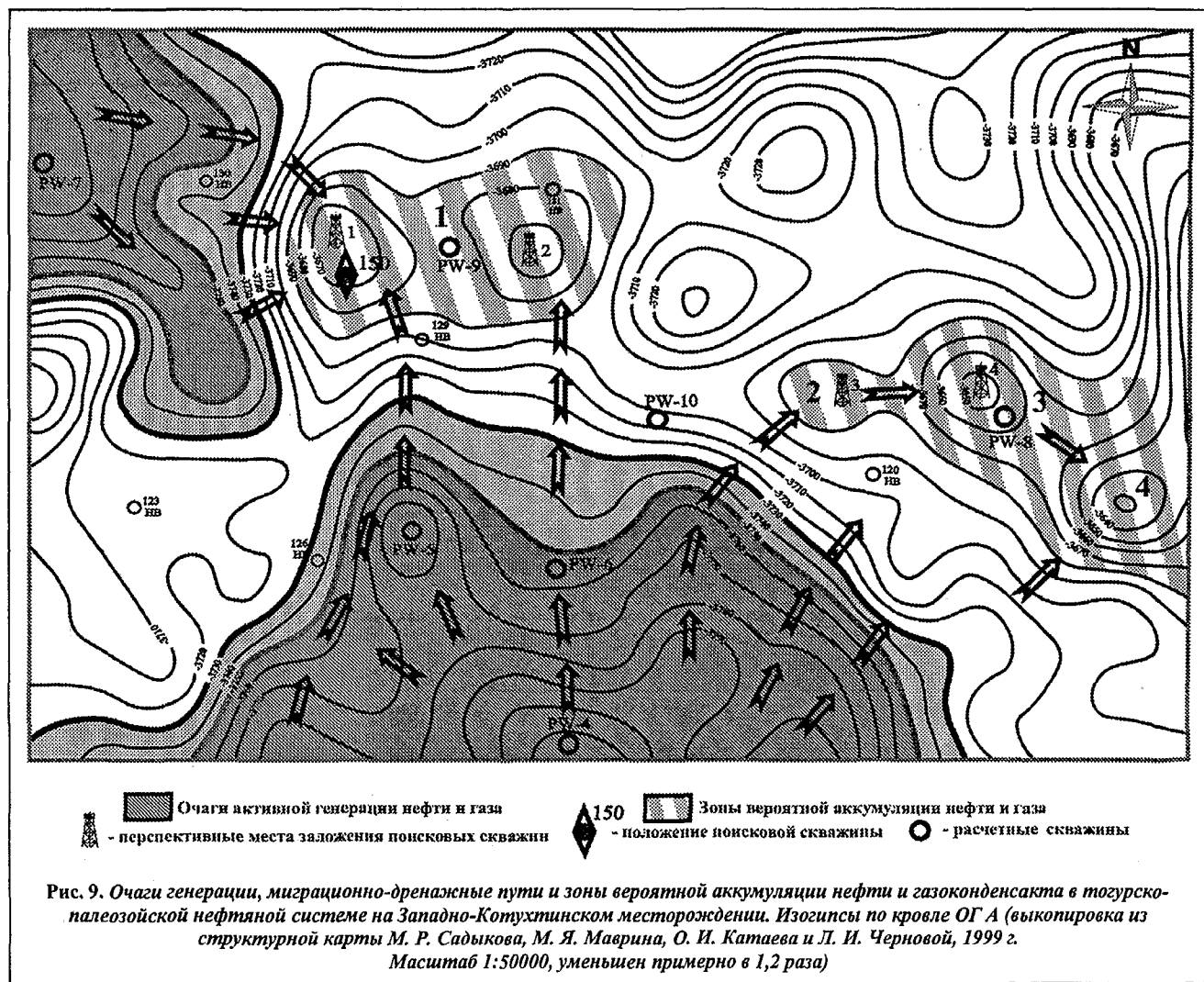
Расположение вероятных очагов генерации нефти

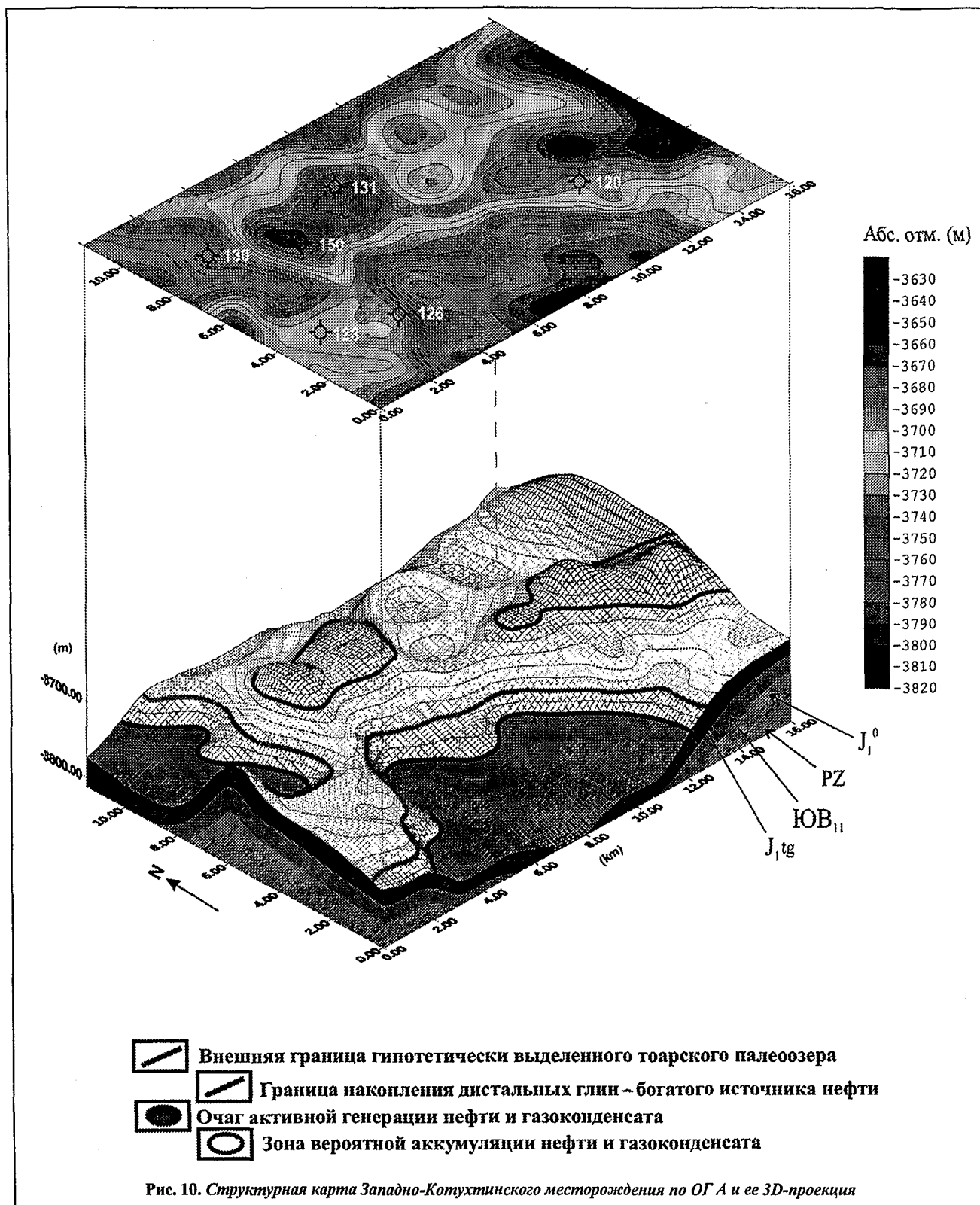
В современном структурном плане в южной части Западно-Котухтинской площади по сейсмическому отражающему горизонту А выделяются очертания северной части (размером 10×12 км) крупного палеозерного бассейна, внешний край которого оконтуривается изогипсой минус 3730 м, а депоцентр располагается на абсолютной отметке минус 3820 м (рис. 9). Дистальная часть этого бассейна, где, вероятно, накапливались тогурские нефтематеринские глины, заключена между отметками минус 3750 и минус 3820 м. Истинные размеры данного бассейна озерного типа неизвестны, так как авторы не располагают сейсмической информацией о его южном продолжении. Судя по простиранию изолиний абсолютных отметок, его площадь может быть вдвое больше той, которая представлена на рис. 9, а максимальная глубина может достигать 100...120 м. Очевидно, что на протяжении мезокайнозойской истории его вертикальная амплитуда и географические размеры заметно умень-

шились в сравнении с исходными на период позднеплинсбах-раннеотоарского времени, когда в депоцентре палеозерного водоема максимальные глубины водной толщи могли составлять 200...250 м. Это один из самых крупных палеозерных бассейнов, которые встречаются на территории, прилегающей к месторождениям нефти, эксплуатируемым ТПП "Когалым-нефтегаз".

Второй вероятный очаг генерации нефти располагался непосредственно к западу от антиклинальной структуры, на западном куполе которой была заложена скв. 150-П (см. рис. 9). Это малоамплитудная депрессия в современном рельефе по отражающему горизонту А, которая, возможно, являлась дополнительным второстепенным по масштабам, источником нефти на Западно-Котухтинской площади.

На рис. 10 показана современная геоморфологическая ситуация с выделяемыми палеозерными системами — очагами генерации нефти в тогурских глинистых седиментитах озерных впадин и зонами вероятной аккумуляции нефти и газоконденсата в локальных поднятиях, выраженных по отражающему горизонту А.





Катагенез

На рис. 11 представлены палеокатагенетические планы базального слоя юрской части осадочного разреза для района Западно-Котухтинского поднятия. Для этого рассматриваемая территория была разбита сеткой расчетных псевдоскважин, и для базального

слоя юры каждой из них были выполнены историко-геологические и палеогеотермические реконструкции по методике, изложенной в ряде публикаций [10, 20]. На их основе были сделаны расчеты коэффициента ТГТ — эквивалента отражательной способности витринита (R° , %) и построены соответствующие палеокатагенетические планы (см. рис. 11). В районе Юж-

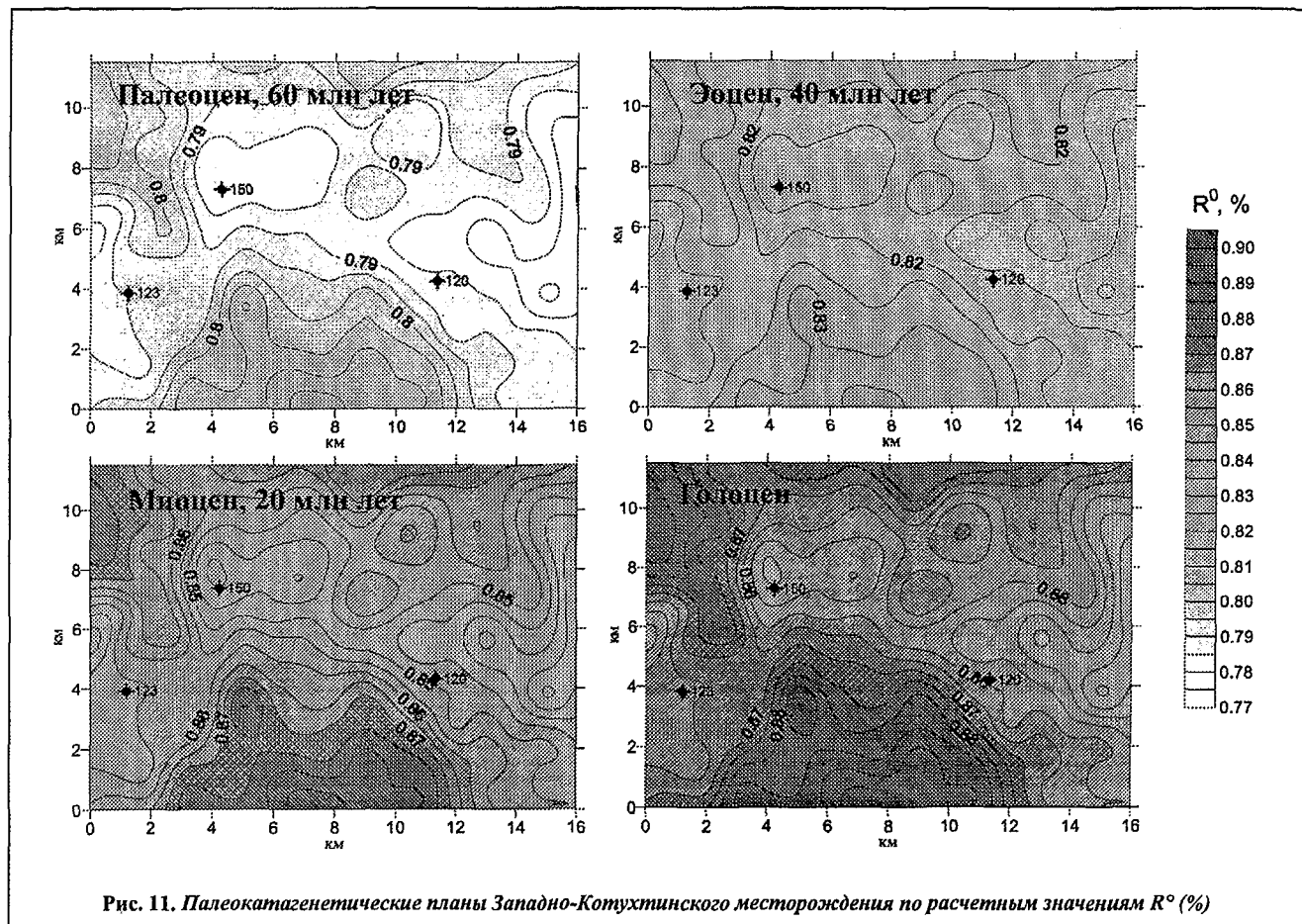


Рис. 11. Палеокатагенетические планы Западно-Котухтинского месторождения по расчетным значениям R° (%)

ного раннетоарского палеозера генерация нефти на раннем слабоинтенсивном этапе началась еще в палеоцене, но наиболее активно она проявилась в эоцене — раннем миоцене, когда параметры катагенетической зрелости в очаге генерации достигали значений $R^\circ = 0,87...0,92$ %, что свидетельствует о достижении пика генерации нефти и ее масштабной эмиграции из очага нефтеобразования в миграционно-дренажную сеть и зону аккумуляции. Палеотемпературный градиент в новейшее время немного уменьшился, но процесс нефтеобразования и начала генерации газоконденсата продолжался, хотя и с несколько меньшей интенсивностью (см. рис. 11). Таким образом, основной этап формирования залежей нефти в тогурско-палеозойской системе Западно-Котухтинского месторождения пришелся на эоцен — ранний миоцен, хотя он, несомненно, продолжался и в новейшее время, но с меньшей интенсивностью.

Масштабы образования и миграции нефти

В табл. 1 приведены расчетные данные о масштабах генерации и эмиграции нефти, а также о катагенезе для основных рубежей образования и миграции нефти в тогурских отложениях Западно-Котухтинской площади. В качестве примера выбраны семь псевдоскважин, осадочные разрезы которых были ориентировочно определены по структурным планам по отражающим горизонтам Б и А, а также по мате-

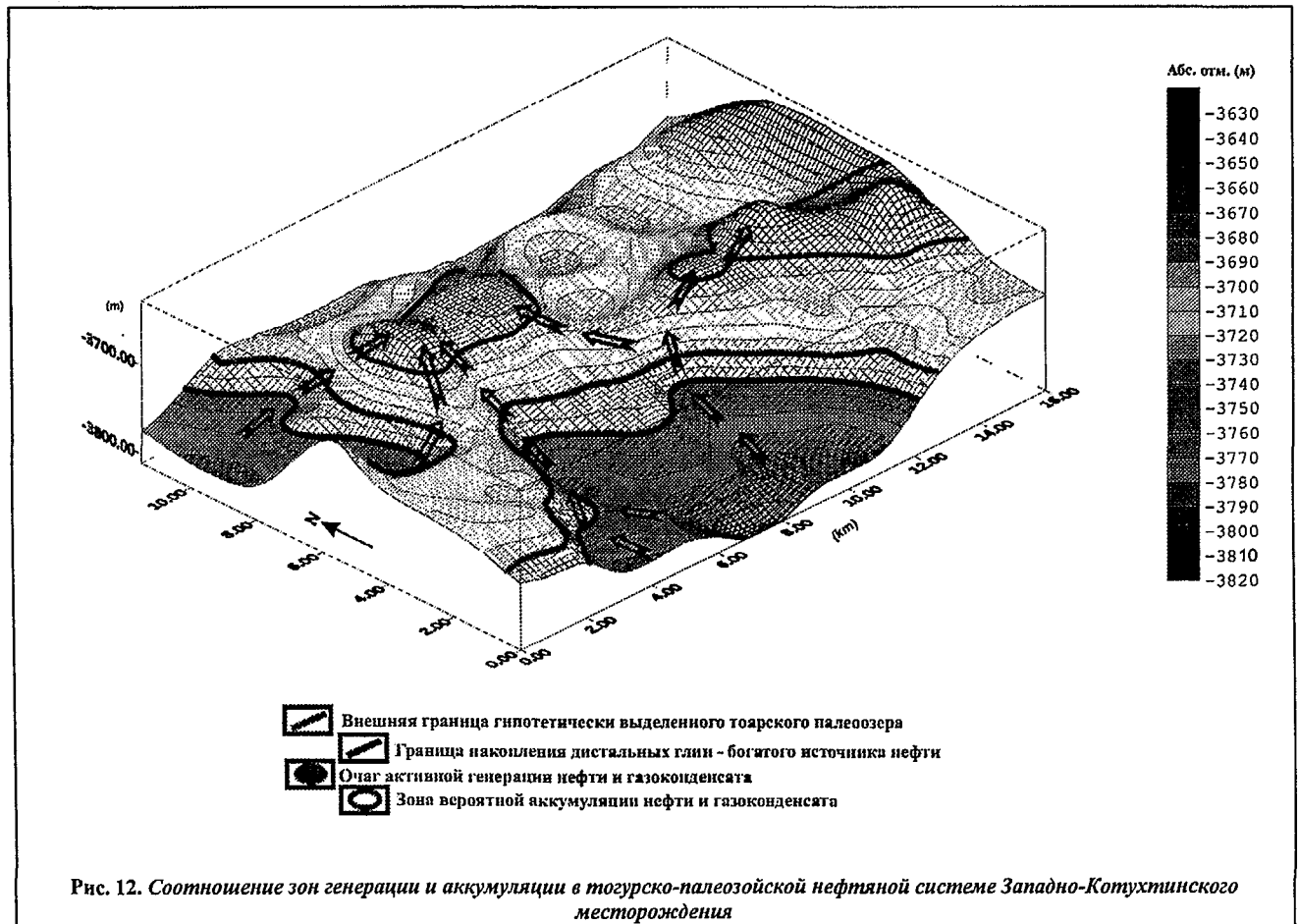
риалам геофизических исследований в соседних разведочных и поисковых скважинах. Далее были выполнены стандартные реконструкции геологической и палеотемпературной истории тогурской глинистой пачки и по компьютерным программам "Basin Mod" рассчитаны значения R° , масштабы генерации нефти в значениях водородного индекса HI и ее эмиграции из тогурских глин в проницаемые пласты [9, 20].

При построении карт масштабов миграции нефти и газоконденсата от очагов генерации в зоны аккумуляции был принят ряд допущений:

1. При оценке масштабов генерации углеводородов (рис. 12):
 площадь очага генерации (северная часть крупного южного раннетоарского палеозера) $31,75 \text{ км}^2$;
 толщина глинистой тогурской пачки 30 м;
 толщина тогурской пачки, реализующей эмиграционный потенциал нефтеобразования, 20 м;
 объем очага генерации $0,952 \text{ км}^3$;
 площадь северо-западного очага генерации нефти $10,3 \text{ км}^2$;
 объем северо-западного очага $0,31 \text{ км}^3$ (см. рис. 12);
 содержание $C_{\text{орг}}$ 6 %;
 пористость 7 %;
 объем порово-трещинного пространства глин, который должен быть заполнен новообразованиями нефти до начала массовой ее эмиграции, 20 %.

Расчетные геохимические параметры катагенеза (R° , %), генерации нефти (НГ, мг УВ/г $C_{орг.}$) и ее эмиграции из тогурских глин в проницаемые пласты (Δ НГ, мг УВ/г $C_{орг.}$) для условных скважин (PW) на Западно-Котухтинской площади

Геологическое время, анализируемые данные	Скв. PW-4		Скв. PW-5		Скв. PW-6		Скв. PW-7		Скв. PW-8		Скв. PW-9		Скв. PW-10	
	Рас-счи-танные пара-метры	Палео-глуби-ны, м	Рас-счи-танные пара-метры	Палео-глуби-ны, м	Рас-счи-танные пара-метры	Палео-глуби-ны, м	Рас-счи-танные пара-метры	Палео-глуби-ны, м	Рас-счи-танные пара-метры	Палео-глуби-ны, м	Рас-счи-танные пара-метры	Палео-глуби-ны, м	Рас-счи-танные пара-метры	Палео-глуби-ны, м
60 млн лет, Pg_1														
R° , %	0,82	-3540	0,81	-3490	0,8	-3460	0,81	-3500	0,78	-3360	0,78	-3390	0,79	-3420
НГ, мг УВ/г $C_{орг.}$	100		80		70		85							
Δ НГ, мг УВ/г $C_{орг.}$	50		35		30		40							
40 млн лет, Pg_2														
R° , %	0,84	-3680	0,83	-3630	0,83	-3600	0,83	-3640	0,81	-3490	0,81	-3520	0,82	-3550
НГ, мг УВ/г $C_{орг.}$	150		130		125		130							
Δ НГ, мг УВ/г $C_{орг.}$	120		110		110		110							
20 млн лет, N_1														
R° , %	0,89	-4000	0,88	-3950	0,87	-3920	0,88	-3970	0,84	-3800	0,84	-3830	0,85	-3860
НГ, мг УВ/г $C_{орг.}$	100		130		120		135							
Δ НГ, мг УВ/г $C_{орг.}$	90		110		105		115							
0 млн лет, Q														
R° , %	0,9	-3820	0,89	-3782	0,88	-3755	0,89	-3790	0,85	-3655	0,85	-3685	0,86	-3705
НГ, мг УВ/г $C_{орг.}$	30		30		30		30							
Δ НГ, мг УВ/г $C_{орг.}$	28		27		25		27							



2. Миграционные пути:

грубозернистые базальные слои юры;
средняя толщина 6 м;
пористость 12 %;
плотность нефти 0,77 г/см³;

объем порово-трещинного пространства проницаемой породы, заполненный продуктами сорбции мигрирующих углеводородов, 15 %;

дополнительные потери в зонах тектонических нарушений 5 %;

общие потери нефти, газа и конденсата на путях миграции приблизительно 90 % от их объема, эмигрировавшего из очага генерации нефти.

Количество нефти, заполняющей проницаемое миграционно-дренажное пространство, было незначительным в начале палеоценовой эпохи. Но уже в эоцене миграционный нефтяной фронт достиг ближайших к южному очагу нефтеобразования ловушек 3 и 4, а миграционные флюидопотоки из южного и северо-западного очагов района — ловушки, где первым на их пути оказался западный купол антиклинальной структуры (скв. 150-П) — рис. 12 и 13. Очевидно, что в эоценовую эпоху на Западно-Котухтинской площади началось заполнение ряда небольших по размеру ловушек антиклинального типа, хотя в это время плотность нефтяного миграционного потока не превышала 0,15...0,30 т/м² рассматриваемой территории (см. рис. 13). Только в раннемиоценовое

время плотность нефтяного потока в ловушке 1 (район скв. 150-П) достигла 0,45...0,55 т/м² (см. рис. 13). Ловушка 4 тоже была объектом активного заполнения нефтью, легкой по плотности, с высоким содержанием твердых парафинов. Одновременно с этим нужно обратить внимание на следующее обстоятельство: по периферии крупного южного очага генерации нефти в тогурских седиментитах выделяются своеобразные протуберанцы высокой плотности нефтяного миграционного потока (см. рис. 13). Если они связаны с песчаными фанам на мелководной периферии раннеогарского палеозера, то, возможно, при наличии эффективной покрывки здесь в ловушках литологического или литолого-тектонического типа (экранирование в зоне распространения разломов) могли сформироваться скопления легких нефтей конденсатного типа.

К современному этапу геологической истории тогурско-палеозойской нефтяной системы в районе Западно-Котухтинского месторождения интенсивность нефтеобразования заметно упала. Глубины залегания тогурской пачки из-за новейшей эрозии уменьшились на 150...250 м в сравнении с глубинами в раннем эоцене (табл. 1). Соответственно уменьшились и пластовые температуры, особенно за последние 2,0 млн лет. Но кумулятивный эффект накопления нефти в ловушках 1—4, располагающихся в окрестностях основного очага нефтеобразования, при-

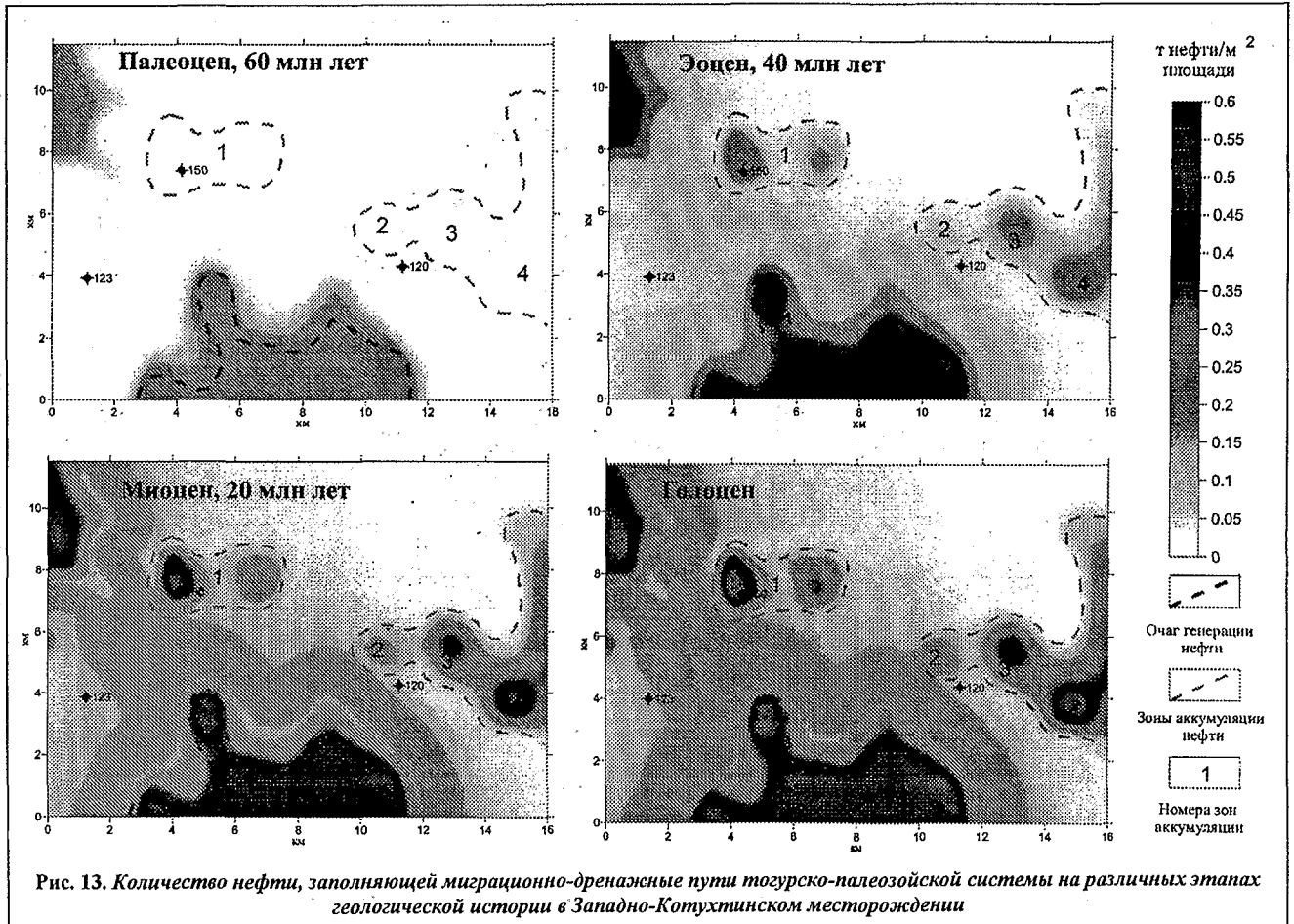


Рис. 13. Количество нефти, заполняющей миграционно-дренажные пути тогурско-палеозойской системы на различных этапах геологической истории в Западно-Котухтинском месторождении

Заключение

вел к дальнейшему увеличению масштабов заполнения нефтью миграционно-дренажных путей и, как уже отмечалось, самих ловушек (см. рис. 13). Таким образом, ловушек 1 и 4 достиг нефтяной миграционный поток, плотность которого составляла 0,6...0,7 т/м², что соответствует рубежу коммерческой нефтеносности. При наличии литологических и разломоограниченных литологических ловушек еще более продуктивные залежи нефти могут быть обнаружены в базальных слоях юры непосредственно в окрестностях основного тогурского палеозерного бассейна.

Рекомендации для геолого-разведочных работ

В табл. 2 сведены результаты моделирования и расчетов по геолого-геохимической модели функционирования основного и дополнительного очагов генерации нефти в процессе хронологического заполнения предполагаемых ловушек: ЗК-1, ЗК-2, ЗК-3 и ЗК-4. Отсутствие у авторов информации о проявлениях дизъюнктивной тектоники и возможном распространении песчаных фанов в мелководной части основного палеозерного бассейна не позволило предварительно охарактеризовать этот перспективный тип возможной аккумуляции нефти в раннеюрских песчаных седиментитах.

Таблица 2

Сведения о вероятных ловушках и масштабах аккумуляции нефти и газоконденсата на разных этапах функционирования тогурско-палеозойской системы в районе Западно-Котухтинского месторождения

Сведения о предполагаемых ловушках				Нефть, млн т			
Индекс	Площадь (км ²)	Амплитуда (м)	Объем (км ³)	60 млн лет	40 млн лет	20 млн лет	Современный этап
1	8,86	26	0,23	1,0	9,8	17,3	19,2
2	0,99	10	0,01	0,03	1,0	1,5	1,7
3	3,88	20	0,08	0,02	2,9	5,1	5,7
4	3,25	20	0,065	0,02	2,7	7,9	8,4

Потенциальные запасы нефти лишь в ловушке ЗК-1 достигают примерно 20 млн т, а извлекаемые — 6...7 млн т. В следующих по привлекательности для ГРП ловушках ЗК-4 и ЗК-3 запасы значительно меньше.

Для ловушки ЗК-1 целесообразно провести дополнительные геохимические исследования керн и шлама, отобранных из осадочного разреза горелой свиты и кровли палеозойского фундамента в скв. 150-П и, главное, по данным сейсморазведки и ГИС той же скважины уточнить геометрию данного локального поднятия и распространение базального слоя юры — основного природного резервуара в рассматриваемой нефтяной системе.

1. В скв. 50-П на Тевлинско-Русскинском месторождении обнаружен тогурский суббитуминозный разрез с высоким нефтегенерационным потенциалом керогена. Здесь встречены две палеозерные глинистые ассоциации осадков дистальной части озер и озерно-болотной литофации. Однако непосредственно в районе скв. 50-П он лишь в небольшой степени реализовал свой богатый потенциал из-за невысокого уровня катагенеза ($R^\circ = 0,69...0,73 \%$).

Глинистые отложения базальных слоев юры и коры выветривания палеозоя, как и изверженно-метаморфические породы кровли палеозойского комплекса, лишены сколько-нибудь значительных нефтегенерационных свойств и не имеют сингенетических источников нефти и газа.

В верхней части тампейской серии триаса, которая вскрыта скв. 1190/93 *Ватъеганского месторождения*, обнаружен 2-м прослой углистых аргиллитов с достаточно высоким газоконденсатным потенциалом генерации. Это свидетельствует о возможности обнаружения местных источников углеводородов в породах верхнего триаса.

Отложения горелой свиты расположены в зоне сравнительно невысокого уровня катагенеза — МК₂ с типичными значениями показателя отражения витринита $R^\circ = 0,75...0,77 \%$. Этот показатель свидетельствует о минимально благоприятных палеотемпературных условиях для активного образования и миграции нефти.

2. Тогурские озерные суббитуминозные литофации образуют типичные нефти с высоким содержанием твердых парафинов ($n-C_{22+}$), большими величинами пристан/фитанового отношения, показателем "континентальности" нефтей — $(C_{21}+C_{23}+C_{25})/3C_{20}$, который увеличивается параллельно с отношением $i-C_{19}/i-C_{20}$. От нефтей, генетически связанных с морскими литофациями, нефть Западно-Котухтинского месторождения из базальных слоев юры, отличается низким содержанием серы ($S = 0,013 \%$) и низкой температурой начала кипения. Можно утверждать, что исследованная нефть нижней юры (J₁) — типичный представитель нефтей тогурского источника.

На рассматриваемой территории наряду со скоплениями легкой высокопарафинистой нефти могут быть обнаружены залежи газоконденсата. Последнее обстоятельство можно объяснить рядом причин: 1) более высокой степенью зрелости нефтематеринского органического вещества ($R^\circ > 1,0...1,2 \%$); 2) очевидным преобладанием керогена угольного типа в источнике; 3) фракционированием нефтяного потока в миграционно-дренажном пространстве; 4) деасфальтизацией нефти в процессе ее интенсивного насыщения газом; 5) комбинированным влиянием катагенеза и типа керогена на фазовое состояние мигрирующих углеводородных флюидов.

3. Влияние нефтегазоматеринского источника является главным фактором, лимитирующим распространение нефти и газоконденсата в нижнеюрско-

палеозойском комплексе. Нефти J_1/PZ Северо-Вартовской тектонической террасы принадлежат к семейству нефтей тогурского источника, т. е. к озерно-доминированной, слабо аккумулятивной нефтяной системе. Безусловно, при этом запасы нефти и газоконденсата в залежах не могли быть большими. В раннетоарское время здесь были распространены сравнительно мелководные, ограниченные по площади палеоозерные экосистемы. Только на севере Вартовской террасы, в зоне юго-западной ветви Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта, ожидаются протяженные по площади и с мощной дистальной частью палеоозерные экосистемы с глубинами, превышающими 100...150 м и, возможно, достигавшими 300...400 м. Эти крупные по размерам палеоозерные бассейны (или бассейн) все еще четко прослеживаются в современном структурном плане по отражающему горизонту А, но, конечно, размеры их были в раннеюрское время более контрастными. Благоприятные условия для накопления нефтематеринских глин в раннем тоаре были там, где глубина водной толщи в тогурских палеоозерах составляла 100...300 м.

4. Для реализации нефтегенерационного потенциала очагово-распространенных тогурских суббитуминозных отложений необходима оптимально благоприятная палеотемпературная история керогена. Пик генерации нефти достигается для органического вещества тогурского типа (смешанный кероген типа II-III с преобладанием III типа) в заключительную фазу градации катагенеза MK_2 — первой половине градации MK_3 в диапазоне значений отражательной способности витринита, $R^\circ = 0,80...0,90 \%$, в то время как газоконденсат образуется при более высоких значениях палеотемператур и катагенеза — на градациях MK_3 (завершающая фаза) и главным образом MK_4 при $R^\circ = 1,10...1,50 \%$. Это и является вторым фактором, строго лимитирующим распространение нефтеносности в тогурско-палеозойской системе. Невысокая степень преобразованности керогена тогурской пачки, как например, в районе Кечимовской, Ватъганской, Когальмской и Тевлинско-Русскинской площадей, где $R^\circ = 0,70...0,80 \%$ резко снижает эффективность формирования залежей нефти в рассматриваемом комплексе, а в ряде случаев и исключает развитие этого процесса.

5. Миграционно-дренажный путь нефти/конденсата от очага генерации к зоне аккумуляции в тогурско-палеозойской системе (за редким исключением) — короткий по расстоянию. Это связано с обычно небольшими размерами очагов генерации, умеренным или невысоким нефтегенерационным потенциалом керогена тогурских глин и, как правило, с недостаточно сильным палеотемпературным воздействием при термодеструкции керогена. Поэтому нередко геологические ситуации, когда пик интенсивного нефтеобразования не достигался. В целом небольшие размеры очагов генерации УВ, их умеренная катагенетическая зрелость определили сравнительно небольшие масштабы нефтяного эмиграцион-

ного "заряда" и как следствие — короткие пути вторичной миграции нефти и газоконденсата и формирование небольших по запасам залежей в ближайших окрестностях очага нефтеобразования.

6. Раннетоарские озера в районе, прилегающем к Ярсомовскому мегапрогибу, гипотетически могут быть выделены по контрастным понижениям в рельефе на сеймопрофилях по отражающему горизонту А. Палеоозерные осадки ранней юры сейсмически представляются протяженными, низкоамплитудными событиями. Скорость акустических волн здесь также существенно ниже, чем у смежных пород. По каротажу озерные литофации разделяются на гомогенные отрезки: для слоев с низкими значениями кривой ПС типично низкое сопротивление, а для высоких значений ПС — обычно высокие сопротивления и показаны гамма-каротажа.

Большие трудности вызывает палеогеоморфологическое выделение песчаных фанов, расположенных в мелководной части озер или в их ближайших окрестностях. Возможно, что наиболее благоприятные условия для накопления пород-коллекторов в тогурско-палеозойской нефтяной системе существовали в околоозерных песчаных фанах и низкостоящих дельтах мелких рек. Их географическое положение рядом с очагом генерации нефти в дистальной части озер и хорошие петрофизические свойства переотложенных песчаных пород особенно привлекательны как объект исследований для геолого-разведочных работ.

7. Реалистическая модель формирования залежей нефти в нижних слоях юрской системы и кровле дезинтегрированного палеозойского комплекса фундамента не может быть реконструирована без сведений о типе и размерах ловушек и качестве региональной покрывки. О типе ловушек известно очень мало. В рассматриваемой нефтяной системе возможны небольшие ловушки со структуродоминирующим (литолого-стратиграфически) и разломодоминирующим элементами. На современной стадии изученности проблемы можно ожидать, что экономически наиболее интересным типом ловушек будут зоны литолого-стратиграфического экранирования базальных слоев юры на склонах крупных антиклинальных поднятий по отражающему горизонту А в глубокопогруженной части Северо-Вартовской тектонической террасы, в частности в районе Западно-Котухтинского и Повховского месторождений. Для этого типа ловушек особенно благоприятным фактором является вторичная миграция нефти и газоконденсата, которая протекает главным образом вдоль зон выклинивания грубозернистых базальных слоев юры и поверхности их раздела с корой выветривания и кровлей дезинтегрированного палеозойского комплекса фундамента. Ловушки, связанные с разрывными нарушениями, в частности с так называемым литологическим прилеганием к разлому проломивального комплекса геттанг-синемюра и плинсбаха, также важны для определения стратегии геолого-разведочных работ.

8. Как известно, покрывка — критический компонент существования залежи в ловушке. В качестве региональной покрывки для базальных слоев юры и кровли палеозоя чаще выступает сама тогурская глинистая пачка. Нельзя не отметить, однако, что она нередко сильно опесчанена и едва ли является эффективным региональным экраном, но для короткой по расстоянию сублатеральной миграции нефти в системе тогур — кровля палеозоя, возможно, и такой экран является удовлетворительным. Для части нефтяного потока, которая мигрирует выше кровли тогурской пачки, в зоне распространения пласта ЮВ₁₀, в качестве региональной покрывки выступает радомская глинистая пачка, но коммерческих скоплений нефти под этим региональным экраном в рассматриваемой части Нижневартовского свода еще не открыто.

9. Перспективное экономически оправданное направление поисково-разведочных работ в пластах горелой свиты, ЮВ₁₁-ЮВ₁₂, базальном слое юры и кровле дезинтегрированного палеозойского фундамента связано с наиболее погруженной частью Северо-Вартовской тектонической террасы, в частности с Западно-Котухтинской и Повховской площадями и прилегающей к ним территорией. Такой выбор определяется, по крайней мере, двумя геохимическими обстоятельствами: 1) как уже отмечалось, нефтематеринские отложения тогурской пачки выполняют наиболее погруженные части палеорельефа палеозойского фундамента, а на его выступах они, как правило, редуцированы и их замещают более молодые образования; 2) в глубокопогруженной зоне распространения тогурской глинистой пачки достигается непрерывное условие — высокотемпературный крекинг керогена, который обеспечивает интенсивную генерацию нефти, а затем — газоконденсата.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бостриков О. И., Фомичев А. С. Распределение и катагенез органического вещества нижнеюрских отложений Западной Сибири // *Геология и нефтегазоносность триас-среднеюрских отложений Западной Сибири*. — Новосибирск: СНИИГГиМС, 1991. — С. 84—91.
2. Брехунцов А. М., Бочкарев В. С., Бородкин В. Н., Дещеня Н. П. Методология и опыт выделения главных нефтегазоносных объектов на севере Западной Сибири на современном этапе освоения месторождений нефти и газа // *Геология и геофизика*. — 2001. — Т. 42, № 11, 12. — С. 1854—1863.
3. Запывалов Н. П., Абросимова О. О., Рыжкова С. В. Нефтегазоносность палеозоя Западной Сибири, особенности прогнозирования и поисков залежей нефти и газа // *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. — 1996. — № 8, 9. — С. 5—9.
4. Новые направления поисков месторождений нефти и газа в Западной Сибири / Н. П. Кирда, С. Ю. Некрасов, Г. Н. Ветошкин и др. // *Геология нефти и газа*. — 1995. — № 6. — С. 9—19.
5. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири / А. Э. Конторович, В. С. Сурков, А. А. Трофимук и др. — Новосибирск, 1994. — Вып. 2: Западно-Сибирский бассейн. — 201 с.
6. Геология и условия формирования гигантской Талинской зоны газонефтегазонакопления в континентальных отложениях нижней юры (Западная Сибирь) / А. Э. Конторович, В. Е. Андрусевич, С. А. Афанасьев и др. // *Геология и геофизика*. — 1995. — Т. 36, № 6. — С. 5—29.
7. Нефтематеринские формации Западной Сибири: старое и новое видение проблемы / А. Э. Конторович, В. П. Данилова, Е. А. Костырева и др. // *Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири*. — Новосибирск: Изд-во СО РАН, 1999. — С. 10—12.
8. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В. А. Конторович, С. Ю. Беляев, А. Э. Конторович и др. // *Геология и геофизика*. — 2001. — Т. 42, № 11, 12. — С. 1832—1845.
9. Об источнике нефтей, обнаруженных в коре выветривания и кровле палеозойского фундамента на площадях Среднего Приобья / Н. В. Лопатин, Т. П. Емец и др. // *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. — 1997. — № 7. — С. 7—22.
10. Лопатин Н. В., Зубайраев С. Л. Нефтяные генерационно-аккумуляционные системы: логика концепции и ее применение в поисково-разведочных работах // *Геоинформатика*. — 2000. — № 3. — С. 67—82.
11. Пикард М., Хай Л. мл. Критерий распознавания пород озерного происхождения // *Условия древнего осадконакопления и их распознавание* / Под ред. Дж. Ригби, У. Хемблина. — М.: Мир, 1974. — С. 141—189.
12. Селли Р. Ч. Древние обстановки осадконакопления. — М.: Недра, 1989.
13. Динамика накопления мезозойско-кайнозойского осадочного слоя Западно-Сибирского бассейна / В. С. Сурков, Л. В. Смирнов и др. // *Геология и геофизика*. — 1997. — Т. 38, № 5. — С. 919—985.
14. Нефтематеринские толщи в нижне-среднеюрском комплексе юга Западной Сибири (Томская область) / В. С. Сурков, О. В. Серебренникова и др. // *Докл. РАН*. — 1998. — Т. 359, № 5. — С. 659—662.
15. Сурков В. С., Трофимук А. А. Триасовая рифтовая система Западно-Сибирской плиты, ее влияние на структуру и нефтегазоносность платформенного мезозойско-кайнозойского чехла // *Геология и геофизика*. — 1982. — № 8. — С. 3—15.
16. Геология и полезные ископаемые России / Под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова. — СПб.: ВСЕГЕИ, 2000. — Т. 2: Западная Сибирь. — 477 с.
17. Сурков В. С., Смирнов Л. В., Гурари Ф. Г. Нефтегазоносные комплексы нижней-средней юры и клиноформ нижнего мела Западно-Сибирского бассейна // *Геология и геофизика*. — 2001. — Т. 42, № 11, 12. — С. 1864—1874.
18. Фомин А. Н. Катагенез и перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих мезозойских и палеозойских толщ Западно-Сибирской плиты // *Катайско-русский симпозиум по нефтегазоносности палеозоя и протерозоя*. — Пекин: Изд-во Китайской нефтяной корпорации, 1995. — С. 137—157.
19. Фомин А. Н., Конторович А. Э., Красавчиков В. О. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности юрских, триасовых и палеозойских отложений северных районов Западно-Сибирского мегабассейна // *Геология и геофизика*. — 2001. — Т. 42, № 11, 12. — С. 1875—1887.
20. Lopatin N. V., Galushkin Yu. I., Makhous M. Evolution of sedimentary basins and petroleum formation // *Geodynamic evolution of sedimentary basins*, 1996, ed. TECHNIP, Paris. — P. 435—453.
21. Magoon L. B., Dow W. G. The petroleum system // *The Petroleum System — from source to Trap*. AAPG Memoir 6, 1994, Tulsa. — P. 3—25.