

К.Г. Скачек, И.И.Гарифуллин, О.М.Залётова, Н.В. Лопатин,
А.И. Ларичев

*ТПП «Когалымнефтегаз», ВНИИгеосистем,
СНИИГГиМС*

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОИСКА ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В БАЗАЛЬНОЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА НА ТЕРРИТОРИИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ТПП «КОГАЛЫМНЕФТЕГАЗ»

На основе палеотектонического и палеогеохимического анализов геологического строения района Западно-Котухтинского месторождения прогнозируется нефтегазовый потенциал палеозойских пород и коры выветривания доюрского комплекса.

Территория деятельности ТПП «Когалымнефтегаз» охватывает ряд крупных нефтяных месторождений (Ватьеганское, Повховское, Тевлинско-Русскинское, Когалымское – обзорная схема) с запасами мирового уровня. Установленные здесь залежи нефти в пластах от Ю₁ до ПК связаны с баженовско-неокомской нефтяной генерационно-аккумуляционной системой, обладающей высоким нефтяным потенциалом.

Меловые и верхнеюрские природные резервуары достаточно хорошо изучены методами современной сейсморазведки и поисковым бурением. Новым перспективным объектом для геологоразведочных работ (ГРП) являются отложения нижнеюрского возраста – приконтатная зона «базальные слои юры – кора выветривания доюрского комплекса», и палеозойских пород. Это сложный для сейсмического картирования тип ловушек и природных резервуаров, а объем глубокого поискового бурения на эти объекты невелик. При этом остаются невыясненными геолого-геохимические предпосылки нефтеносности, основные источники нефти, ее миграционно-дренажные пути, время формирования залежей, потенциальные ресурсы и т.д.

Перспективность песчаных пластов горелой свиты (Ю₁₀, Ю₁₁, Ю₁₂) и коллекторов палеозоя подтверждена результатами поисково-разведочных работ, где на Северо-Варьеганской площади дебиты нефти и газоконденсата достигали 100–250 м³/сут., а в скв. 162-Б Ван-Еганской площади 92 м³/сут. Во всех глубоких поисковых скважинах, пробуренных на территории ТПП «Когалымнефтегаз» в стратиграфическом диапазоне Ю₁₀/Ю₁₁-PZ, притока не получено. Единственным исключением является скв. 150 Западно-Котухтинского месторождения, в которой в апреле, на день нефтяника, 2002 года получен приток нефти непосредственно из базального слоя юры.

Западно-Котухтинское месторождение нефти, открытое в 1981 году, расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, вблизи разрабатываемых месторождений: Повховского, Ватьеганского, Дружного, в 60 км к северо-востоку от г. Когалым.

В настоящее время на Западно-Котухтинском месторождении пробурено 29 поисково-разведочных скважин.

В тектоническом отношении Западно-Котухтинская площадь располагается в пределах Нижневартовского свода.

Западно-Сибирская плита, образовавшаяся в послепротерозойское время, относится к молодым образованиям и характеризуется трехъярусным строением. Первый этаж – фундамент, второй – промежуточный этаж, третий – осадочный чехол.

Нижний этаж формировался в палеозойское и допалеозойское время и отвечает геосинклинальному этапу развития платформы. Этаж представлен дислоцированными породами фундамента, которые в настоящее время изучены слабо.

Средний структурный этаж сформирован в условиях парагеосинклинали, существовавшей в пермо-триасовое время.

Верхний структурно-тектонический этаж сформирован в мезокайнозойское время в условиях устойчивого прогибания фундамента. Он характеризуется слабой дислоцированностью и отсутствием метаморфизма пород. К отложениям этого возраста приурочены основные скопления нефти.

Западно-Котухтинское месторождение нефти в тектоническом отношении расположено в пределах Котухтинского структурного носа.

Геологический разрез изучаемого участка представлен мощной толщей (более 3600 м) осадочных терригенных пород, подстилаемых эффузивными пермо-триасовыми и палеозойскими изверженными породами.

Доюрские отложения вскрыты скв. 141 и 150. В целом геологический разрез Западно-Котухтинского месторождения имеет типичное для Нижневартовского свода строение.

На участке в пределах Западно-Котухтинского месторождения проводились работы сейсмонпартией 16/96. Промышленная нефтеносность здесь установлена в верхах васюганской свиты – пласт Ю₁, а также в низах мегионской свиты (ачимовская пачка). В результате опробования нефтеносность была установлена и в других пластах. Так в скв. 141 из пласта Ю₇ (тюменская свита) из интервала глубин 3422–3472 м было получено 0,1 м³/сут. нефти и 12,7 м³/сут. воды. Ачимовские отложения вскрыты практически всеми разведочными скважинами. Основным продуктивным горизонтом на Западно-Котухтинском месторождении является пласт Ю₁.

Тип залежей нефти на Западно-Котухтинском месторождении – структурно-литологический. Коллекторские свойства и толщина продуктивных интервалов резко меняются по латерали и в вертикальном направлении. Дебиты скважин незначительны – от 1 до 21,8 м³/сут. Интервалы глубин коллекторов в юрских отложениях от 2837 до 2959 м, в ачимовских отложениях – от 2735 до 2899 м. Толщина юрских пластов-коллекторов колеблется от 2 до 15 м, ачимовских – от 3 до 6 м.

В апреле 2002 года при испытании на КИИ-146 первого интервала (3601–3636 м, базальные слои юры) в скв. 150 Западно-Котухтинского месторождения был получен приток нефти дебитом 4,87 м³/сут. При бурении этой скважины

вскрыты следующие продуктивные пласты: БВ₈₋₁₀, Ач, Ю₁, Ю₂, Ю₁₀. Отбор керна составил: проходка 201 м, вынос 179 м. На интересующих нас глубинах керн отобран в интервале 3620-3630 м, с проходкой 10 м и выносом 8 м. По описанию 1-й слой керна представляет собой туф пелитовый, вулканический, светло-серый, с зеленоватым оттенком, кавернозный, с включениями светло-зеленых и зеленоватых минералов прозрачного кварца и белого альбита. Текстура флюидальная, мелко пузырчатая. Сложен обломками аргиллита и хлоритизированных пород. Второй слой – вулканическая брекчия, грубообломочная. Размер отдельных обломков более 10 см, цемент глинистый.

По результатам испытаний, данный интервал характеризуется как нефтенасыщенный. Это имеет принципиальное значение для обоснования целесообразности проведения поисково-разведочных работ на базальные слои юры и кровлю палеозоя. Хроматограммы исходной нефти и ее метано-нафтенной фракции характеризуются доминированием среднемoleкулярных алканов, повышенной концентрацией высокомолекулярных алканов ряда C₂₆–C₃₂, сильным преобладанием пристана над фитаном ($i-C_{19}/i-C_{20}=4,43$), превышением содержания нечетных алканов над четными, низкой концентрацией нафтенных углеводородов.

Западно-Котухтинская нефть легкая (плотность 0,792 кг/м³), представлена насыщенными углеводородами (89,28%), с низким содержанием ароматических (6,8%) и смол (3,9%), относительно высоким содержанием твердых парафинов. В ее составе обнаружены следы асфальтенов (0,001%).

Очевидно, что данная нефть сильно преобразована в катагенезе и подвергалась воздействию палеотемператур, превышавших 120⁰ С и, возможно, достигавших 130–140⁰ С. Об этом можно судить по абсолютному доминированию насыщенных углеводородов (89,2%), предельно низким значением критериев «зрелости» – $i-C_{19}/n-C_{17}=0,23$ и $i-C_{20}/n-C_{18}=0,05$, плотности нефти (0,792 кг/м³), а также практическому отсутствию асфальтенов в составе нефти.

Таким образом, результаты геохимических исследований нефти из базальных слоев юры, вскрытых скв. 150, свидетельствуют о ее принадлежности к группе нефтей тогурского семейства, т.е. источником УВ были палеоозерные экосистемы раннетогурского времени.

Кратко остановимся на палеогеографических и седиментационных особенностях накопления осадков в нижнеюрское время.

Как известно, климат и тектоника управляют расположением озер и влияют на их биопродуктивность и сохранение нефтематеринского органического вещества.

Существуют, несомненно, потенциальные возможности открытия позднелинских-раннетогурских палеоозерных бассейнов также и на территории пограничной между Сургутским и Нижневартовским сводами, прежде всего, в районе северного «раскрытия» Яромовского прогиба, где пересекаются одна из ветвей Аганского прогиба с Северо-Сургутским грабен-рифтом. На позднелпалеозойско-раннетогурской стадии формировался верхний эффузивно-

метаморфический комплекс в условиях сложнодислоцированного фундамента и активно проявившегося рифтинга в пермско-раннетриасовое время [1].

Собственно раннеюрский этап начался с отложений полимиктовых крупногалецниковых конгломератов и гравелитов базальных слоев юры в геттанг-синемюрское время, образование которых связано с пролювиальным транспортом грубообломочного эффузивного и метаморфического материала в ближайшие отрицательные формы рельефа [2]. Из этого следует, что базальные слои юры (БСЮ), представляющие собой коллектор с превосходными петрофизическими свойствами и важное миграционное звено для нефти и газа, характеризуются изменчивой мощностью и прерывистым расположением, что необходимо учитывать в рекомендациях для поискового бурения.

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, 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]. Географические границы пласта ЮВ₁₁ мигрируют с главным субмеридиональным компонентом, а это предполагает определенную роль аллювиального седиментогенеза. Протяженные коллектора ЮВ₁₁ будут 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 озерного бассейна, могут явиться в благоприятных геологических условиях продуктивными резервуарами.

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

Условия формирования залежей нефти и газоконденсата. На формирование залежей нефти и газоконденсата оказывают влияние разные факторы.

1. *Источник нефти и газоконденсата* является главным фактором, определяющим распространение нефти в природных резервуарах нижней юры и кровли палеозойского комплекса фундамента.

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 (смешанного керогена 2–3-го с преобладанием 3-го типа) в заключительную фазу градации катагенеза МК₂ – первой половине градации МК₃ в диапазоне значений отражательной способности витринита, $R^0 = 0,80-0,90\%$, в то время как газоконденсат образуется при более высоких значениях палеотемператур и соответственно катагенеза – на градации МК₃ (завершающая фаза) и, главным образом, МК₄ при $R^0 = 1,10-1,50\%$. Это и является вторым строго лимитирующим распространение нефтеносности в тогурско-палеозойской системе фактором.

3. *Миграционно-дренажный путь* нефти (конденсата) от очага генерации в 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, недостаточно сильным палеотемпературным воздействием при термодеструкции керогена.

4. Следует признать, что мы пока имеем 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 раннетюрские палеоозерные бассейны, оперируя материалами сейсмофациального анализа,
- грубозернистые и брекчиевидные базальные слои юры являются основным коллектором нефтей и конденсатов тогурского генетического семейства.

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 размере *ловушек* и качестве *региональной покрывки*. В рассматриваемой нефтяной системе возможны небольшие ловушки со структурнодоминирующим, литостратиграфически- и разломодоминирующим элементами. Без эффективной покрывки нефть и газоконденсат, образовавшиеся в тогурско-палеозойской системе в основном в эоцен-раннемиоценовое время уйдут из ловушки. Исследования показали, что в качестве региональной покрывки для БСЮ и кровли палеозоя 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 действенным. Для части нефтяного потока, которая мигрирует выше кровли тогурской пачки в зоне распространения пласта Ю₁₀, в качестве региональной покрывки выступает радомская глинистая пачка.

В совместном структурном плане в южной части Западно-Котухтинской площади по сейсмическому отражающему горизонту «А» выделяются очертания северной части (размером 10x12 км) крупного палеоозерного бассейна, внешний край которого оконтуривается изогипсой –3730 м, а

депоцентр располагается на абсолютной отметке -3820 м. Дистальная часть этого бассейна, где, вероятно, накапливались тогурские нефтематеринские глины, заключена между стратоизогипсами с отметками -3750 и -3820 м. Судя по простиранию изолиний, его площадь может быть вдвое больше той, которая представлена на карте, а максимальная глубина достигает $100-120$ м. Это один из самых крупных палеозерных бассейнов, которые встречены на территории, прилегающей к месторождениям нефти, эксплуатируемым ТПП «Когалым-нефтегаз».

Второй вероятный очаг генерации нефти расположен непосредственно к западу от антиклинальной структуры, где в современном рельефе по ОГ «А» выделяется депрессия, которая, возможно, является дополнительным второстепенным по масштабам источником нефти на Западно-Котухтинской площади.

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

1. При оценке масштабов генерации углеводородов:

- площадь очага генерации (северная часть крупного южного раннеюрского палеозера) – $31,75 \text{ км}^2$;
- мощность глинистой тогурской пачки – 30 м;
- мощность 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 генерации нефти – $0,31 \text{ км}^3$;
- содержание $C_{\text{орг}}$ равно 6% ;
- пористость – 7% ;
- объем порово-трещинного пространства глин, который должен быть заполнен новообразованиями нефти до начала массовой ее эмиграции – 20% .

2. Миграционные пути:

- грубозернистые базальные слои юры;
- средняя мощность – 6 м;
- пористость – 12% ;
- плотность нефти – $0,77 \text{ г/см}^3$;
- объем порово-трещинного пространства проницаемой породы, заполненные продуктами сорбции мигрирующих углеводородов, – 15% ;
- дополнительные потери в зонах тектонических нарушений – 5% ;
- общие потери нефти и газа на путях миграции равны 90% от их объема, эмигрировавшего из очага генерации нефти.

Количество нефти, заполняющей 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). Очевидно, что в эоценовую эпоху на Западно-Котухтинской площади началось заполнение ряда небольших по размеру антиклинального типа ловушек, хотя в это время плотность нефтяного миграционного потока не превышала 0,15–0,30 т нефти/м² рассматриваемой территории. Только в раннемиоценовое время плотность нефтяного потока в ловушке 1 (район скв. 150) достигла 0,45–0,55 т нефти/м². Ловушка 4 тоже была объектом активного заполнения нефтью, легкой по плотности, с высоким содержанием твердых парафинов. Одновременно с этим следует обратить внимание на следующие обстоятельства: по периферии крупного южного очага генерации нефти в тогурских отложениях выделяются своеобразные протуберанцы высокой плотности нефтяного миграционного потока. Если они связаны с песчаными фациями на мелководной периферии раннеэоценового палеозера, то при наличии эффективной покрывки здесь в ловушках литологического и литолого-стратиграфического типа (экранирование в зоне распространения разломов) могли сформироваться скопления легкой нефти 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 120–150 м в сравнении с глубинами в раннем эоцене. Соответственно и уменьшились пластовые температуры, особенно за последние 2,0 млн. лет. Но кумулятивный эффект накопления нефти в ловушках 1, 2, 3 и 4, располагающихся в окрестностях основного очага нефтеобразования, привел к дальнейшему увеличению масштабов заполнения нефтью миграционно-дренажных путей и, как уже отмечалось, самих ловушек. Таким образом, ловушек 1 и 4 достиг нефтяной миграционный поток, плотность которого достигала 0,6–0,7 т нефти/м², что соответствует рубежу коммерческой нефти. При наличии литологических и тектонически экранированных ловушек еще более продуктивные залежи нефти могут быть обнаружены в базальных слоях юры непосредственно в окрестностях основного тогурского палеозерного бассейна.

Рекомендации для ГРП. В таблице 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.

Сведения о предполагаемых ловушках				Нефть, млн. т			
Индекс	Площадь (км ²)	Амплитуда (м)	Объем (км ³)	60	40	20	Совр. этап
1	8,86	26	0,23	1	9,8	17,3	19,2
2	0,99	10	0,01	0,03	1	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 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 единственной пока возможной рекомендации ловушки ЗК-1 целесообразно поставить дополнительные геохимические исследования керн и шлама, отобранного из осадочного разреза горелой свиты и кровли палеозойского фундамента в скв. 150, и, главное, по сейсморазведке и ГИС уточнить геометрию данного локального поднятия и распространения базального слоя юры – основного природного резервуара в рассматриваемой нефтяной системе.

Библиографический список.

1. Лопатин Н.В. Геохимическая оценка перспектив нефтегазоносности базальных слоев юры и кровли палеозойского комплекса и возможных зон литолого-стратиграфического экранирования в районе деятельности ТПП «Когалымнефтегаз»: Отчет / СНИИГиМС. Новосибирск, 2003.
2. Нефтегазоносность фундамента осадочного бассейна/ Тез. докл. Междунар. науч.-практ. конф., посвященной 130-летию со дня рождения И.М. Губкина. М.: ООО «Интерконтакт Наука», 2001. 302 с.
3. Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа к созданию общей теории нефтегазоносности недр. Кн. 1. М.: ГЕОС, 2002. 382 с.
4. Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа к созданию общей теории нефтегазоносности недр. Кн. 2. М.: ГЕОС, 2002. 332 с.

Получено 12.09.03