

## ВЕРХНЕЮРСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ ТЕРСКО-КАСПИЙСКОГО ПЕРЕДОВОГО ПРОГИБА ПРЕДКАВКАЗЬЯ

П.А. Петренко  
(ИГиРГИ)

В пределах Терско-Каспийского прогиба потенциал верхнеюрских отложений в общем процессе нефтеобразования и продуцирования углеводородов по геологической информации оценивается отрицательно. Резко меняющиеся геохимические условия позднеюрского седиментационного бассейна, активизация тектонических движений, обусловивших резкую смену литофаций и недостаточные толщины осадков, создали неудовлетворительные условия для образования углеводородов. Следует также отметить, что количество поступающего материала в седиментационный бассейн было недостаточным. На территории Южного Дагестана органический материал при этом быстро окислялся, а небольшая часть захороняющегося органического материала попадала в слабовосстановительную обстановку и фоссилизировалась в битумоиды. В западной части Терско-Каспийского прогиба предполагавшиеся более благоприятные условия для нефтеобразования в верхнеюрских отложениях исследованиями последних лет не подтверждаются.

По данным И.А. Конюхова, В.Л. Галина, В.А. Варова, С.И. Афанасьева и результатам анализа образцов керн, отобранных автором в пределах Терско-Каспийского прогиба, верхнеюрская толща характеризуется низкой битуминозностью. Среднее значение хлороформенного битумоида около 0,005 %, содержание  $S_{орг}$  до 0,3...0,5 %. Отмечается уменьшение среднего содержания битумоидов снизу вверх от келловоя к титону.

Автохтонная битуминозность верхнеюрских отложений около 0,05 %, аллохтонные битумоиды составляют до 0,3 %. Отмечаются маслянистые и смолисто-маслянистые эпигенетические битумоиды, мигрировавшие, по всей вероятности, из подстилающих толщ. Однако в оксфордских и кимериджских известняках Южного Дагестана и Кабардино-Балкарии встречаются скопления асфальтовых битумов, относимых некоторыми исследователями к сингенетическим образованиям, хотя приуроченность к тектоническим трещинам, скорее, признак их аллохтонности.

По химико-битуминологическим и люминесцентно-микроскопическим исследованиям верхнеюрских отложений в западной и центральной частях Терско-Каспийского прогиба и материалам бурения последних лет, качественный состав битумоидов в трещинах карбонатных пород и его распределение, ограниченное содержание в породах органического вещества и тяжелых смолисто-асфальтовых компонентов, явные следы насыщения плохо проницаемой

матрицы легкими фракциями битумоида трещин определяются эпигенетическим происхождением углеводородов по отношению к вмещающим породам.

В результате изучения палинологических характеристик нефти и газов мезозойских отложений Терско-Каспийского прогиба К.Р. Чепиковой, А.М. Медведевой и Р.А. Аксеновой (ИГиРГИ) обнаружено в меловых нефтях наличие спор и пыльцы более древнего возраста, причем размеры этих органических остатков достигают 40 мкм. Таким образом, можно предполагать, что залежи верхнеюрских отложений являются вторичными, миграция происходила за счет зон трещиноватости из нижележащих отложений.

Периодически появляющиеся в печати материалы о глубинном происхождении тяжелых углеводородов (Sugisaki R., Mimura K., 1994; Карпов И.К., Зубков В.С., Степанов А.Н. и др., 1999; Зубков В.С., Бычинский В.А., Карпов И.К., 2000) требуют дальнейшего изучения. Однако факт влияния глубинных эманаций углеводородного ряда на формирование залежей органического происхождения и существенное значение миграции по зонам разломов в верхние этажи при образовании месторождений нефти и газа в настоящее время не вызывают сомнений.

Подсолевые отложения вскрыты только в периферийных областях Терско-Каспийского прогиба. Были выделены кавернозные, поровые, трещиноватые, карстовые, брекчиевидные типы коллекторов и их модификации. К сожалению, почти все определения проводили по образцам пород из естественных обнажений. Известняки и доломиты характеризуются пористостью от 1...2 до 20 % и проницаемостью от  $51 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . В последующие годы, когда было открыто месторождение углеводородного газа на Шамхал-Булакской площади, появилась возможность исследовать образцы керн из подсолевой части разреза. Но из-за ограниченного количества образцов можно характеризовать коллекторские свойства кимеридж-оксфордских отложений только в целом. По данным исследовательского филиала АН СССР, ЦНИЛ объединения "Дагнефть", открытая пористость этих отложений составила 0,8...9,6 %. Средняя пористость по результатам промыслово-геофизических исследований — 0,967...1,67 %.

По результатам исследований, к началу диагенеза среди осадков, из которых формировались известняки подсолевой толщи, только оолитово-

детритовые разности характеризовались повышенной первичной пористостью. Емкостно-фильтрационные свойства остальных карбонатных пород, содержащих залежи углеводородов, сформировались в результате постседиментационных процессов, к которым относятся перекристаллизация, доломитизация, трещиноватость и выщелачивание. Главными в формировании коллектора являются развитие трещиноватости карбонатных пород и выщелачивание их сульфатными водами.

По данным СевКавНИПИнефти, вторичные поры подсолевых доломитов и известняков имеют изометричную, квадратную, щелевидную, треугольную форму. Размер пор от 0,08 до 0,32 мм, иногда до 0,64...1,36 мм; трещины шириной до 0,01 мм, иногда до 1,12 мм; максимальная пористость составляет 2,9 %.

В пределах Терско-Каспийского прогиба подсолевой комплекс изучен слабо. В целом же по стране с подсолевыми отложениями связаны месторождения многих провинций (Прикаспийская, Днепровско-Донецкая, Амударьинская впадины, Припятский прогиб). Уникальные и крупные месторождения газа в подсолевых отложениях выявлены в Среднеевропейской впадине (Гронинген, Леман, Индефатгейсл), месторождения нефти и газа в Триасовой провинции Алжирской Сахары, в Пермском бассейне США, в Суэцком грабене.

В результате изучения этих отложений выявлено ухудшение коллекторских свойств карбонатов с глубиной. Аналогичная ситуация наблюдается и в Терско-Каспийском прогибе по горизонтам, которые изучены более детально и имеют сходный литологический состав. На глубине 5...6 км пористость известняков верхнего мела колеблется в пределах 0,4...6,4 %, верхней юры – 0,2...5,2 %, т. е. породы, слагающие подсолевой комплекс прогиба, сами по себе не являются коллекторами, но становятся ими в результате широкого развития в них трещин и как производных от них каверн и пустот выщелачивания, значение которых с увеличением глубины залегания пород возрастает, поэтому для продуктивных горизонтов характерна высокая проницаемость. Пористость же пород до настоящего времени замеряется по стандарту, т. е. учитываются не сами трещины, а только матрица породы.

Подсолевые терригенно-карбонатные отложения в пределах Терско-Каспийского прогиба из-за их глубокого залегания исследовались в единичных скважинах в периферийных районах. Несмотря на ограниченную информацию о нефтегазоносности терригенной толщи келловя, по имеющимся данным прослеживается определенная закономерность в приуроченности наиболее интенсивных притоков флюидов к зонам нарушений независимо от физической характеристики гранулярного коллектора. Так, на территории Дагестана из скв. 1 Миатлинской площади получен приток пластовой воды дебитом до 450 м<sup>3</sup>/сут с запахом сероводорода, а на площади

Шамхал-Булак из келловейских отложений приток газа составил 625 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Обе скважины расположены в зоне влияния субширотных глубинных разломов, в связи с чем интенсивная трещиноватость положительно повлияла на емкостно-фильтрационные свойства коллекторов.

В подсолевом карбонатном комплексе – известняках оксфорда – установлена лишь одна газовая залежь на площади Шамхал-Булак. На Бенойской, Гунделеновской, Миатлинской, Чегемской и других площадях Восточного Предкавказья получены интенсивные притоки пластовой воды с пленками нефти или с некоторой ее примесью.

Исходя из пространственного положения позднеюрского седиментационного бассейна и учитывая литолого-фациальные особенности кимеридж-оксфордских отложений, которые контролируются глубинными разломами северо-западной ориентировки, можно предположить, что эти отложения будут иметь улучшенные коллекторские свойства в полосе площадей Аргудан – Чегем, Марьинская – Западно-Георгиевская, Советско-Моздокская – Галюгаевская, Датыхская – Карабулакская – Харбинская – Арак-Далатерекская и в районе северного обрамления Дагестанского клина.

В связи с блоковым строением фундамента прогиба, унаследованностью тектонических нарушений, наличием мелководных фаций наряду с глубоководными на одном стратиграфическом уровне в оксфордских известняках возможно развитие биогермных образований как в окраинных частях позднеюрского бассейна, так и в осевой его части. Известняки и доломиты оксфорда в западной части прогиба перекрываются мощной толщей сульфатно-галитовых пород, а в восточной – сульфатно-карбонатными породами титона.

Сульфатно-галитовая толща к периферии позднеюрского бассейна замещается сульфатно-карбонатной, а затем пестроцветной терригенной толщей пород в северном и северо-западном направлениях. На юге и востоке прогиба подобные отложения не встречены. На территории Южного Дагестана на этом стратиграфическом уровне описаны пестроцветные аргиллиты малой толщины. Несмотря на сравнительно доступную глубину залегания, красноцветные терригенные отложения в пределах прогиба исследованы недостаточно, поскольку считаются бесперспективными.

Красноцветная вулканогенно-осадочная толща представлена брекчиями, аргиллитами, алевролитами, песчаниками и перекрывается берриасскими терригенными породами, валанжинскими сульфатно-карбонатными и другими более молодыми отложениями севернее Терско-Каспийского прогиба.

Специальных исследований коллекторских свойств этих пород не проводилось, но в пределах Восточно-Ставропольской впадины и западнее Минераловодского выступа из красноцветной толщи получены притоки пластовой воды с углеводород-

ным газом до  $20 \text{ м}^3/\text{сут}$  (Александровская, Журавская, Веселовская и другие площади). В Беломечетском прогибе получены мощные фонтаны воды, иногда с углеводородным газом на Ново-Георгиевской ( $381 \text{ м}^3/\text{сут}$ ), Черкесской ( $518,4 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) и Фроловской ( $113,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) площадях. Подобные проявления и расположение площадей в зоне влияния региональных глубинных разломов (Черкесского, Нагутского), во-первых, опровергают незаслуженно отрицательное отношение исследователей к этому комплексу пород, во-вторых, подтверждают связь водопроявлений и газирования углеводородным газом с глубинными зонами разломов. На Веселовской, Ново-Георгиевской площадях газирование наблюдалось по всему разрезу вплоть до палеозойских отложений.

В южной части Терско-Каспийского прогиба и Черногорской моноклинали для доломитов межсолевой толщи характерны объемная плотность эффективных микротрещин, составляющая  $30 \text{ л/м}$  и трещинная проницаемость, равная  $6,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , а для известняков –  $48 \text{ л/м}$  и  $7,6 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , соответственно.

В северо-западной части прогиба, на Марьинской площади, в скв. 5 из межсолевых отложений получен промышленный приток нефти дебитом  $200 \text{ м}^3/\text{сут}$ , а в скв. 1 при бурении в межсолевой толще произошел выброс рассола с нефтью дебитом  $3000 \dots 3500 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Промышленная нефтегазоносность этих отложений доказана на Датыхской площади. Судя по лабораторным анализам образцов отложений межсолевой карбонатной толщи, породы-коллекторы значительно отличаются от пород-покрышек этой толщи. Так, известняки и доломиты в южной части прогиба имеют пористость  $0,2 \dots 7,5 \%$ , ангидриты –  $0,2 \dots 0,8 \%$ , проницаемость составляет доли миллиарда, что еще раз указывает на неправильный подход к изучению трещинных коллекторов.

В северо-западной части прогиба карбонаты имеют пористость  $1,3 \dots 5,2 \%$ , проницаемость меньше  $0,0102 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , ангидриты –  $1,0 \dots 5,1 \%$ . Следует отметить, что наиболее интенсивной трещиноватости (до  $5 \text{ мм}$  шириной) подвержены неравномерно зернистые доломиты и известняки, тогда как мергели и глинистые карбонатные и тонко-мелкозернистые известняки и доломиты менее раздроблены, видимо, из-за примесей пелитовых частиц, создающих в породе относительную пластичность. Трещиноватость межсолевых карбонатных пород усиливается вдоль зон развития глубинных разломов, активных в позднеюрско-неокомское время. К этим же зонам приурочены проявления углеводородов в межсолевых и подсолевых отложениях. На западном борту прогиба – это Чегемская, Гунделеновская, Церик-Гельская, Марьинская и другие площади, где, помимо проявлений нефти и газа, отмечаются пропитка известняков битумом и битумные примазки по трещинам (Баксанская, Зольская, Церик-Гельская и другие площади).

На восточном борту позднеюрского бассейна седиментации, которому соответствует современное положение площадей Беной, Элистанжи, Сюреты, Датых, Малгобек, Эльдарово, межсолевая толща вскрыта на Датыхской площади, где установлена газовая залежь. Кроме того, в трещинах известняков и доломитов межсолевой толщи отмечены примазки битума.

Учитывая характер расположения позднеюрского бассейна, развитие мелководных карбонатных фаций, участки максимального метасоматоза и положение глубинных разломов, можно предположить, что улучшенные коллекторские свойства межсолевых карбонатных отложений будут отмечаться в полосе площадей Датых–Заманкул–Советская и Кора–Уродон–Аргун–Марьинская. Кроме того, в этих же зонах, вероятно, развиты биогермные постройки, которые на этом стратиграфическом уровне зафиксированы в естественных разрезах Восточной Кабарды и Северной Осетии – Алании.

Карбонатный подсолевой комплекс верхней юры распространен только в западной части прогиба, в пределах полосы Первомайской – Малгобекской площадей. Коллекторами здесь являются кавернозно-трещиноватые известняки и доломиты, которые перекрываются глинисто-алевролитовыми отложениями берриасского возраста, служащими надежной крышкой верхнеюрских месторождений нефти в западной части прогиба.

Практически на всех разведочных площадях, где надсолевые отложения титона залегают на доступной глубине, зафиксированы признаки нефти и газа или подтвердились хорошие коллекторские свойства этих пород, сложенных микрозернистыми сгустково-комковатыми онколито-детритовыми, органогенно-обломочными известняками с прослоями доломитов и доломитизированных известняков. В известняках отмечаются седиментационные межформенные поры размером  $0,02 \dots 0,05 \text{ мм}$  и поры выщелачивания. Форма пор неправильная, изометричная, удлиненная, полигональная, а размеры превышают иногда  $1,5 \text{ мм}$ . Трещины в известняках открытые и выполнены различными минералами. Ширина открытых трещин равна  $0,004 \dots 0,05 \text{ мм}$ . По пути открытых трещин отмечаются поры выщелачивания размером от  $0,064 \dots 0,04$  до  $0,4 \text{ мм}$ . В открытых трещинах шириной  $0,01 \dots 0,05 \text{ мм}$  наблюдаются примазки битума.

По данным стандартных исследований образцов керн этой зоны, пористость карбонатного комплекса пород составляет не более  $2,9 \%$ , проницаемость – менее  $0,0102 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , поэтому можно уверенно связывать нефтегазоносность отложений с их трещиноватостью.

Карбонатные породы верхней соленосной толщи в южной части прогиба (Датыхская, Георгиевская, Первомайская площади) имеют объемную плотность трещин  $42 \text{ л/м}$  и трещинную проницаемость  $7,8 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Ближе к центру позднеюрского седи-

ментационного бассейна отмечаются глинизация толщи и, возможно, сульфатизация нижних горизонтов, в связи с чем здесь вероятно ухудшение коллекторских свойств этих отложений.

Коллекторы, приуроченные к карбонатным породам, имеют сложное строение, поскольку их формирование определяется фаціальным типом, структурно-тектоническими особенностями отложений и их постседиментационных образований. Формирование эффективной емкости, как и создание путей фильтрации углеводородов, тесно связано с развитием тектонической трещиноватости пород в различных частях локальных структур и приразломных зон. Трещинная проницаемость по шлифам пород верхней юры колеблется от 1 до  $17 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , раскрытость эффективных микротрещин на глубине составляет 10...30 мкм. Повышенной трещиноватостью обладают кристаллические разномерные известняки и доломиты. Примесь глинистых частиц ухудшает качество коллектора (затусшеывает трещиноватость). Плотность эффективных микротрещин — 13...65 1/м. Выделяется несколько генераций трещин, выполненных глинисто-карбонатным веществом; минеральным веществом (кальцитом, ангидритом, гипсом, кремнеземом); окисленным битумом; неокисленным битумом; открытые. Наибольший интерес представляют последние три типа трещин, которые секут остальные и прослеживаются практически во всех карбонатных толщах верхней юры. Аналогичные трещины с маслянистыми и смолисто-маслянистыми примазками битумоидов в карбонатных и сульфатных породах оксфорда и кимеридж-титона отмечались В.Л. Галиным в обнажениях Южного Дагестана.

С увеличением глубины залегания карбонатных пород существенно возрастает значение процессов растворения кальцита, увеличиваются вторичная пористость и трещиноватость, улучшаются за счет этого емкостные и фильтрационные свойства коллектора. Растворимость кальцита в воде увеличивается в 20 раз при температуре 370 °С и пластовом давлении 20 МПа. По данным Н.А. Минского, растворение карбонатов в условиях слабой напряженности теплового поля может начинаться на глубине 4...7 км.

Из хлоритных, сульфатных и гидрокарбонатных вод именно последние находятся в зоне наиболее активного водообмена и недонасыщены главнейшими соединениями, входящими в состав карбонатных пород, поэтому здесь формирование вторичной пористости происходит особенно интенсивно. Наиболее благоприятны для образования трещиноватости и водообмена надразломные антиклинальные поднятия и связанные с ними зоны трещиноватости пород в начальной стадии образования структур.

Судя по многолетнему опыту нефтепоисковых работ, поры и трещины в карбонатных породах могут находиться на значительных глубинах. Достаточно назвать самую глубокую в мире газовую за-

лежь на месторождении Миле-Ранч во впадине Анадарко (Андако), где промышленные притоки получены с глубины 8032 м, или самую глубокую в мире залежь нефти (6540 м) в Мексиканском заливе, которая связана с карбонатными породами.

Весьма благоприятны для образования в карбонатных толщах хороших резервуаров кавернозного типа рифовые системы. Широко известна генетическая пространственная связь рифовых построек с зонами глубинных разломов (поступление из глубин Земли тепла и стимулирующих элементов способствовало бурному росту организмов-рифостроителей), признаками которой являются, прежде всего, линейный характер рифовых зон, сопровождающие их многочисленные дизъюнктивы, трещинные зоны и зоны брекчирования, интенсивное развитие магниевого метасоматоза.

Рифовые постройки возможны на восточном склоне Минераловодского выступа, в полосе Сюреты-Ахлово и Беной-Эльдарово, в зоне развития глубинных разломов северо-западной ориентировки, что подтверждается сейсмическими материалами последних лет.

Месторождения, приуроченные к субширотным Терской, Сунженской и Наратпобинской складчатой зонам, претерпели переформирование и, возможно, частичное расформирование в олигоцен-антропогенный этап складчатости, а залежи Бенойско-Эльдаровской, Сюретско-Ахловской и, возможно, восточного склона Минераловодского выступа не получили разгрузки в это время. Следовательно, наиболее перспективными в верхнеюрских отложениях являются именно эти зоны сквозного унаследованного развития глубинных разломов северо-западной ориентировки.

Согласно существующим классификациям все ловушки можно разделить на замкнутые и незамкнутые. В незамкнутых ловушках нефть и газ удерживаются за счет антиклинального изгиба слоев, обуславливающих возникновение со всех сторон напора воды. Залежь в таком случае ограничена сводом, т. е. она является сводовой. Замкнутые ловушки связаны с ограничениями коллектора — экранами. Такие условия возникают при литологическом, стратиграфическом и тектоническом экранировании. Залежи в мезозойских отложениях Терско-Каспийского прогиба принято считать сводовыми.

В результате анализа автор пришел к выводам, что продуктивные скважины обычно приурочены к периферии структур и на коллекторские свойства пород влияют тектонические нарушения, ограничивающие антиклинальные поднятия.

Продуктивные скважины, вскрывшие валанжинские отложения Малгобек-Вознесенского месторождения, приурочены к южному крылу складки. На Заманкульском месторождении основные скважины, давшие нефть из барремских отложений, расположены также на южном крыле складки, а скважины, пробуренные на северном крыле, притоков не дали.

Аналогичная приуроченность продуктивных скважин к периклинальным частям структур и крыльям складок в мезозойских отложениях отмечается на Харбиженской, Уваровской, Советской, Минеральной и других площадях прогиба. На основе изложенного залежи в мезозойском карбонатном (в том числе верхнеюрском) комплексе Терско-Каспийского прогиба можно назвать пластовыми зональными. В этом случае залежь с одной стороны ограничивается кровлей и подошвой пласта по вертикали, а с другой – зоной затухания интенсивности тектонического дробления пород по латерали. Причем в условиях глубокого погружения алевропесчаных отложений нижнего мела, где возможны региональные метаморфические процессы, ухудшающие коллекторские свойства терригенных пород, основным фактором, определяющим емкостно-фильтрационные качества коллектора, следует считать трещиноватость.

Терская и Сунженская антиклинальные зоны имеют клиновидную форму, поэтому структурные планы более глубоких стратиграфических горизонтов будут меньше, чем вышерасположенных. В таких условиях в замках складок эпигерцинская трещиноватость, возникающая в результате формирования структуры, увеличивает емкостные свойства приразломного коллектора, вследствие чего могут формироваться и сводовые залежи. Наиболее крупные скопления углеводородов возможны в подсолевом – межсолевом комплексе пород крайней западной (восточный склон Минераловодского выступа, Сюретско-Ахловская и Бенойско-Эльдаровская зоны) и крайней восточной частей прогиба (обрамление Дагестанского клина).

Поскольку позднеюрский бассейн седиментации имеет северо-западную ориентировку, наиболее погруженная его часть находится в западном секторе современного Терско-Каспийского прогиба, а максимальная толщина оксфордских отложений, приуроченная к Первомайской, Редантской, Кориньской площадям, превышает 7500 м, бурение на этой территории, в современном плане отвечающей центральным областям Осетинской и Кабардинской впадин, не рекомендуется, хотя по сейсмическим материалам последних лет в Осетинской впадине обособляются структуры вдоль выделенных ранее региональных глубинных разломов северо-западного простирания, что, видимо, соответствует биогермным образованиям.

Наиболее перспективными могут быть структуры, осложняющие Сюретско-Ахловскую и Бенойско-Эльдаровскую унаследованно развивающиеся зоны. В этой полосе бортовая часть позднеюрского седиментационного бассейна сложена подсолевыми карбонатными породами, которые контролируются разломами глубинного заложения северо-западной ориентировки. Залежи углеводородов в этой зоне не претерпели расформирования в позднеальпийскую стадию тектогенеза, в период развития тектониче-

ских нарушений широтного простирания. Более того, в этих же зонах могут быть максимально благоприятные условия для биогермных построек, что и подтверждается материалами сейсмических исследований последних лет. Глубина скважин здесь не превысит 6500 м, в результате будут охарактеризованы не только подсолевые, но и межсолевые верхнеюрские карбонатные отложения, геотектонические условия развития которых тесно связаны с развитием подсолевого комплекса пород.

Интенсивная трещиноватость и доломитовый метасоматоз, процессы выщелачивания, которые способствуют улучшению емкостно-фильтрационных свойств карбонатного коллектора, развиты вдоль зон глубинных разломов. Количество трещин и их раскрытость увеличиваются снизу вверх по разрезу за счет затухания регионального метаморфизма с уменьшением глубины. В связи с этим поисково-разведочные работы следует ориентировать на подсолевые и межсолевые отложения вдоль этих зон не только в бортовых частях позднеюрского бассейна, что соответствует восточному склону Минераловодского выступа, Сюретско-Ахловской и Бенойско-Эльдаровской зонам, но и в осевой его части. Особенно это касается межсолевых карбонатных отложений верхней юры, которые даже в осевой части, отвечающей современному положению Осетинской и Кабардинской впадин и Предтечерному прогибу, залегают на глубине не более чем 6500 м.

В бортовых частях позднеюрского бассейна, где соленосные отложения имеют малую толщину, и восточнее, где развита только сульфатно-карбонатная часть нижней соленосной толщи титона, подсолевые отложения могут быть вскрыты на глубинах, не превышающих 5500...5700 м, например в Советско-Курской структурной зоне и на ее продолжении в восточном направлении, на Эльдаровской, Хаянкортовской, Старогрозненской и других структурах. В полосе Бенойско-Эльдаровского глубинного разлома возможно развитие биогермных образований в оксфордских отложениях.

В зоне сопряжения Черногорской моноклинали с Осетинской и Чеченской впадинами, а также с Назрановской седловиной перспективность подсолевых отложений очевидна. Здесь глубина залегания подсолевого карбонатного комплекса пород верхней юры 3500...5000 м; эта зона может быть выделена как первоочередная для поисков углеводородов.

Перспективность Нараттюбинской складчатой зоны доказана открытием Шамхал-Булакского газового месторождения в подсолевом-межсолевом комплексе отложений, где отсутствует галитовая крышка, а верхнеюрские породы представлены только нижней соленосной толщей. Можно предполагать наличие залежей в подсолевом-межсолевом комплексе пород в зоне сочленения Дагестанского клина с Черногорской моноклиналию и Терской антиклинальной зоной.

В связи с изложенным рекомендуется провести сейсморазведочные работы в западной части прогиба с учетом развития подсолевых и межсолевых структур северо-западного простирания. До настоящего времени сейсмопрофили ориентировались в меридиональном и субмеридиональном направлениях. Для структур подсолевого и межсолевого комплексов, имеющих унаследованное развитие структурного плана северо-западного простирания, целесообразно проводить сейсмопрофили МОГТ северо-восточной ориентировки. Тем более что при наличии рифогенных образований типа кордильер в бортовых частях позднеюрского бассейна седиментации совпадение направления сейсмопрофилей с линией развития этих "кордильер" может исказить

картину их строения в сторону линейной вытянутости отражающих площадок.

В надсолевом верхнеюрско-нижнемеловом комплексе пород залежи приурочены к антиклинальным зонам широтной ориентировки, поэтому поисковые работы на эти отложения следует продолжать в Терской, Сунженской и Нараттюбинской антиклинальных зонах.

Таким образом, подсолевой верхнеюрский карбонатный комплекс пород можно считать высокоперспективным в связи с формированием ловушек как унаследованно развивающихся – древних (до альпийской эпохи тектогенеза), так и сравнительно молодых в антиклинальных зонах Терско-Каспийского передового прогиба.

УДК 553.98.041:560.4

## К ВОПРОСУ ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПРЯМЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

Г.Н. Гордадзе, Е.Б. Грунис, А.В. Соколов, Г.В. Русинова, Т.И. Гордадзе  
(ИГиРГИ, ЗАО "СИБГЕКО")

Общие представления о формировании ореолов рассеивания углеводородов (УВ) вокруг нефтегазовой залежи появились еще в начале XX в.

Геохимические поиски следов рассеивания нефти и газа включают ряд так называемых прямых методов, отличающихся как по виду объекта исследований (снежный покров; поверхностные, приповерхностные и пластовые воды; поверхностные, приповерхностные и залегающие на разной глубине от поверхности земли осадки и породы; газы атмосферы и литосферы и т. д.), так и по определенным геохимическим параметрам (содержание и состав сорбированных углеводородов; содержание определенных вторичных минералов; содержание некоторых макро- и микроэлементов; присутствие и количество специфических микроорганизмов, способных ассимилировать УВ; значения окислительно-восстановительного потенциала и показателя концентрации водородных ионов и др.) [1, 2].

Соблазн использовать эффективные прямые геохимические методы для поисков нефтяных месторождений велик, прежде всего, из-за их дешевизны. Здесь нет, например, необходимости выявления нефтематеринских толщ обычными геохимическими методами. Следовательно, не надо отбирать керн и изучать его геохимические свойства, применяя дорогостоящие анализы.

Несмотря на то, что со времени первых публикаций профессора ИГиРГИ В.А. Соколова – основоположника прямых газогеохимических методов поисков нефтяных и газовых месторождений прошло более 50 лет [3], в этой области нефтегазописковой геохимии еще имеются проблемы. Как ни

парадоксально, но это связано с резким прогрессом в аналитической технике – в основном в методах газофазной хроматографии (ГЖХ) и хромато-масс-спектрометрии (ГХМС). Благодаря именно этим методам анализа стало возможным исследовать на молекулярном уровне не только углеводороды (УВ), но и гетероатомные компоненты нефтей, органического вещества (ОВ) пород, осадков и грунтов. Более "тонкие" исследования показали, что не всегда просто дать правильную интерпретацию данных геохимических съемок и установить прямую связь геохимических аномалий с залежами углеводородов в недрах.

Исследования, выполненные в Лаборатории геохимии нефти и рассеянного органического вещества (РОВ) пород ИГиРГИ, показали, что в приповерхностных отложениях (грунтах и породах) в результате "дыхания" нефтяной залежи появляются не только газообразные и легкие жидкие углеводороды бензиновой фракции, но и тяжелые нефтяные углеводороды до  $n-C_{33}$  включительно.

Нами впервые при изучении приповерхностных отложений (грунтов) Западной Сибири (с глубины не более 15 м) были разработаны новые геохимические критерии (коэффициенты), позволяющие с помощью методов газофазной хроматографии и хромато-масс-спектрометрии произвести дифференциацию УВ составляющей РОВ приповерхностных грунтов с выделением трех типов [4]:

- "нативного" РОВ с полным отсутствием признаков "дыхания" нефтяной залежи, т. е. с полным отсутствием УВ нефтяного ряда;
- со слабыми признаками "дыхания" залежи нефти;