

## ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРЕДГОРНОГО ДАГЕСТАНА

Для обоснования перспектив нефтегазоносности необходимо использовать весь комплекс критериев нефтегазоносности недр, в том числе и геохимических, включающих изучение рассеянного органического вещества (РОВ), окислительно-восстановительных условий формирования пород с целью выделения в геологическом разрезе толщ, обладающих нефтематеринским потенциалом, особенностей их распространения по площади. Изучением РОВ нижнемеловых отложений Предгорного Дагестана и смежных областей занимались многие исследователи, показавшие способность пород продуцировать углеводородистые соединения (УВ). Однако мнения об интенсивности процессов преобразования органического вещества в УВ расходятся, не учитываются изменения в стратиграфии нижнемелового отдела (выделение берриасового яруса, отнесение нижнего баррема к готериву, низов альба к апту).

Материалом для геохимических исследований послужили образцы, отобранные из скважин, пробуренных в последние годы (Шамхалбулак, Миатлы и др.), и естественных обнажений (Уллучай, Зубутли, Аргвани и др.). Кроме того, были использованы геохимические данные, полученные в предыдущие годы в МГУ, ВНИГНИ, ИГ Даг. ФАН СССР, Аз. НИПИНефть, ВНИГРИ и др. Основное внимание было уделено результатам анализов кернa, а данные по естественным разрезам использовались лишь для сравнения, поскольку образцы полевого сбора подвержены процессам выветривания и разрушению в них битумоидов, сульфидной серы и т. д.

Количество  $C_{орг}$  в нижнемеловых отложениях варьирует в широком диапазоне: от следов до 6%, а в среднем составляет 0,8—0,9%, что превышает кларковую величину  $C_{орг}$  для литосферы (0,53% по Н. Б. Вассовичу). Содержание  $C_{орг}$  зависит от литологического типа пород, возрастает по мере увеличения пелитовой фракции и убывает с уменьшением нерастворимого остатка. По возрастанию его количества можно составить следующий ряд пород: известняки, песчаники, алевролиты, глины со средним содержанием  $C_{орг}$  соответственно 0,2%, 0,23%, 0,5%,

1,27%. Повышенным содержанием  $C_{орг}$  в нижнемеловых отложениях характеризуется разрез не только Предгорного Дагестана, но и других территорий (Русская и Северо-Американская платформы, Западно-Сибирская низменность, Боргонская впадина, Средняя Азия, Азербайджан и др.), что свидетельствует о благоприятных условиях в нижнемеловое время для развития и продуктивности биоса, захоронения и сохранения его остатков в осадках в масштабе планеты.

Битуминозность нижнемеловых пород меняется от 0 до 2,5%, при среднем содержании 0,03—0,04% хлороформенного битума (ХБ) и 0,02—0,03% спирто-бензольного битума (СББ). Прослеживается зависимость содержания ХБ от литологического типа пород, наименьшей битуминозностью характеризуются известняки и песчаники — 0,01—0,15%, наибольшей — глины — 0,04—0,06%, алевролиты занимают промежуточное положение — 0,02—0,03%, однако в некоторых карбонатных и песчано-алевролитовых породах содержание ХБ достигает 0,1—0,2% и выше, что объясняется отбором керн из нефтенасыщенных горизонтов. Содержание ХБ, как и  $C_{орг}$ , возрастает в породах молодого возраста, достигая максимальных значений в альбских образованиях.

Во всех литологических типах пород преобладают битуминозные вещества нейтрального характера, т. к. в групповом составе ХБ преобладают масла 38—98%, содержание смол составляет 1,4—60%, асфальтенов — 0,3—28%. Об этом же свидетельствует отношение СББ к ХБ, которое обычно не достигает 1, при этом глины относительно более обогащены кислотной частью битума (величина СББ/ХБ составляет 0,7—0,9), что вызвано потерей наиболее легких и подвижных нейтральных компонентов. Масла, являясь наиболее восстановительными частями ХБ, преимущественно состоят из углеводородистых соединений, количество которых особенно возрастает при высоких содержаниях в битумах масляной фракции. Значительное количество УВ в ХБ указывает на их близость к нефтям. Об этом свидетельствует и элементный состав ХБ (С — 76,55—84,46%, Н — 10,62—13,46%, N+S+O—0,10—12,67%).

Гуминовые кислоты в отложениях нижнемелового возраста отсутствуют, за исключением единичных полевых образцов, появление в которых незначительного количества гуминовых веществ (до 0,1%) объясняется вторичными явлениями, окислением некоторой части ОВ в условиях естественной обнаженности или попаданием в образцы современной органики.

Для решения вопроса о связи битумоидов с породой, была изучена степень битуминозности ОВ ( $\beta$ ), под которой понимается отношение содержания углерода в ХБ к общему количеству  $C_{орг}$ , выраженному в процентах. Величина  $\beta$  в нижнемеловых отложениях Предгорного Дагестана меняется от долей до 20% (без аномально обогащенных ХБ образцов из продуктивных горизонтов), возрастая от глины и алевролитов к песчаникам и известнякам. С помощью диаграмм связи между  $\beta$  и  $C_{орг}$ , частотных графиков

распределения в породах  $S_{орг}$ , ХБ и величины  $\beta$  были выделены автохтонные, аллохтонные и смешанные битумонды [4], которые имеют различный качественный состав. В преимущественно автохтонных ХБ содержание масел в среднем составляет 65% (пределы колебаний от 36,85% до 91,04%), смол 27,2% (5,22% — 60,31%), и асфальтенов 7,1% (2,07% — 28,10%), в преимущественно аллохтонных ХБ содержится 92% (83,27% — 96,16%) масел, 5,4% (1,44% — 12,28%) смол, 2,7% (1,81 — 5,20%) асфальтенов, в смешанных битумоидах количество масел составляет 82,7% (при колебаниях от 38,93% до 97,73%), смол — 13,10 (1,72% — 49,76%) и асфальтенов — 4% (0,31% — 10,81%), т. е. в групповом составе всех битумоидов преобладают масла, относительное содержание которых убывает от аллохтонных ХБ к автохтонным, за счет возрастания доли смол и асфальтенов. На различный качественный состав выделенных групп битумов указывает также отношение СББ к ХБ, которое в преимущественно первичных битумах составляет 0,7—0,9, в преимущественно вторичных битумах — 0,4—0,6, т. е. в последних возрастает доля более нейтральных и легких компонентов.

Процесс образования ХБ и УВ, являющихся соединениями глубоко восстановительного характера, мог протекать при изменении РОВ только в восстановительной среде. Для правильного суждения о направленности преобразования ОВ, рассеянного в породах, необходимо учитывать геохимические условия формирования осадков. Определенные окислительно-восстановительные обстановки формирования нижнемеловых пород при их седиментогенезе и раннем диагенезе проводилось по соотношению аутигенно-минералогических форм железа и  $S_{орг}$  с учетом данных литолого-петрографических исследований, остатков фауны и т. д. Были выделены следующие геохимические фации: окислительная, нейтральная, слабовосстановительная, восстановительная и сильно-восстановительная [1]. В целом для нижнемеловых отложений характерно усиление восстановительных процессов по мере образования более молодых осадков и расширения морской трансгрессии.

Нижнемеловые отложения Предгорного Дагестана по количественному содержанию и качественному составу РОВ, геохимическим условиям формирования осадков в совокупности с другими геологическими данными: палеотектоническими, литологическими, геотермическими, гидрогеологическими, палеонтологическими и т. д. подразделяются на три комплекса: берриас-готеривский, баррем-аптский и альбский.

Берриас-готеривские осадки формировались при господстве окислительных и нейтральных обстановок. Мелководные условия отложения терригенно-карбонатного материала, высокая подвижность водных масс, хорошая аэрация придонных слоев, частые колебания морского дна способствовали развитию преимущественно окислительных условий и разрушению органических остатков, попадавших в осадок. Среди ископаемой фауны преобладают бентосные формы. Окислительная обстановка сохранялась в

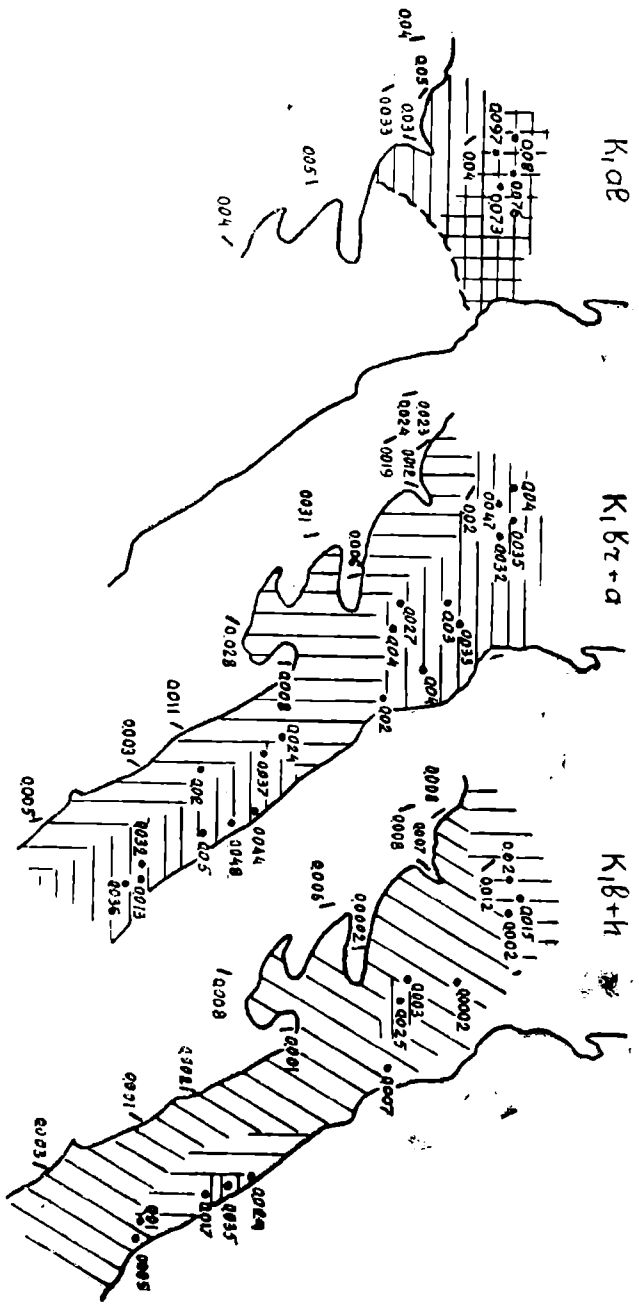


Рис. 2. Распределение ХВ в нижнемоловых отложениях Предгорного Дагестана.  
 1 — выход отложений на поверхность, 2 — предполагаемая граница отсутствия отложений, 3 — граница Терско-Каспийского передового прогиба, 4 — разрезы скважин, 5 — естественные разрезы; содержание среднеговешенного ХВ: 6 — до 0,01%, 7 — 0,01—0,025%, 8 — 0,025—0,05%, 9 — более 0,05%.

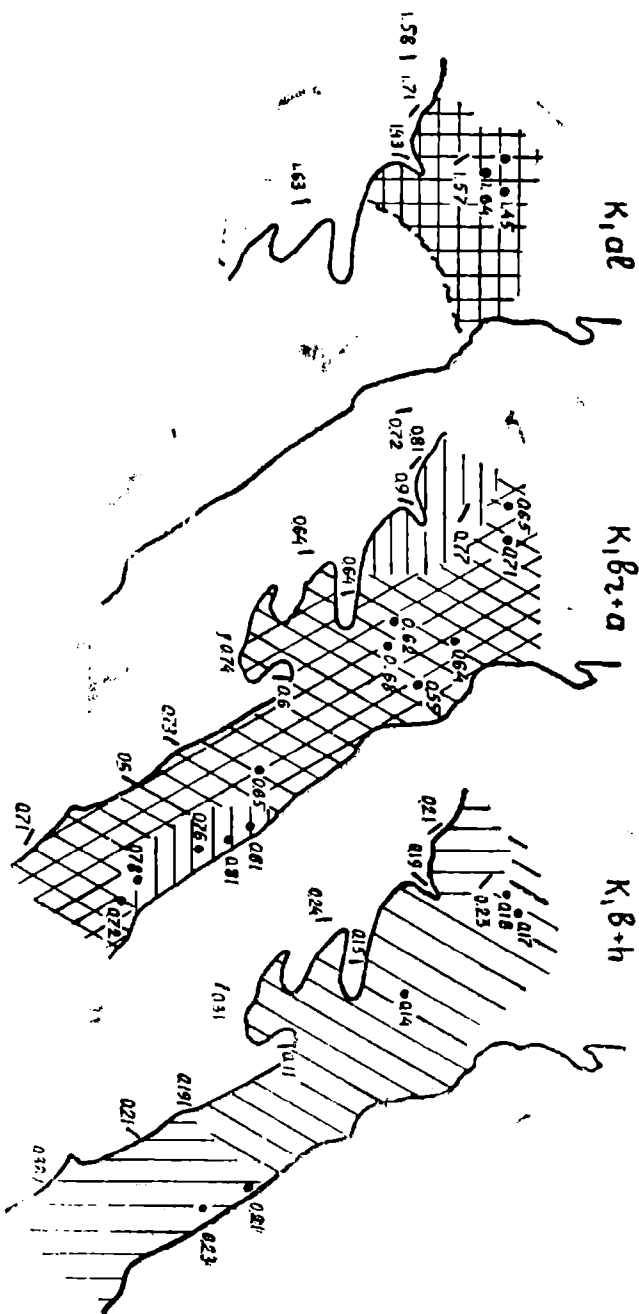


Рис. 1. Распределение  $C_{орр}$  в нижелегловых отложениях Предгорного Дageстана. 1 — выход отложений на поверхность, 2 — предполагаемая граница отсутствия отложений, 3 — граница Терско-Каспийского передового прогиба, 4 — разрез скважин, 5 — естественные разрез: содержание средневзвешенного  $C_{орр}$ : 6 — до 0,2%, 7 — 0,2—0,5%, 8 — 0,5—0,75%, 9 — 0,75—1%, 10 — более 1%.

осадке и в стадии диагенеза, так как в породах слабо развиты минералы закисного железа. По данным химических анализов кернов, преобладает в них окисное железо при незначительных содержаниях пиритового (не более 0,3—0,4%). Для берриас-готеривского комплекса характерно низкое количество  $S_{орг}$  — не менее 0,2—0,3% (рис. 1), обедненность битумоидами, посящими явно выраженный вторичный характер. В некоторых естественных разрезах (Касумкент, Сулакский каньон и др.) встречаются глинистые и терригенно-карбонатные пласты с более высоким содержанием  $S_{орг}$  — до 1% и относительно повышенной битуминозностью смешанного характера. Возможно, что подобные пласты, имеющие локальное распространение, могли продуцировать какое-то количество УВ, но в целом берриас-готеривские отложения не могут рассматриваться в качестве нефтепроизводящих. Распределение средневзвешенных значений  $S_{орг}$  и ХБ в преимущественно карбонатных породах берриаса-готерива показывает, что все изученные разрезы обеднены ОВ, а относительно повышенные концентрации ХБ тяготеют к сводам поднятий: Дузлак, Берикей, Эльдама, Миатлы, Шамхалбулак (рис. 2), причем битумоиды на 80—90% состоят из масел, наиболее легких и подвижных компонентов.

Баррем-аптечные отложения формировались в более глубоководном и спокойном морском бассейне, при устойчивом прогибании, т. е. условия седиментации были более благоприятными для fossilization ОВ, способствовавшего развитию редуционных процессов при диагенезе осадков. В целом для баррем-аптечного времени проявлялась тенденция усиления восстановительных условий. В нейтральных и окислительных условиях формировались песчаные породы, содержащие 0,5—0,8% окисного железа, 0,4—0,6% сидеритового и менее 0,2% пиритового, в слабовосстановительных — алевролиты, характеризующиеся преобладанием сидеритового железа (1—2%) над окисным и пиритным. Образование глини проходило во всем диапазоне восстановительных обстановок, в связи с чем наблюдаются заметные колебания в содержании форм железа: сидеритового — 0,5—3,2%, пиритового — 0,3—1,2% и окисного 0,1—1,1%. Весьма значительные колебания отмечаются в содержании  $S_{орг}$ , ХБ, групповом составе битумоидов. Средневзвешенное содержание  $S_{орг}$  по разрезам меняется от 0,55% до 0,87%, ХБ — от 0,013% до 0,05% (рис. 1—2). Величина  $\beta$ , групповой состав ХБ указывают на присутствие в глинистых породах и частично-алевролитовых разностях аллохтонного битумоида. По совокупности геохимических показателей баррем-аптечные глины и некоторые аптечные алевролиты, составляющие большую часть разреза, могут быть отнесены к нефтепроизводящим. Продуцирующие способности пород возрастают вверх по разрезу, достигая максимума в отложениях верхнего апта, что прослеживается в естественных обнажениях и в закрытых районах складчатого склона Терско-Каспийского прогиба.

Альбские отложения формировались в спокойном, относитель-

по глубоководном морском бассейне при господстве сильновосстаповительных условий, на что указывает высокое содержание сульфидной серы, широкое распространение пирита и марказита в рассеянном состоянии и в виде конкреций, отсутствие или подчиненное содержание окисных и закисных форм железа. И. А. Колюхов полагает, что накопление осадков проходило в условиях сероводородного заражения [3]. Вместе с толстым известково-глинистым материалом накапливались повышенные концентрации ОВ, средневзвешенные значения  $S_{орг}$  в разрезах обычно превышают 1,4—1,7% (рис. 1), а в отдельных глинистых пачках достигают 2—3%. Содержание битуменов составляет 0,06—0,08%. Повышенными значениями  $S_{орг}$  и ХБ характеризуются альбские алевролиты, играющие в разрезе подчиненную роль. Перекрывающие их нижнемеловые образования представляют, на наш взгляд, единый с альбским ярусом комплекс, обладающий способностью продуцировать УВ. Альбские отложения развиты в Западной части Предгорного Дагестана (Шавдан, Миатлы, Кизилбулак и др.). По своим геохимическим показателям они обладают наиболее высоким нефтегазопроизводящим потенциалом, по сравнению с подстилающими образованиями мела и юры.

Приведенный материал показывает, что в нижнемеловое время благоприятные условия для фоссилизации ОВ и изменения его по пути образования УВ существовали при формировании глинистых, карбонатно-глинистых и некоторых алевролитовых пород баррем-альбского возраста. Продуцирующие возможности отложений возрастали вверх по разрезу. Процесс преобразования ОВ начинается с момента попадания его в осадок, однако наибольшей интенсивности он достигает при определенных термобарических условиях, главная фаза нефтеобразования приурочена к интервалу температур 75—200° [2]. Баррем-альбские отложения были погружены на глубины порядка 2000 м и начали реализовать свои возможности для образования скоплений УВ в Предгорном Дагестане не раньше среднего миоцена. Последующие тектонические движения, наиболее значительные в конце неогена, способствовали складчатости и разрывными дислокациями, способствовали формированию и разрушению залежей нефти и газа [5].

Нефтегазопосность нижнемелового комплекса Предгорного Дагестана установлена на площадях Берикей, Дузлак, Дагестанские Огни, Хошмензил (апт) и Шамхалбулак (валанжин). Продуктивен он на западном продолжении Терско-Каспийского прогиба (Чечено-Ингушская АССР) и в платформенных районах Ставрополя и Дагестана, т. е. является регионально нефтегазопосным в Восточном Предкавказье. Потенциальные ресурсы УВ терригенно-карбонатных пород нижнего мела реализованы еще не полностью.

Изучение РОВ и условий формирования нижнемеловых отложений Предгорного Дагестана в комплексе с другими показателями нефтегазопосности позволяет отнести их к перспективным в зоне развития погрбеших мезозойских поднятий. Наряду с про-

дуктивными горизонтами апта и валанжина, представляет интерес готеривский карбонатный пласт, характеризующийся повышенной битуминозностью. Определенные перспективы связываются с участком выклинивания берриас-готеривских отложений (восточнее и южнее Талгинского купола), где могут быть выявлены залежи УВ в неструктурных ловушках.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алиев А. Г., Пирбудагов В. М. К геохимическим условиям образования нижнемеловых отложений Дагестана. — Докл. АН СССР, 1963, т. 151, с. 1185—1188.
2. Вассоевич Н. Б. Происхождение нефти. — Вест. МГУ, сер. 4, Геология, 1975, № 5, с. 3—23.
3. Конюхов И. А. Литология мезозойских отложений Восточного Предкавказья в связи с нефтегазопоспостью. — Тр. КЮГЭ, вып. 3, Л. Гостоптехиздат, 1959.
4. Пирбудагов В. М. О нижнемеловом этапе битумообразования в Дагестане. — Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 6, 1966, с. 89—95.
5. Мирзоев Д. А. и др. Размещение залежей углеводородов по разрезу и площади в Дагестанском секторе Терско-Каспийского прогиба и особенности их формирования. — В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. — М.: Недра, 1983, с. 181—188.