

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

© А.А.Фейзуллаев, Н.М.Джаббарова, А.Х.Годжаев, 2006

**РЕГИОНАЛЬНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕЗОЗОЙ-ПАЛЕОГЕНОВЫХ ПОРОД В
ПРЕДЕЛАХ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОГО АЗЕРБАЙДЖАНА
И ЮЖНОГО ДАГЕСТАНА**

А.А.Фейзуллаев, Н.М.Джаббарова, А.Х.Годжаев

*Институт геологии НАН Азербайджана
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А*

В статье рассмотрены региональные закономерности изменения нефтегазоносности мезозой-палеогеновых отложений в пределах СВ Азербайджана и Южного Дагестана и осуществлена попытка спрогнозировать возможный стратиграфический интервал нефтегазоносности в Ялама-Худатской зоне, исходя из выявленных закономерностей и их связи с геологическим строением рассматриваемых районов. Установлено преобладание жидких УВ в погруженных зонах (площади Каякент, Избербаш, Ачи-Су, Инчхе-море в Южном Дагестане и Сиазаньской моноклинали и Шураабад в СВ Азербайджане); площади, приуроченные к крупному Самурскому своду, где установлен высокий уровень залегания поверхности юрских пород (площади Хошмензил, Даг.Огни) и палеоген – верхи меловых отложений, характеризуются преимущественной газоносностью или нефтегазоносностью (площадь Дузлак). В связи с этим в качестве основных поисковых объектов в Ялама-Худатской зоне выделены юрские (перспективные для поиска преимущественно газовых скоплений) и меловые (перспективные в отношении выявления жидких УВ). Перспективы нефтегазоносности меловых отложений связываются с ЮЗ крыльевыми частями поднятий (неантиклинальный тип залежей), обращенными в сторону Южно-Дагестанского – Зейхурского прогиба; сводовые части поднятий представляют интерес лишь с точки зрения газоносности юрских отложений.

Введение

Как известно, нефтегазоносность СВ Азербайджана (Прикаспийско-Губинский район) установлена открытием месторождений нефти и газа в пределах Сиазаньской третичной моноклинали и на площади Шураабад, а также в результате получения промышленных притоков и интенсивных нефтегазопроявлений во время бурения на других площадях.

Однако дальнейшие многолетние поисково-разведочные работы в других частях района не дали ощутимых результатов. Особый интерес представляют перспективы нефтегазоносности Ялама-Худатской тектонической зоны, поскольку она фактически является продолжением Восточной, Западной и Приморской антиклинальных зон Южного Дагестана (Хаин и др., 1957), где выявлены и

разрабатываются промышленные скопления нефти и газа (рис.1).

Учитывая вышеизложенное, в данной статье рассмотрены региональные закономерности изменения нефтегазоносности мезозой-палеогеновых отложений в пределах СВ Азербайджана и Южного Дагестана и осуществлена попытка спрогнозировать возможный стратиграфический интервал нефтегазоносности в Ялама-Худатской зоне, исходя из выявленных закономерностей и их связи с геологическим строением рассматриваемых районов. Этот анализ выполнен в результате сбора и обобщения фондового и опубликованного материала (Ахмедов и др., 1961; Али-Заде и др., 1972; Магомедов и др., 1999; Мирзоев, Пирбудагов, 2001; Ростовцев, 1937; Салаев и др., 1964; Шарафутдинов, Магомедов, 1999 и др.).

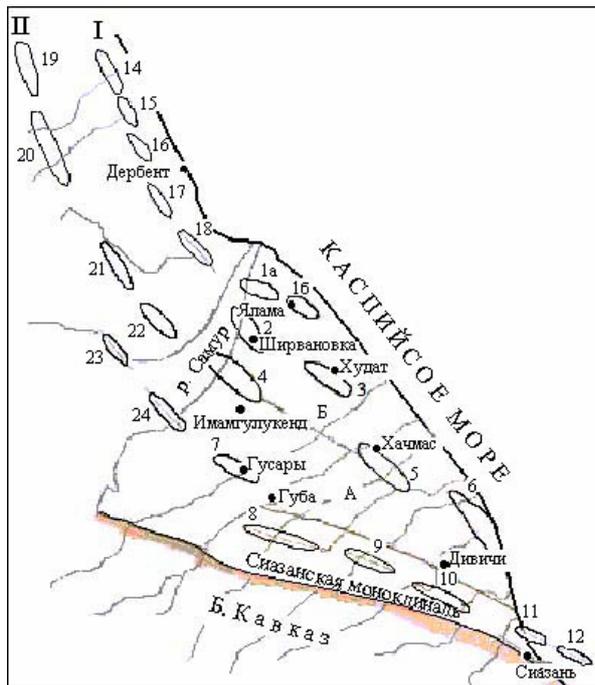


Рис. 1. Схема расположения нефтегазоносных и перспективных структур СВ Азербайджана (Прикаспийско-Губинский нефтегазоносный район) и ЮВ Дагестана:

Локальные поднятия Прикаспийско-Губинского нефтегазоносного района: 1а-Сев. Яламинское; 1б-Юж. Яламинское; 2-Ширвановское; 3-Худатское; 4-Имамгулукедское; 5-Хачмазское; 6-Агзыбирчалинское; 7-Гусарское; 8-Талабинское; 9-Зап.Гайнарджинское; 10-Гайнарджинское; 11-Гызылбурунское; 12-Зорат-море; 13-Сиязанская моноклинали; Локальные поднятия ЮВ Дагестана: I-Восточная антиклинальная линия (южная часть): 14-Берикейское; 15-Дузлакское; 16-Даг.Огни; 17-Рукельское; 18-Хошмензилское; II-Западная антиклинальная линия: 19-Селли; 20-Болхос-Хунукское; 21-Экендильское; 22-Аджиноурское; III - 23-Касумкендское; 24-Гильярское. Прогибы: А-Губино-Девичинский; Б-Зейхурский (Касумкендский)

Нефтегазоносность мезозой-палеогеновых пород СВ Азербайджана и Южного Дагестана

СВ Азербайджан

Естественные выходы нефти и газа в Прикаспийско-Губинском районе известны давно, внимание же предпринимателей они привлекли с 1870 г. Планомерные поисково-разведочные работы на нефть были начаты с 30-х годов прошлого века.

Промышленная нефтегазоносность была выявлена в пределах Сиязанской моноклинали (стратиграфический интервал нефтегазоносности ср.юр — миоцен) и площади Шурабад (н.мел). Промышленные притоки

нефти и газа из нижнего мела (валанжин, готерив) были получены на площади Бегимдаг-Текчай. Ниже приведена краткая информация о нефтегазоносности (естественные проявления на поверхности и в процессе бурения, промышленные притоки в скважинах) отдельных стратиграфических единиц мезозой-палеогенового интервала разреза.

Юрские отложения. Поверхностные проявления легкой нефти ($0,815 \text{ г/см}^3$), предположительно из юрских отложений установлены в пределах Тенги-Бешбармакского антиклинория, близ селения Афурджа, у реки Вельвеличай и у подножья утеса Чирахкала (уд. вес нефти $0,953 \text{ г/см}^3$).

В зоне Ялама-Худатского выступа какие-либо поверхностные проявления нефти или газа не установлены. В процессе же бурения скважин № 1, 9, 15, 22 на пл. Ялама и №6, 10 на пл. Худат отмечались УВ проявления при вскрытии юрских пород (верхнебайосские отложения) в виде перебивания промывочного раствора газом; были установлены повышенные газопоказания и по результатам газового каротажа. Однако наиболее интенсивные газопроявления наблюдались из отложений бата на пл. Худат (скв.11, забой 2654 м).

Смесь воды и нефти с дебитом $20-23 \text{ м}^3/\text{сут.}$ получена из юрских пород в скв.17 пл. Ялама, а минерализованная вода с дебитом примерно $10-15 \text{ м}^3/\text{сут.}$, относящаяся к хлоркальциевому типу (Молдавский, 1961), — из скв.8, 9. Притоки воды аналогичного типа дебитом $156-312 \text{ м}^3/\text{сут.}$ получены также из 6 объектов скв. 10 в интервале глубин 2461-2940 м.

Промышленная нефтегазоносность юрских отложений установлена в пределах Сиязанской моноклинали на площадях Амирханлы и Заглы-Зейва, где они эксплуатируются совместно (единым фильтром) с палеоценовым и эоценовым объектами.

С нижнемеловыми отложениями связан ряд значительных нефтегазопроявлений в процессе бурения и опробования, вплоть до крупных выбросов и фонтанов. Так, в скважине № 3 площади Бегимдаг-Текчай из интервала 1770-1812 м, соответствующего отложениям валанжина, получены притоки газа и конденсата (суточный дебит соответственно

67 тыс. м³ и 17 м³), а из интервала 1643-1773 м соответствующего отложения готерива получены притоки газа и нефти (суточный дебит соответственно 66 тыс. м³ и 21 т). В скв. № 7 из этих отложений получен приток нефти дебитом 3-5 т/сут. Выявленные залежи в неокомских отложениях (валанжин-готерив) связаны с трещиноватыми терригенно-карбонатными коллекторами. Из этих отложений нефтегазопроявления отмечены также на площадях Кешчай и Афурджа.

На Ялама-Худатском выступе в процессе бурения из нижнемеловых отложений отмечались бурные нефтегазопроявления. На пл. Ялама вскрытие аптских отложений (скв.9) сопровождалось фонтанированием газа с конденсатом (уд. вес 0,820) в интервале 2924-2931 м. В скв.16 с глубины 2680-2898 м наблюдались бурные водопроявления. На пл. Худат при вскрытии отложений верхнего апта и зоны контакта мел-юра наблюдался кратковременный газонефтяной выброс. В скв.10 отмечались газопроявления из неокома (глубина 2300 м) и водопроявления дебитом 40-80 м³/сут. из верхнего альба. На площади Ялама из отложений верхнего альба наблюдались нефтегазопроявления.

Промышленная добыча легкой нефти из отложений альба (кюлюлинские песчаники) с дебитом до 20 т/сут. ведется только на площади Шурабад.

При разбуривании верхнемеловых отложений в пределах Ялама-Худатского выступа газопроявления наблюдались из пород сеномана, турона, сантона, кампана, маастрихта (скв.1, 8, 9, 12, 14, 15, 17, 22 – пл. Ялама). Выделение газа наблюдалось при опробовании отложений турона в скв.9 (интервал перфорации 2746-2775 м) и воды с газом дебитом 160 м³/сут. в скв. 17 (интервал 2795-2892).

Промышленная добыча нефти из *верхнемеловых отложений* единичными скважинами осуществляется только в пределах Сиазаньской моноклинали. Промышленный приток нефти (3 т/сут.) из этих отложений (маастрихт-дат) впервые был получен при бурении скв. № 147 на площади Чандагар-Зорат. Позднее промышленная нефтегазоносность маастрихт-датских отложений с более высокими дебитами нефти (18-70 т/сут.) была установлена и на других площадях Сиазаньской

моноклинали: на площадях Заглы, Амирханлы (маастрихт) и Зейва (маастрихт-дат). Значительные притоки нефти из верхнемеловых отложений (50-325 т/сут.) получены в ряде скважин при совместном их опробовании с палеогеновыми породами.

Промышленная нефтегазоносность *палеогеновых пород* установлена в пределах Сиазаньской моноклинали.

Южный Дагестан

Юрские отложения вскрыты 20 скважинами в пределах Дузлакской площади, из которых были испытаны 10, давшие слабые притоки воды с растворенным газом.

Нижнемеловой комплекс нефтеносен на месторождениях Берикей и Дузлак, где дебиты нефти колеблются в широких пределах и достигают 200 т/сут.

С нижнемеловыми отложениями в Дузлаке связаны две нефтяные залежи. Нефтеносный I пласт, залегающий в подошве альбского яруса, сложен чередованием мелкозернистых песчаников и глин. Мощность пласта – 10-15 м. Начальные дебиты скважин достигали 44 т/сут. Залежь – пластовая, сводового типа, характеризующаяся водонапорным режимом. В присводовой части восточного крыла структуры, вверху аптского яруса залегают алевролитовый пласт, с которым связана небольшая залежь нефти, которая разрабатывалась двумя скважинами. Мощность пласта – 9-11 м. Дузлакское месторождение является мелким по запасам УВ.

На площади Берикей скопление нефти в разрезе нижнего мела приурочено к алевролитовому пласту, залегающему в кровле верхнего апта. Эффективная мощность пласта – 8-10м. Залежь – пластово-сводового типа. Все залежи Берикейского месторождения имеют ограниченные размеры и выработаны небольшим количеством скважин. Признаки нефти на площади были обнаружены и в отложениях барремского яруса, однако они не имели промышленного значения.

На месторождениях Даг. Огни (нижний альб) и Хошмензил нижнемеловой комплекс газоносен. Продуктивные горизонты имеют терригенный состав. В Даг. Огнях залежь – пластовая, сводовая с упруго-водонапорным режимом, дебиты газа составляли от 5 до

85 тыс.м³/сут.; в Хошмензиле дебиты газа – от 1.5 до 12 тыс.м³/сут.

Трещинные разности известняков *верхнего мела* на площади Ачи-Су содержат газоконденсатную залежь. Из 13 скважин, вскрывших здесь верхний мел, только в 4-х были получены промышленные притоки. Кроме того, при разработке залежи, которая имела аномальное начальное пластовое давление 42.2 МПа (приведенное к глубине 3200 м), отмечалось быстрое падение давления с полным истощением залежи.

В пределах площади Избербаш верхнемеловой резервуар был вскрыт 5-ю скважинами. Испытание в трех скважинах на северо-западной периклинали складки дало незначительные притоки воды с газом и пленками нефти. Так, в скв. 242 отмечены притоки воды с пленкой нефти, в скв. 246 – при аварийном состоянии приток газа дебитом 10 тыс.м³/сут. с признаками нефти, в скв. 241 – при некачественном испытании слабый приток газа (2-3 тыс.м³/сут.). Однако в приосевой части складки (скв. 243), где резервуар более трещинный, получен максимальный приток газа в 65 тыс. м³/сут. с конденсатом (15 т/сут.).

На площади Инчхе-море отложения верхнего мела не вскрыты. По имеющимся данным свод верхнемеловой складки намечается юго-западнее миоценовой структуры.

На площади Каякент на юго-восточной периклинали верхнемеловой складки пробурено четыре скважины, но положительных результатов не получено. Возможно, это следствие несоответствия структурных планов верхнего мела и миоцена, а именно: смещения осевой части последней на юго-запад на расстояние до 1 км.

Пластовые давления в верхнемеловых отложениях в ряде случаев превышают нормальные гидростатические на 9-10 МПа. Характерно, что по направлению от Западной антиклинальной зоны к Приморской величины их увеличиваются. Во всех случаях наращивание давлений происходит только в пластах-коллекторах с низкими фильтрационными свойствами. Гидрогеологическая закрытость мезозойских и третичных отложений увеличивается по направлению от предгорья к шельфу, где мезозойские и, вероятно, третич-

ные отложения находятся в условиях крайне затрудненного водообмена с АВПД.

Трещиноватые мергели *фораминиферового комплекса (палеоцен-эоцен)* нефтегазодоступны на месторождениях южной части Восточной антиклинальной линии (Берикей, Дузлак, Хошмензил). Так, на поднятии Хошмензил дебиты газа достигали 12 тыс.м³/сут., на поднятии Берикей из хадумско-фораминиферового комплекса начальные дебиты нефти составляли 48-80 т/сут.

На площади Каякент фораминиферовые слои исследовались отдельными скважинами на юго-восточной периклинали миоценовой складки. Положительных результатов не получено. Возможно, это связано с тем, что на площади ось палеогеновой складки смещена на 0.8-1 км к северо-востоку относительно оси чокракской структуры и скважины оказались в условиях слабодислоцированного погружения фораминиферовых пород с низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

На площади Ачи-Су в трещинном резервуаре фораминиферовых слоев открыта залежь нефти. Продуктивный резервуар достаточно мощный, до 77 м, но низкопористый.

На площади Инчхе-море рассматриваемые отложения не вскрыты, а на площади Избербаш не испытаны, хотя признаки нефти и газа (разгазирование раствора, пленки нефти, поглощения) отмечались в процессе бурения.

Скопления нефти и газа в *эоценовых* отложениях газонефтяного месторождения Селли, представленных мергелями и известняками, содержатся на тех участках площади, где они подвергались тектоническим напряжениям и разбиты трещинами. В связи с неравномерным распределением трещин по разрезу и площади отмечается спорадическое нефтенасыщение мергелей и известняков. Нефть из эоценовых пород имеет плотность 0,87-0,88 г/см³, содержание смол и асфальтенов – до 7%, парафина – 10,5%.

Майкопский нефтегазоносный комплекс в пределах исследуемого района характеризуется в основном многочисленными нефтегазопроявлениями. Нижняя часть майкопских отложений – хадумский горизонт, – представленная мергелями, характеризуется промышленной нефтегазоносностью на юге Восточ-

ной антиклинальной линии на месторождениях Берикей, Дузлак, Хошмензил.

Залежь газа в хадумско-фораминиферовых слоях на пл. Хошмензил была вскрыта скв. № 3, 8, 11, 14, 15. Глубина залегания продуктивного горизонта – 325-354 м. Высота залежи – 40 м. Газ в залежи сухой, с содержанием метана до 90,2—94,4%. Газовая залежь в хадумско-фораминиферовых слоях небольшая, в настоящее время истощена. Коллекторами в залежи служили сильно трещиноватые и кавернозные глинистые мергели, известняки мощностью от 10 до 90 м.

На площади Дузлак с хадумско-фораминиферовыми отложениями связана газовая залежь. Скопления газа приурочены к трещиноватым и кавернозным мергелям и песчаным известнякам. Мощность газоносного горизонта – 40-50 м, высота залежи – 50 м. Залежь относится к типу массивных, режим – водонапорный. Первоначальные дебиты газа достигали 10 тыс.м³/сут. при давлении 34 атм. Газ сухой, содержит метана 76,5-86,2%, тяжелых углеводородов – 2,2-2,7%.

В Берикее первоначальные дебиты нефти (из хадумской части резервуара) составляли от 16 до 40 т/сут. с последующим быстрым прекращением фонтанирования. Плотность нефти – 0,872 г/см³, выход легких фракций до 300°С – около 35%.

На месторождении Дагестанские Огни с мергельно-песчаной толщей хадумского горизонта и фораминиферовой свиты связана основная газовая залежь. По характеру резервуара залежь относится к типу массивных, режим залежи водонапорный. Дебиты газа по скважинам варьируют в пределах от 5-15 до 45-85 тыс.м³/сут.

Нефтегазоносность майкопских отложений на месторождениях Инчхе-море и Каякент пока не установлена.

Во время бурения поисково-разведочных скважин на площади Избербаш многочисленные нефтепроявления отмечались при вскрытии майкопских отложений. При опробовании этих отложений в скважинах №№ 235 и 242 были получены слабые притоки легкой нефти уд.весом 0.838 г/см³ с пониженным содержанием асфальтенов (0.2%), парафина (6.6%), силикагелевых смол (4.5%), серы (0.08%).

Закономерности изменения промышленной нефтегазоносности мезозой-палеогеновых отложений в пространстве

Приведенная выше информация о промышленной нефтегазоносности мезозой-палеогеновых отложений на прилегающих с севера и юга к Ялама-Худатской зоне площадях Южного Дагестана и СВ склона Б.Кавказа (Сиазаньская моноклинал, Шураабат) дает возможность сделать некоторые обобщения и проследить закономерности изменения нефтегазоносности в пространстве, что может быть использовано при оценке перспектив выявления скоплений УВ в исследуемой зоне и прогнозировании их фазового состояния.

Прежде всего следует отметить, что для карбонатного комплекса верхнего мела – палеогена этой антиклинальной зоны характерны газовые и газоконденсатные залежи. Тип залежей – сводовый, залежи пластовые и массивные. В некоторых случаях можно встретить залежи УВ в терригенных отложениях нижнего мела. Это пластовые сводовые залежи как нефтяные, так и газовые.

В целом, регионально нефтегазоносный верхнемеловой комплекс Южного Дагестана по масштабам промышленной нефтегазоносности значительно уступает расположенным севернее районам Дагестанского клина и Терско-Сунженской зоны передового прогиба.

В пределах Сиазаньской моноклинали совместная эксплуатация нескольких стратиграфических интервалов не позволяет провести корректный анализ характера ее нефтегазоносности. В целом же, добываемые здесь УВ представлены смесью нефти и газа. Тип залежей в основном – тектонически- и литолого-стратиграфически экранированный.

Согласно данным о нефтегазоносности нижне-меловых отложений на площадях СВ склона Б.Кавказа (Шураабат, Бегимдаг-Тегчай) верхи этих отложений (альб) нефтеносны, а низы (валанжин, готерив) содержат наряду с нефтью газ и газоконденсат.

Характер пространственного изменения фазового состояния УВ для отдельных стратиграфических комплексов более наглядно виден из данных, приведенных в таблице.

Таблица

Анализ стратиграфической приуроченности и фазового состояния промышленных скоплений УВ на площадях, прилегающих к Ялама-Худатской зоне с юга и севера

Площадь	Стратиграфический интервал промышленной нефтегазоносности	Фазовое состояние углеводородов
<i>Характер нефтегазоносности к югу от Ялама-Худатской зоны (Сиазаньская моноклиналь):</i>		
Сиазань-Нардаран	Эоцен	Нефть и попутный газ (газ жирный)
Чондагар-Зорат	В.мел Эоцен	Нефть Нефть и попутный газ (газ жирный)
Саадан	В.мел, эоцен	Нефть и попутный газ (газ жирный)
Амирханлы	В.мел Палеоцен, эоцен, майкоп, чокрак	Нефть Нефть и попутный газ (газ жирный)
Заглы-Зейва	В.мел Палеоцен-эоцен, олигоцен	Нефть Нефть и попутный газ (газ жирный)
СВ склон Б.Кавказа:		
Шураабад	Н.мел (альб)	Нефть
Бегимдаг-Текчай	Н.мел (валанжин, готерив)	Газ, конденсат и нефть
<i>Характер нефтегазоносности к северу от Ялама-Худатской зоны (Южный Дагестан)</i>		
Хошмензил	Н.мел, эоцен-олигоцен	Газ (сухой)
Даг. Огни	Н.мел (альб), эоцен-олигоцен	Газ (сухой)
Дузлак	Эоцен-олигоцен Н.мел	Газ (сухой) Нефть
Берикей	Эоцен-олигоцен Н. мел	Нефть Нефть
Селли	В. мел, эоцен	Нефть и газ
Инчхе-море	Чокрак	Нефть, газоконденсат

Анализ данных таблицы показывает, что в центральной части рассмотренной территории Предгорный Дагестан - Б.Кавказ (площади Хошмензил, Даг.Огни) как нижнемеловые, так и палеогеновые отложения газонасны (причем газ сухой). К северу (пл. Ачису, Избербаш) и к югу (Сиазаньская монокли-

наль) начинают преобладать жидкие УВ. Можно также отметить промышленное нефтенасыщение более молодых миоценовых отложений (чокрака) в направлении регионального погружения слоев (площади Каякент, Избербаш, Ачи-Су, Инчхе-море).

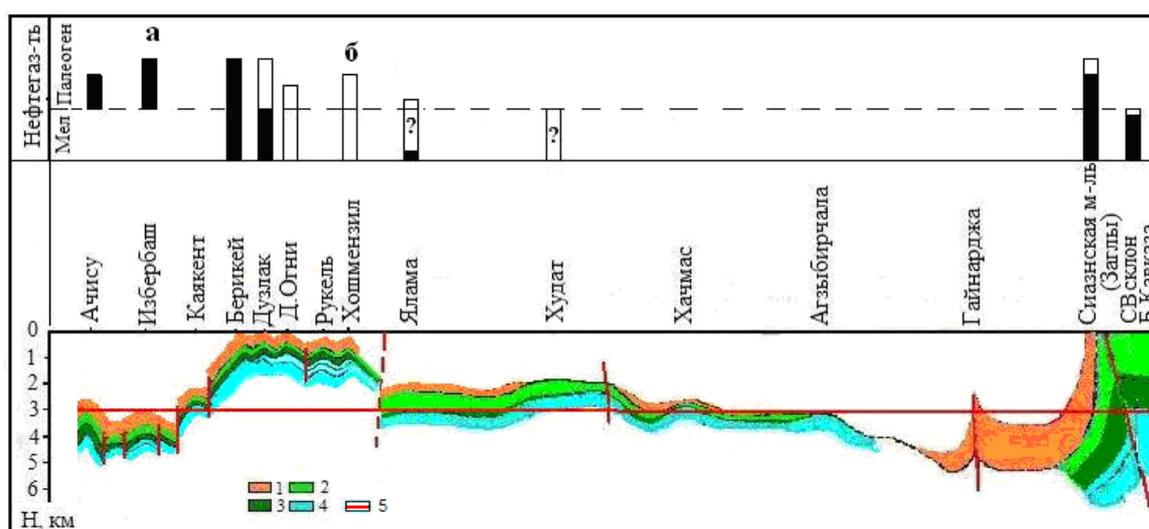


Рис. 2. Геологический профиль с прогнозом стратиграфического интервала, вовлеченного в процесс нефтегенерации, и фазового состояния УВ: а-нефть; б-газ; 1-палеоген; 2-в.мел; 3-н.мел; 4-юра; 5-верхний порог нефтегенерации

Выявленные закономерности изменения фазового состояния УВ в пространстве хорошо согласуются с особенностями геологического строения и условиями нефтегазообразования в рассматриваемом регионе (рис.2). На площадях, приуроченных к крупному Самурскому своду, где установлен высокий уровень залегания поверхности юрских пород, как нижнемеловые, так и палеогеновые отложения газоносны (причем газ сухой) или нефтегазоносны (площадь Дузлак). Это связано с тем, что здесь в зону УВ образования погружены лишь юрские породы, характеризующиеся преимущественно газопродуцирующими свойствами, а потенциально нефтематеринские породы в нижнемеловом и палеогеновом разрезе находятся в неблагоприятных для реализации своего потенциала температурных условиях. Иначе говоря, промышленная газоносность нижнемеловых и палеогеновых отложений здесь является производной от юрских пород.

На крайнем севере (Южный Дагестан - в пределах территории, охватываемой региональным профилем) и юге (СВ Азербайджан) начинают преобладать жидкие УВ (площади Каякент, Избербаш, Ачи-Су, Инче-море в Южном Дагестане и площади Сиазаньской моноклинали и Шураабат в СВ Азербайджа-

не), что связано с региональным погружением пород и вовлечением в процесс УВ образования более молодых нефтематеринских пород, содержащихся в меловом и палеоген-миоценовом комплексах.

Хотя Ялама – Худатское и Хачмас – Агзыбирчалинское поднятия по Самурскому разлому более погружены в сравнении с Самурским сводом, тем не менее палеогеновые породы и верхи меловых отложений здесь также находятся вне зоны нефтегенерации. Однако, в отличие от Самурского свода, здесь наряду с генерацией газа юрскими породами прогнозируется участие в нефтегенерации нижнемеловых и низов верхнемеловых отложений. Несомненно, что объемы газогенерации в пределах Ялама – Худатской зоны будут более значительны, чем нефтегенерации и поэтому здесь следует ожидать наличия, вероятнее всего, газовых и газоконденсатных (и, возможно, нефтегазовых) скоплений.

Сделанные выводы подтверждают и результаты бассейнового моделирования, выполненного по нескольким площадям Прикаспийско-Губинского района (Фейзуллаев и др., 2005).

В заключение важно обратить внимание на то, что до настоящего времени поиски нефти в мезозойских (а также в палеоген-

неогеновых) отложениях в Прикаспийско – Губинском районе ориентировались главным образом на выявление залежей нефти антиклинального типа и преимущественно в песчаных и алевритовых коллекторах (например, в кюлюлинских песчаниках альба), оказавшихся весьма непостоянными по мощности и по площади распространения. Поискам залежей нефти и газа неантиклинального типа, а также в карбонатных и трещиноватых породах мезозоя не уделялось должного внимания. Это, а также отсутствие серьезных исследований условий нефтегазообразования в Прикаспийско-Губинском НГР являются одной из причин их неутешительных пока результатов.

В связи с вышеизложенным, следует отметить открытие и разработку залежей нефти и газа в карбонатных и трещиноватых коллекторах мезозоя в прилегающих к Северному Азербайджану площадях Дагестана и Грозненского района. Коллекторы подобного типа в виде довольно мощных пачек имеются и в Прикаспийско-Губинском районе как в разрезе мела, так и юры.

В исследуемом районе в истории бассейна существовали большие перерывы в осадконакоплении, установлена фациальная изменчивость отложений в пространстве. Это благоприятствовало широкому развитию здесь стратиграфически- и литологически-выклинивающихся горизонтов, а следовательно, и ловушек неантиклинального типа.

Исходя из анализа истории развития и результатов исследований геологического строения района, можно выделить наличие двух основных разновидностей ловушек литолого-стратиграфического типа: 1) ловушки, развитые в зоне регионального выклинивания свит (в зоне сочленения крупных структурных элементов: отрицательного и положительного, характеризующегося перерывами в осадконакоплении). Примером являются районы сочленения Ялама-Худатской зоны поднятий с Зейхурским и Южно-Абшеронским прогибами или Хачмас-Чархи-Агзыбирчалинской зоны поднятий с Губинским прогибом.

2) ловушки, связанные с выклинивающимися вверх по восстанию пластами (горизонта-

ми), развитыми на склонах локальных структур (структурно-стратиграфические и структурно-литологические ловушки) таких, например, как Гусарская, Агзыбирчалинская и др.

Таким образом, выполненный анализ данных о промышленной нефтегазоносности мезозой-палеогеновых отложений в пределах Южного Дагестана – СВ Азербайджана дает возможность сделать некоторые обобщения и проследить закономерности изменения нефтегазоносности в пространстве в зависимости от геологических условий их залегания, что может быть использовано при оценке перспектив выявления скоплений УВ, прогнозирования типа залежей и фазового состояния УВ в Ялама-Худатской зоне.

На основании этого анализа в качестве основных поисковых объектов в Ялама-Худатской зоне можно выделить юрские (перспективные для поиска преимущественно газовых скоплений) и меловые (перспективные в отношении выявления жидких УВ). Перспективы нефтегазоносности меловых отложений связываются с ЮЗ крыльевыми частями поднятий (неантиклинальный тип залежей), обращенными в сторону Южно-Дагестанского – Зейхурского прогиба; сводовые части поднятий представляют интерес лишь с точки зрения возможной газоносности юрских отложений.

ЛИТЕРАТУРА

- АХМЕДОВ, Г. А., САЛАЕВ, С. Г., ИСМАЙЛОВ, К. А. 1961. Перспективы поисков нефти и газа в мезозойских отложениях Юго-Восточного Кавказа. Азербайджан. Баку. 159 с.
- АЛИ-ЗАДЕ, А.А., АХМЕДОВ, Г.А., ЗЕЙНАЛОВ, М.М. и др. 1972. Мезозойские отложения Азербайджана и перспективы их нефтегазоносности. Недр. Москва. 216 с.
- МАГОМЕДОВ, А.Х., МИРЗОЕВ, Д.А., ШАРАФУТДИНОВ, Ф.Г. 1999. Майкопский осадочно-породный бассейн восточного Кавказа – генератор и аккумулятор УВ. В сб.: *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Материалы 3-й международной конференции*. МГУ, Москва, 157-158.
- МИРЗОЕВ, Д.А., ПИРБУДАГОВ, В.М. 2001. Тектоника и нефтегазоносность Дагестанского сектора Терско-Каспийского прогиба. В кн.: *Современные проблемы геологии нефти и газа*. Научный мир. Москва. 265-271.

- МОЛДАВСКИЙ, Б.С. 1961. К вопросу о рациональной классификации вод нефтяных месторождений. *Нефть и газ*, 5, 7-12.
- РОСТОВЦЕВ, Н.Н. 1937. Проблемы нефтеносности и газоносности Гусарской равнины с прилегающей Каспийской низменностью. *Нефтяное хозяйство*, 12, 7-13.
- САЛАЕВ, С.Г., ГУСЕЙНОВ, Г.А., СОЛОМОНОВ, Б.М. 1964. Геология и нефтегазоносность Прикаспийской третичной моноклинали. Азгосиздат. Баку. 118 с.
- ФЕЙЗУЛЛАЕВ, А., ИБРАГИМОВ, Б., ГОДЖАЕВ, А., ДЖАБАРОВА, Н. 2005. Моделирование генерации нефти и газа в осадочном покрове Прикаспийско-Губинского района. *Известия НАН Азербайджана. Науки о Земле*, 1, 16-20.
- ХАИН, В.Е., ШАРДАНОВ, А.Н., АХМЕДБЕЙЛИ, Ф.С. 1957. Материалы по геологии Северо-Восточного Азербайджана. Изд. АН АзССР. 210 с.
- ШАРАФУТДИНОВ, Ф.Г., МАГОМЕДОВ, А.Х. 1999. Геология и перспективы нефтегазоносности олигоцен-нижнемиоценовых отложений Дагестана. Даг. кн. изд-во. Махачкала. 244 с.