

# ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МОРСКОЙ ЧАСТИ ТЕРСКО-КАСПИЙСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА В ПРЕДЕЛАХ РОССИЙСКОГО СЕКТОРА КАСПИЯ

*А.Н. Скоробогатько (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), Н.И. Немцов, Р.К. Гумаров  
(ООО «Тиман менеджмент»)*

Морская часть Терско-Каспийского краевого прогиба, как и в целом российский сектор Каспийского моря, до недавнего времени являлась наименее изученной частью акватории, в пределах которой выявлено лишь одно нефтегазовое месторождение – Инчхе-море, по величине запасов относящееся к группе средних месторождений. Однако в течение последних 10–15 лет в пределах российского сектора Каспия проведен значительный объем современных сейсморазведочных работ. Так, ОАО «Лукойл» выполнило работы объемом около 20 тыс. пог. км (1995–1999 гг.) с последующим поисково-разведочным бурением, которое привело к открытию 8 месторождений: на морском продолжении кряжа Карпинского (им. Ю.Корчагина, Ракушечное, им. Филановского, Морское), в пределах зоны Ахмедлы-Мангыстау (Хвалынское, 170 км, Сарматское) и Ялама-Песчаномысской зоны поднятий (Центральное). Все они расположены в пределах южной периферии Скифско-Туранской плиты по обрамлению Терско-Каспийского краевого прогиба.

Запасы УВ выявленных морских месторождений на порядок превышают запасы месторождений прилегающей суши. Нефтегазоносность прогиба пока доказана лишь на внутреннем складчатом борту последнего в пределах Нараттюбинской, Западной, Восточной и Приморской антиклинальных зон. В прибрежной полосе Каспия развиты структурные осложнения, приуроченные к зоне Главного Дербентского разлома субмеридионального простирания. К востоку от разлома происходит резкое погружение мезозойско-кайнозойских отложений в область максимально глубокого их залегания, где отмечается явный дефицит структур, который ранее и определял невысокие перспективы нефтегазоносности рассматриваемой части краевого прогиба [1]. Сейсморазведочные работы последних лет позволили детализировать строение разреза, наметить районы наличия многочисленных литологических неоднородностей и выклиниваний мезозойско-кайнозойских отложений, с которыми могут быть связаны многообразные литологические и литолого-стратиграфические ловушки.

Северная часть Среднего Каспия в целом характеризуется положительными значениями гравитационного поля, которые в западном направлении понижаются в сторону Кавказа, переходя в отрицательные высокой интенсивности (до -60 мГал), характерные для Терско-Каспийского краевого прогиба.

В пределах Среднего Каспия в магнитном поле выделяются разнонаправленные протяженные области положительных и отрицательных значений  $\Delta T_a$ . В пределах большей части площади прослеживается положительное поле, в котором выделяются три области максимумов интенсивностью до 500 нТл различной ориентации: субмеридиональной, субширотной и северо-западной. В районе сочленения двух последних с запада происходит «врезание» субширотной области отрицательного поля интенсивностью до 200 нТл. Такой характер магнитного поля свидетельствует о наличии здесь пересекающихся разнонаправленных зон разломов и существовании «узла напряженности» в фундаменте. В гравитационном поле имеет место повышенная изменчивость в отмечаемой здесь градиентной зоне, что может свидетельствовать о наличии участков раздробленности в фундаменте.

Области максимумов и минимумов  $\Delta T_a$  сопровождаются линейно-прослеживающимися зонами повышенных горизонтальных градиентов с осложнением их малоамплитудными аномалиями в виде изгибов изодинам, что является признаком наличия разломов в фундаменте.

В пределах западной части Среднего Каспия результаты магнитометрических исследований позволяют выявить основные черты строения фундамента. По данным расчета глубин залегания верхних кромок магнитоактивных масс, наиболее приподнятая часть фундамента (при условии, что кровля магнитоактивных масс совпадает или близка к поверхности фундамента) располагается в восточной части рассматриваемой акватории, связывается с Ялама-Песчаномысским районом и залегает на глубинах около 3,5 км. В сторону Терско-Каспийского краевого прогиба отмечается погружение кровли фундамента до 11 км [2].

В пределах Среднего Каспия по поверхности фундамента выделены следующие основные структурные элементы: Песчаномыско-Ракушечный, Среднекаспийский, Карабогазский своды, Терско-Сулакская (часть Терско-Каспийского краевого прогиба), Сегендыкская впадины и Казахский прогиб.

В целом перепад глубин залегания фундамента от приподнятых участков к прилегающим впадинам составляет 2,5–3,5 км, возрастая до 4,0 км и более в пределах Терско-Каспийского прогиба.

Особенности гравитационного и магнитного полей рассматриваемой акватории позволили выделить в фундаменте субрегиональные, зональные и локальные разломы. Субрегиональные разломы прослеживаются в субширотном и северо-западном направлениях: Южно-Мангышлакский, Карааудан-Туаркырский, Карабогазский, Кошабинский, Центрально-Каспийский, Главный Дербентский. При сопоставлении основных структурных элементов поверхности фундамента с разломами выявлено, что в ряде случаев субрегиональные разломы контролируют крупные структурные формы поверхности фундамента. Почти все выделенные структурные элементы поверхности фундамента разбиты тектоническими нарушениями на отдельные блоки.

Фундамент рассматриваемого района в основном сложен немагнитными, слабомагнитными и метаморфическими комплексами пород кислого состава с проявлением интрузий основного, ультраосновного и гранито-диоритового состава. Интрузии в большинстве случаев расположены в зонах разломов [2].

По материалам сейсморазведочных работ строение осадочного чехла рассматриваемой части Среднего Каспия освещено на глубину до 5–7 км в погруженных зонах и до 4–5 км в пределах приподнятых участков [3]. Разрез осадочных образований представлен отложениями пермтриаса, юры, мела, палеогена, неогена и четвертичного возраста. Основные черты строения осадочной толщи в пределах рассматриваемой акватории приводятся по сейсмическим профилям МОГТ, отработанным трестами «Каспморнефтегазгеофизразведка» в 1982–1983 гг. и «Севморнефтегеофизика» в 1997 г. (рис. 1, 2). В разрезе осадочного чехла по сейсмическим материалам выделены основные отражающие горизонты, которые приурочены к кровле олигоцен-среднемиоценовых (подошва сармата), меловых, юрских и пермтриасовых отложений [3].

При выяснении тектонических особенностей в пределах акватории западной части Среднего Каспия рассматривались структурные карты по кровле триаса, юры, мела, майкопа, подошве сармата и плиоцена [3].

В северо-западной части рассматриваемой акватории выделяется Терско-Сулакская впадина Терско-Каспийского прогиба. Мощность осадочных образований здесь достигает 10–11 км. Кровля триаса погружается до 5–7 км и более, кровля юры залегает на глубинах от 3,0 до 5,5 км и более, кровля мела – на глубинах 2,5–4,5 км, кровля майкопских образований – на глубине 2,0–4,8 км. Подошва сарматских отложений залегает на глубине 2,0–4,0 км и подошва плиоцена – на глубине до 1,4–2,0 км.

В юго-западной части рассматриваемой акватории выделяется Ялама-Самурское поднятие. В его пределах мощности осадочного чехла составляют около 6,0 км. Кровля триаса залегает на глубинах 3,4–4,0 км, юры – на глубинах 2,0–2,5 км, мела – на глубинах 1,6–1,8 км. Майкопские образования залегают на глубине около 1,5–2,0 км. В юго-восточном направлении в сторону сводовой части поднятия они выклиниваются. То же относится и к отложениям миоцена. Подошва плиоцена залегает на глубинах 1,4–2,0 км.

По южному обрамлению Скифско-Туранской плиты (области современного Среднего Каспия, Восточного Предкавказья и Южного Мангышлака) с завершением герцинско-раннекиммерийского тектонического цикла сформировался крупный седиментационный бассейн. Начиная с рэтлейасового времени он характеризуется повсеместным становлением ортоплатформенного режима осадконакопления. Это создало условия для формирования в различных его районах, включая и районы современной акватории Среднего Каспия, близких по литологическому составу отложений. Поэтому данные о литолого-фациальном составе, стратиграфическом подразделении юрско-эоценовой толщи и вышележащих образований, наличии в них коллекторских пород и покрышек, гидродинамических и термобарических условиях, характере нефтегазоносности, полученные в районах прилегающей суши, по-видимому, в достаточной мере отражают аналогичные параметры отложений разреза и в пределах прилегающей акватории Каспийского моря.



СЗ

ЮВ

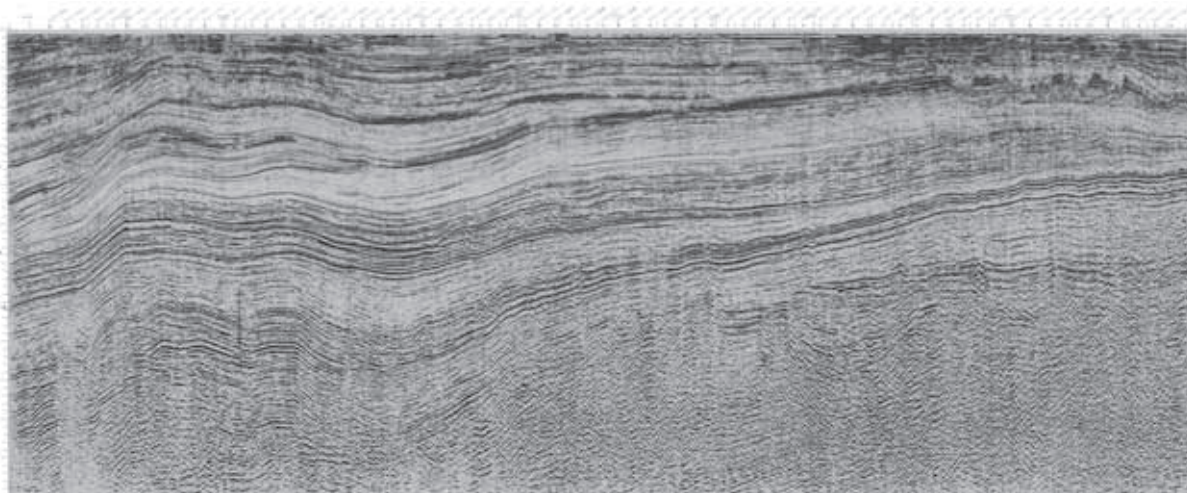


Рис. 1. Сейсмический профиль ms 97-068

СЗ

ЮВ

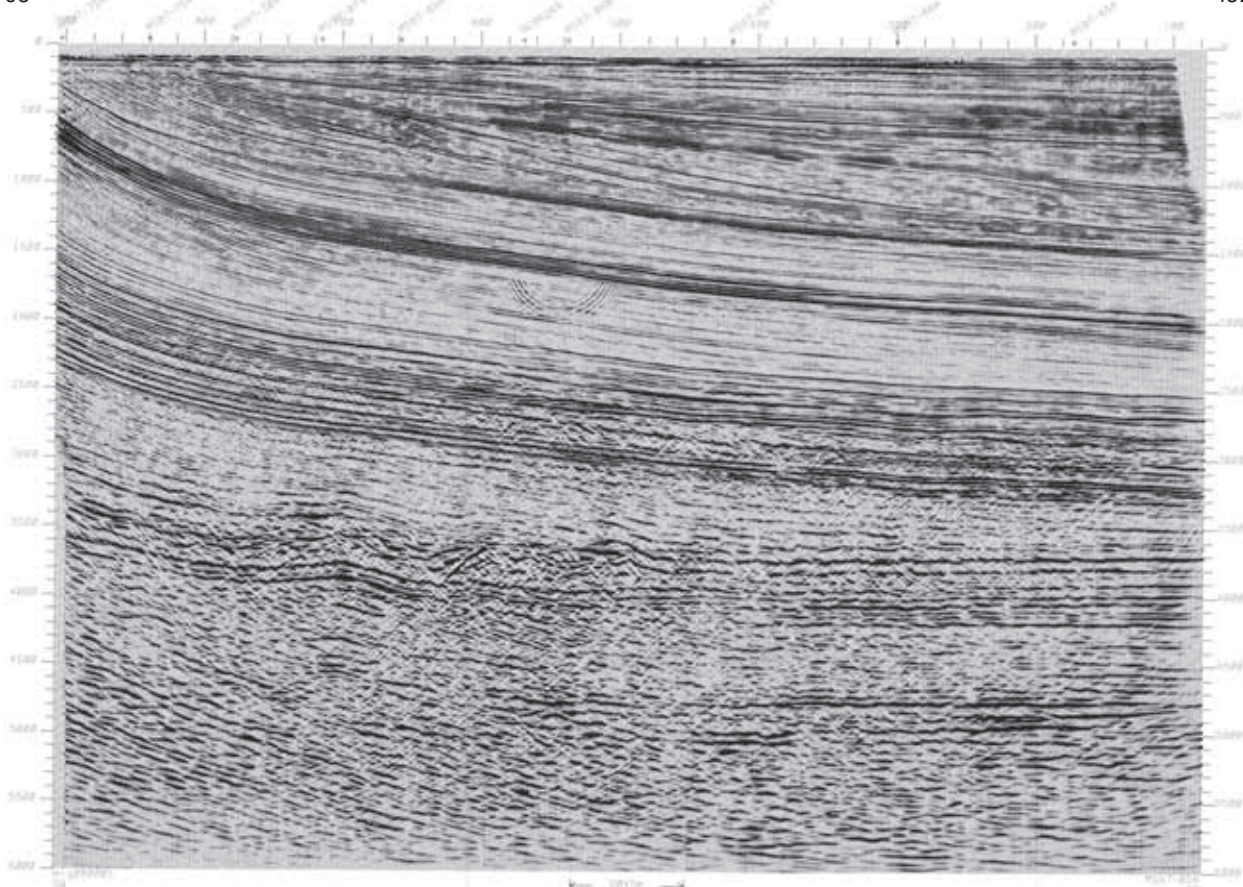


Рис. 2. Сейсмический профиль ms 97-056

На суше в Южном Дагестане промышленная нефтегазоносность выявлена в широком стратиграфическом диапазоне от верхней юры до чокрака [1, 4]. Продуктивны карбонатные отложения верхней юры, верхнего мела, палеоцен-эоцена и терригенные чокрака. Кроме того, в карагане выявлены небольшие скопления газа, а нефтегазопроявления отмечались в отложениях майкопа, сармата и плиоцена. Верхнеюрские отложения продуктивны в районе Дагестанского клина. Залежи УВ газа открыты на месторождениях Шамхал-Булак и Махачкала-Тарки, приурочены они к карбонат-

ным порово-трещинным коллекторам с открытой пористостью 2,6 %. На первом из них дебит газа из J3-K1v отложений составлял до 625 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Верхнеюрские отложения в районе недоразведаны. По платформенному обрамлению Терско-Каспийского прогиба открыты морские месторождения им. Ю.Корчагина, Хвалынское, Центральное, на которых верхнеюрские карбонатные отложения также характеризуются промышленной нефтегазоносностью. Нижнемеловые терригенные отложения характеризуются промышленной газоносностью на месторождениях Дагестанского клина (Шамхал-Булак, Махачкала-Тарки) и нефтегазоносностью на месторождениях Восточной антиклинальной зоны (Берикей, Дузлак, Даг-Огни, Хошмензил). Открытая пористость пород-коллекторов изменяется от 5 до 18 %, проницаемость низкая – от 0,0006 до 0,008 мкм<sup>2</sup>. Притоки нефти составляли до 44 т/сут. Верхнемеловые карбонатные отложения продуктивны в пределах Дагестанского клина (Шамхал-Булак, Махачкала-Тарки, Димитровское), антиклинальных зон Южного Дагестана (Ачису, Сели, Гаша). Трещиноватая пористость пород-коллекторов составляет от 1,4 до 12–17 %, проницаемость – 0,0025–0,195 мкм<sup>2</sup>. Дебит нефти составлял до 92–114 т/сут, максимальный (196 т/сут) отмечен в пределах одного из блоков Димитровского месторождения. Дебит газа изменялся от 0 до 1500 тыс. м<sup>3</sup>/сут, а конденсата – до 27 м<sup>3</sup>/сут. Палеоцен-эоценовые отложения продуктивны в пределах Дагестанского клина (Шамхал-Булак) и Восточной антиклинальной зоны (Берикей, Дузлак, Даг-Огни, Хошмензил). Породами-коллекторами являются мергели с общей пористостью до 20–30 % при низкой и очень низкой проницаемости. Дебиты нефти достигали до 48–80 т/сут, дебиты газа изменялись от 5–15 до 100 тыс. м<sup>3</sup>/сут, а конденсата – до 5,2 т/сут. Чокракские отложения продуктивны в пределах Дагестанского клина (Махачкала-Тарки), Восточной (Ачису, Каякент) и Приморской (Избербаш) антиклинальных зон. Открытая пористость терригенных пород-коллекторов изменяется от 3,5 до 28 %, проницаемость, как правило, – от 0,003 до 0,61 мкм<sup>2</sup>, изредка доходя до 0,94 и даже 1,6 мкм<sup>2</sup>. Дебиты нефти составляли от 0,7 до 290 т/сут, а газа – от 20 до 200 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Кроме того, в отложениях карагана выявлена небольшая газовая залежь (Махачкала-Тарки), а в отложениях майкопа, сармата и плиоцена отмечались многочисленные нефтегазопроявления.

При этом, несмотря на широкий стратиграфический диапазон нефтегазоносности, в Южном Дагестане выделяются два основных нефтегазоносных комплекса – карбонатный верхнемеловой, преимущественно газоносный, и терригенный чокракский, преимущественно нефтеносный.

Выявленные особенности нефтегазоносности проявляются и в пределах южно-дагестанского шельфа, где открыто месторождение Инче-море, в тектоническом отношении относящееся к Приморской антиклинальной линии. Оно целиком расположено в акватории Каспия. Месторождение приурочено к крупной антиклинальной складке, выраженной как по отложениям мезозоя, так и по более молодым, включая миоценовые, образованиям.

Промышленная нефтенасыщенность чокракского горизонта впервые была установлена в 1972 г. В поисковой скв. 3 из интервала 962–1014 м пласта «Б» был получен приток газа до 150 тыс. м<sup>3</sup>/сут через 12 мм штуцер при  $P_{\text{бyf}}$  – 7 МПа. Позднее в скв. 5 были освоены пласты свиты «Г» в интервалах 1612–1637 и 1672–1680 м соответственно, в результате чего получены притоки нефти дебитом до 290 м<sup>3</sup>/сут и газа – до 90 тыс. м<sup>3</sup>/сут через 11 мм штуцер при  $P_{\text{бyf}}$  – 5 МПа.

По кровле мела в пределах площади выявлена довольно крупная антиклиналь. Учитывая ее приподнятое гипсометрическое положение по отношению к Избербашской, по-видимому, можно предполагать, что она окажется более перспективной для поисков нефти и газа в верхнемеловых отложениях.

Одним из факторов, оказывающих определяющее влияние на формирование скоплений углеводородов (УВ), является наличие в разрезе осадочных пород толщ, обогащенных органическим веществом, которые могут служить в качестве нефтегазогенерирующих. По комплексу геохимических показателей, содержащих сведения о количестве и исходном типе органического вещества (ОВ), геохимических обстановках осадконакопления и литолого-фациальном облике пород, в разрезе осадочного чехла Предгорного Дагестана, Терско-Сулакской впадины и прилегающей акватории Каспийского моря выделяется ряд нефтегазоматеринских толщ с высокими и средними нефтегазогенерационными характеристиками: ааленская и байос-батская (среднеюрские), апт-альбская (нижнемеловая), кумская (эоценовая), майкопская (олигоцен-нижнемиоценовая), чокракская и караганская (среднемиоценовые) [4].



На севере исследуемой территории, в пределах морской, наиболее погруженной, части Терско-Сулакской впадины ОВ мезозойских комплексов, по-видимому, полностью реализовало свой не только нефте-, но и газоматеринский потенциал. Генерированные этими толщами УВ мигрировали в отложения с более благоприятными для размещения залежей термобарическими условиями. В осевой зоне впадины ОВ пород майкопской серии достигает уровня зрелости, при котором происходит наиболее активная генерация жидких УВ, а в нижней части майкопских отложений – и генерация конденсатов. В зоне «нефтяного окна» находятся также отложения чокракского и караганского горизонтов среднемиоценового возраста, обладающие достаточно высоким генерационным потенциалом.

В пределах суши Южного Дагестана выявленные и предполагаемые нефтегазоносные комплексы содержат коллекторы двух основных типов – порового и трещинного, а также в ряде случаев встречается смешанный (порово-трещинный) тип коллекторов.

Важным критерием оценки перспектив нефтегазоносности является наличие в разрезе надежных покрышек. В рассматриваемом районе в разрезах чокрака и карагана отмечаются как региональные, так и зональные глинистые пласты и пачки [4]. Регионально выдержанным и самым надежным экраном в разрезах являются глинистые толщи майкопской свиты. При этом мощность последней практически не влияет на ее изолирующие свойства. В пределах площади Ачису мощность майкопа превышает 1,6 км, в своде Хошмензильской складки – 60–80 м, в Ялама-Худатской зоне достигает 130 м. При этом даже маломощные глины майкопа надежно изолируют нижерасположенные резервуары палеогенового разреза.

В хадумско-фораминиферовой и верхнемеловой частях разреза Южного Дагестана покрышки, вероятно, отсутствуют. На площадях Даг-Огни, Дузлак, Берикей и Хошмензил фораминиферовые отложения залегают с размывом на верхнемеловых известняках, которые не содержат залежей. Последние отмечены только в перекрывающих фораминиферовых отложениях и горизонтах хадума.

В нижнемеловом разрезе Предгорного Дагестана региональным экраном являются глины раннеальбского возраста. Они имеют небольшую мощность (от 18 м на Дузлаке до 50–55 м в Хошмензиле и Берикее), но надежно удерживают залежи газа в базальных горизонтах альба. В верхней части аптского разреза, сложенной преимущественно глинистыми осадками, последние, достигая мощности 50–100 м и более, вероятнее всего, являются надежным экраном для песчано-алевролитовых горизонтов, развитых в нижней части апта.

Что касается экранирующих свойств покрышек в разрезе юрских отложений, то из-за недостаточной изученности необходимые для оценки материалы отсутствуют. На выявленных по обрамлению прогиба морских месторождениях развиты ангидриты и гипсы кимеридж-титонского возраста, однако в районе Ялама-Песчаномысского поднятия и прилегающей суши они размыты [5].

Анализ фациальной обстановки и условий осадконакопления основных нефтегазоносных комплексов свидетельствует о том, что породы-флюидоупоры развиты как в пределах суши, так и прилегающей части шельфа. При этом в сторону моря происходит увеличение толщины этих отложений. Прежде всего, это отложения майкопской свиты, мощность которой в море возрастает до 2000 м, толщина миоценовых и плиоценовых отложений мощностью до 2000 м и другие горизонты осадочного чехла. Широкое развитие в пределах шельфа мощных толщ флюидоупоров создает благоприятные условия для сохранности предполагаемых залежей УВ.

Таким образом, все нефтегазоносные комплексы суши продолжают в пределы морской части Терско-Каспийского краевого прогиба, где к востоку от антиклинальных зон Южного Дагестана отмечается резкое погружение мезозойско-кайнозойских отложений в сторону осевой части прогиба с увеличением их мощностей прежде всего за счет глинистых толщ майкопа, среднего и верхнего миоцена, плиоцена, что создает благоприятные условия для сохранности предполагаемых скоплений УВ в терригенных отложениях чокрака-карагана и карбонатных трещиноватых коллекторах верхнего мела-эоцена. При этом верхнемеловые-эоценовые отложения в регионе развиты повсеместно, а чокрак-караганские регионально развиты к северу от широты месторождений Берикей и Каякент, но выклиниваются на склонах Ялама-Песчаномысской зоны поднятий и платформенного борта Терско-Каспийского прогиба. По особенностям строения и формирования ловушки шельфа в значительной степени отличаются от ловушек прилегающей суши. Здесь в меньшей степени развиты структурные ловушки небольших размеров, локализованные в районе главного Дербентского разлома, зато существенным развитием в разрезе пользуются литологические неоднородности и

стратиграфические выклинивания в олигоцене, миоцене и плиоцене. Кроме того, в пределах платформенного борта прогиба отмечается выклинивание верхнеюрских и нижнемеловых отложений в сторону осевой зоны прогиба.

В прибрежной зоне Южного Дагестана в пределах погруженной части складчатого борта прогиба выделены лицензионные участки для проведения геолого-разведочных работ (ГРР) и освоения ресурсов УВ, а также выявлены ловушки структурного, литологического, литолого-стратиграфического и смешанного типов. Одним из наиболее изученных является участок к северо-востоку от месторождения Инче-море. В его пределах выявлены многочисленные структурные осложнения по кровле мела, однако эти объекты в настоящее время до конца не изучены. Основным объектом в пределах блока является литолого-стратиграфическая ловушка чокракского возраста (рис. 3). В ее пределах в наиболее приподнятой части отмечается наличие аномалий типа залежь (АТЗ), а ниже по падению предполагается зона водонефтяного контакта (ВНК).

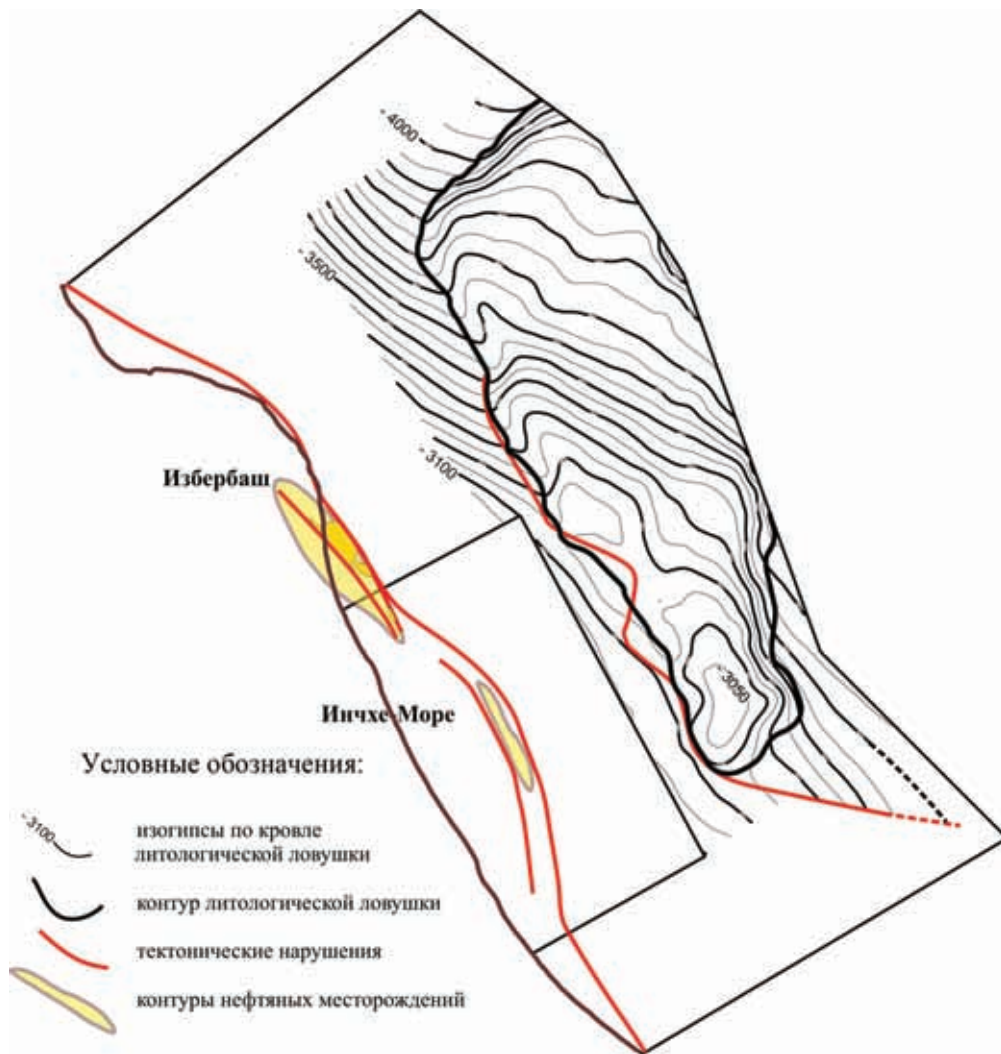


Рис. 3. Структурная карта по поверхности литологической ловушки в чокракских отложениях (по материалам ООО ТЭК «Геотермнефтегаз»)

Перспективными также являются отложения сармата и плиоцена, в которых выявлены зоны размыва с последующим накоплением песчаного материала и литологические замещения. Перспективность данных отложений предполагается по наличию на сейсмических разрезах аномалий типа АТЗ, которые, по-видимому, связаны со скоплениями УВ, источником для которых является наиболее прогнутая часть краевого прогиба – Южно-Дагестанская впадина. Ее и Сулакскую

впадины можно считать основными очагами генерации УВ, сформировавшими месторождения Дагестанского клина, Восточной и Приморской антиклинальных зон. Более высокая перспективность выявленных и подготовленных к бурению ловушек в пределах шельфового блока 2-Избербаш по отношению к прилегающей суше обосновывается также тем, что эти объекты расположены ближе к очагу генерации УВ.

На суше по мере удаления от очага генерации в сторону Ялама-Песчаномысской зоны поднятий снижаются и разведанные запасы УВ выявленных месторождений.

Таким образом, морская часть Терско-Каспийского краевого прогиба характеризуется наличием всей необходимой совокупности условий, необходимых для масштабной генерации УВ флюидов. В пределах погруженной части складчатого и платформенного бортов прогиба выявлены многочисленные литологические неоднородности и литолого-стратиграфические выклинивания, которые могут служить в качестве ловушек при формировании скоплений УВ. Поэтому в рассматриваемом регионе кроме структурных перспективных объектов юрско-эоценового возраста прогнозируется наличие в разрезе литологических и литолого-стратиграфических ловушек в отложениях майкопа, чокрака, сармата и плиоцена.

### Список литературы

1. Геология и нефтегазоносность Восточного Предкавказья // Тр. КЮГЭ / под ред. И.О. Брода. – Вып. 1. – Л.: Гостоптехиздат, 1958. – 365 с.
2. *Болдырева В.А.* Уточнение перспектив нефтегазоносности поднятий Ялама-Песчаномысской зоны по результатам грави-магнитометрических исследований с учетом последних материалов бурения в пределах акватории Среднего Каспия / В.А. Болдырева, А.Н. Скоробогатько, С.Ю. Штунь // Сб. тез. Шестой международной конференции «Нефть и газ юга России, Черного, Азовского и Каспийского морей». – Геленджик: ГНЦ ФГУГП «Южморгеология», 2009. – С.183–185.
3. *Гаджиев А.Н.* Строение осадочного чехла Среднего Каспия / А.Н. Гаджиев // Геотектоника. – 1988. – № 6. – С. 101–112.
4. *Орел В.Е.* Геология и нефтегазоносность Предкавказья / В.Е. Орел, Ю.В. Распопов, А.П. Скрипкин и др. – М.: ГЕОС, 2001. – 299 с.
5. *Глумов И.Ф.* Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря / И.Ф. Глумов, Я.П. Маловицкий, А.А. Новиков. – М.: Недра, 2004. – 342 с.