

УДК 553.98(470.6)

**ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ И ПЕРВООЧЕРЕДНЫЕ ОБЪЕКТЫ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ
В СЕВЕРО-КАВКАЗСКОМ РЕГИОНЕ**

© Варламов А.И., Мельников П.Н., Немцов Н.И., Скворцов М.Б.

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, г. Москва

На основе анализа ресурсной базы углеводородов, геологического строения и результатов геологоразведочных работ (ГРР) последних лет в Северо-Кавказской нефтегазоносной провинции обоснованы первоочередные направления ГРР с целью ускоренной подготовки разведанных запасов в среднесрочной перспективе. Делается акцент на срочном проведении поискового бурения на подготовленных объектах дагестанского шельфа Каспия со значительными ресурсами нефти и газа.

Ключевые слова: Северо-Кавказский регион, запасы и ресурсы, углеводороды, перспективы нефтегазоносности, приоритетные направления, геологоразведочные работы, шельф Каспия.

Северо-Кавказский регион охватывает территорию Северо-Кавказской НГП, включая все субъекты Северо-Кавказского и часть Южного федеральных округов (ФО).

Северо-Кавказский регион, старейший нефтегазодобывающий регион России, характеризуется в последнее время следующими основными негативными тенденциями:

- Падением добычи и прироста запасов УВ.
- Невоспояемостью добычи приростом запасов УВ.

Неблагоприятная ситуация с состоянием запасов УВ и их приростом может быть объяснена следующими факторами:

- С одной стороны, значительной разведанностью НСР (в среднем по провинции – 68 %) и выработанностью начальных разведанных запасов категории АВ1С1 (86 %);
- С другой стороны, недостаточным финансированием и объемами ГРР как со стороны компаний, так и государства. Достаточно сказать, что финансирование ГРР в Северо-Кавказском ФО (в среднем с 2003 г.) в 7 раза меньше, чем в Южном ФО;

соответственно объемы ГРП меньше: глубокого бурения - в 10 раз, сеймики 2D – в 7 раз.

- Недостаточные объемы поисково-разведочного бурения (бурятся максимум 1 поисковая и 1-2 разведочные скважины в год). Кроме того, снижается доля поискового бурения (до 6-37 %), в то время как в Южном ФО она составляет 48-85 %, а по России – 45-62 %.

- Основное финансирование (92 %) и объемы ГРП реализуются ВИНК (Роснефть): объемы бурения, сейсморазведки и прироста запасов – до 100 %. Большинство мелких компаний работают крайне неактивно.

- Минимальные значения по большинству субъектов остаточных разведанных запасов категории AB_1C_1 и оцененных запасов B_2 и C_2 (исключение – Ставропольский и Краснодарский края).

- Недостаточная подготовленность новых направлений ГРП для компаний на суше провинции – таких как подсолевая юра Терско-Каспийского и Западно-Кубанского прогибов, «сланцевая» нефть хадума, неантиклинальные ловушки, фундамент и его кора выветривания.

Учитывая низкие значения разведанных и предварительно оцененных запасов, основой для подготовки новых разведанных запасов УВ по большинству субъектов Северо-Кавказской НГП могут служить в основном неразведанные ресурсы.

Основные объемы неразведанных ресурсов в Северо-Кавказской НГП прогнозируются в акватории Каспийского моря, на суше – в пределах Терско-Каспийского и Западно-Кубанского прогибов, где наиболее вероятно в ближайшей и среднесрочной перспективе открытие в том числе крупных залежей УВ. В других регионах территории суши провинции предполагается открытие преимущественно мелких по запасам залежей; при этом ресурсный потенциал есть в большей или меньшей степени практически в каждом районе и каждом нефтегазоносном комплексе (НГК) провинции.

Большая часть неразведанных ресурсов УВ Северо-Кавказской НГП сосредоточена на шельфе Каспия. Согласно последней «Количественной оценке ресурсов УВ...» (2009 г.) суммарная оценка извлекаемых ресурсов категории C_3+D всех УВ суши Северо-Кавказской НГП составляет 1165 млн. т УТ. По состоянию на 01.01.2017 г. неразведанные ресурсы C_3+D шельфа Каспийского моря более чем в 3 раза превышают аналогичные ресурсы всей суши НГП (при гораздо меньшей площади шельфа). Только подготовленные ресурсы D_0 суммы УВ шельфа Каспия составляют более 1,3 млрд. т УТ.

Ближайшим резервом подготовки новых разведанных и предварительно оцененных запасов УВ являются подготовленные D_0 и локализованные D_L ресурсы соответственно на локальных подготовленных к бурению и выявленных объектах.

За последние 10-15 лет в результате ГРП, проведенными компаниями, на шельфе Каспия в пределах доступных для бурения глубин выявлено и подготовлено к бурению значительное количество ловушек различного типа и возраста; установлено наличие в разрезе многочисленных литологических неоднородностей и выклинивания мезозойско-кайнозойских отложений, с которыми могут быть связаны многообразные литологические и литолого-стратиграфические ловушки и залежи УВ с ресурсами, значительно большими, чем на месторождениях суши (рис. 1) [1, 2, 3].

В тектоническом отношении территория каспийского шельфа является продолжением тектонических структур суши - Терско-Каспийского краевого прогиба (ТККП), Ногайской ступени, Прикумской зоны поднятий и кряжа Карпинского.

В пределах блоков 2 и 4 (Избербаш и Сулак), являющимися продолжением Терско-Каспийского прогиба, ресурсы D_0 подготовленных объектов оценены в объеме около 500 млн. т УТ, а перспективные ресурсы D_1 – более 900 млн. т УТ. На территории блока 2 подготовлены к бурению ловушки: связанные с крупным песчаным телом в чокраке, тектонически экранированные в мелу-юре, неантиклинальные литологические и стратиграфические ловушки в миоцене и плиоцене (рис. 2) [3].

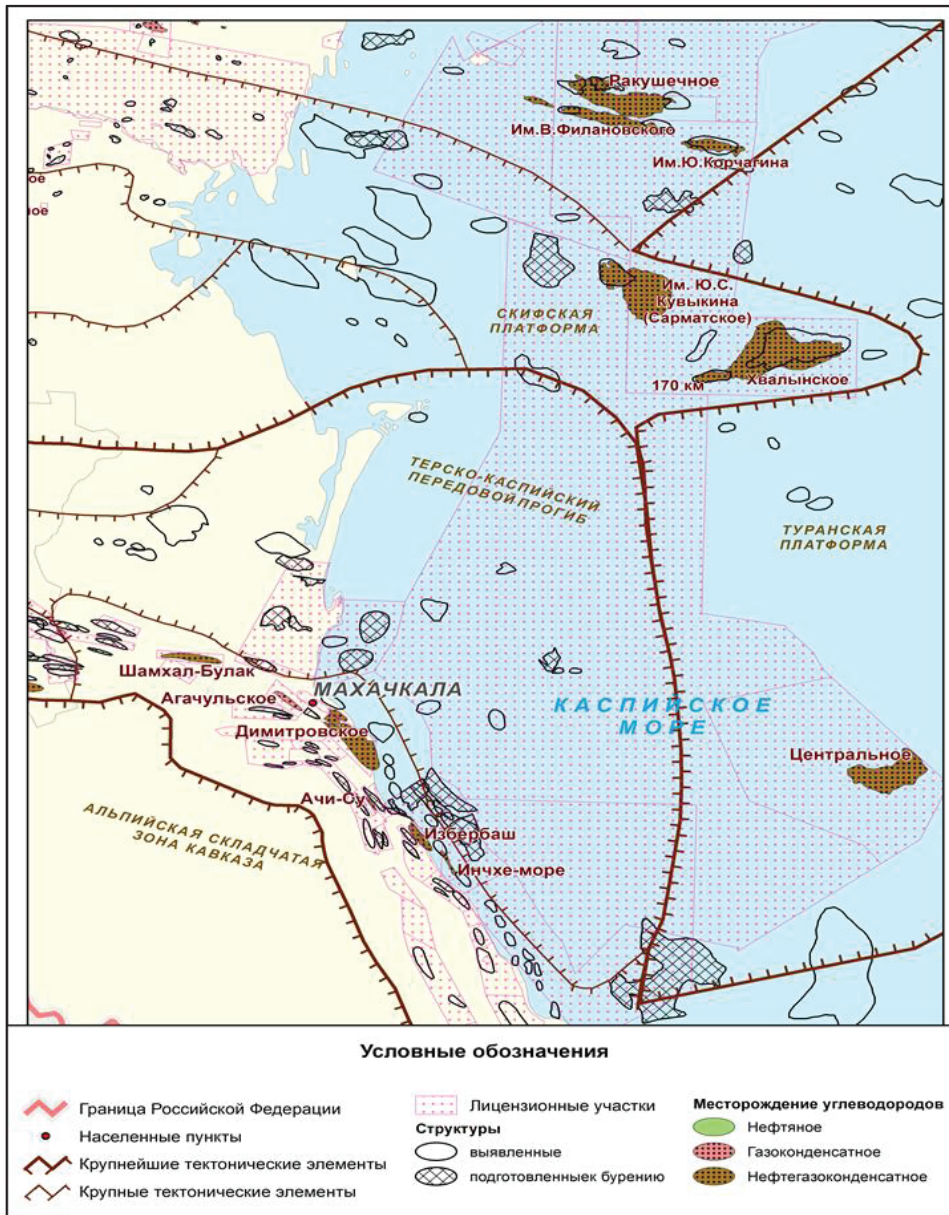


Рис. 1. Перспективные на нефть и газ поисковые объекты на российском шельфе Каспийского моря

Наиболее крупным и перспективным в нефтегазоносном отношении является объект песчаное тело в чокракских отложениях (рис. 2, 3). Объект представляет собой структуру север-северо-западного простирания, свод которой по изолинии 3100 м находится на юго-западе. Наибольшие значения толщин (до 140 м) наблюдаются в северной наиболее погруженной части. Общие размеры объекта 31 x 10 км, а в пределах предполагаемого контура ВНК - 20 x 7 км. Песчаное тело характеризуется следующими особенностями на временных разрезах (рис. 3): 1) наличие внутриформационной морфологически выраженной положительной структуры по кровле объекта; 2) увеличенная мощность (более 100 мс) чокракских отложений внутри объекта; 3) латеральное изменение характера волновой записи: внутри объекта – хаотическая, вне –

параллельно-слоистая; 4) наличие в кровле структуры амплитудной аномалии и снижение интенсивности отражений в подошве структуры; 5) подошвенное налегание перекрывающих отложений. На основании этих критериев, исходя из палеофациальных условий образования здесь чокракских отложений, а также по аналогии с сейсмической волновой картиной на нефтяном месторождении Фриг (Северное море, Норвегия) чокракское песчаное тело отнесено к подводному конусу выноса. Характерными чертами объекта являются хаотический рисунок осей синфазности и заметное снижение мощности сигналов в его пределах и увеличение значений этого параметра в окрестности ОГ N1-2ch2-1 (кровли). Первое свидетельствует о существенном опесчанивании отложений в толще объекта, второе – о возможном его нефтенасыщении.

Наличие песчанистого состава пород в теле объекта и глинистой покрышки над ним подтверждается сопоставлением интервала временного сейсмического разреза, соответствующего караган-чокракским отложениям (ОГ N1-2kg – N1-2ch1-3), с данными ГИС скв. Избербаш-248. При этом отмечается совпадение промыслово-геофизических и стратиграфических реперов, а также литологии пород с данными сейсморазведки.

По детальному анализу особенностей осей синфазности в теле объекта в его северной части выделяются слабоинтенсивные субгоризонтальные отражения, по которым возможен прогноз здесь водонефтяного контакта.

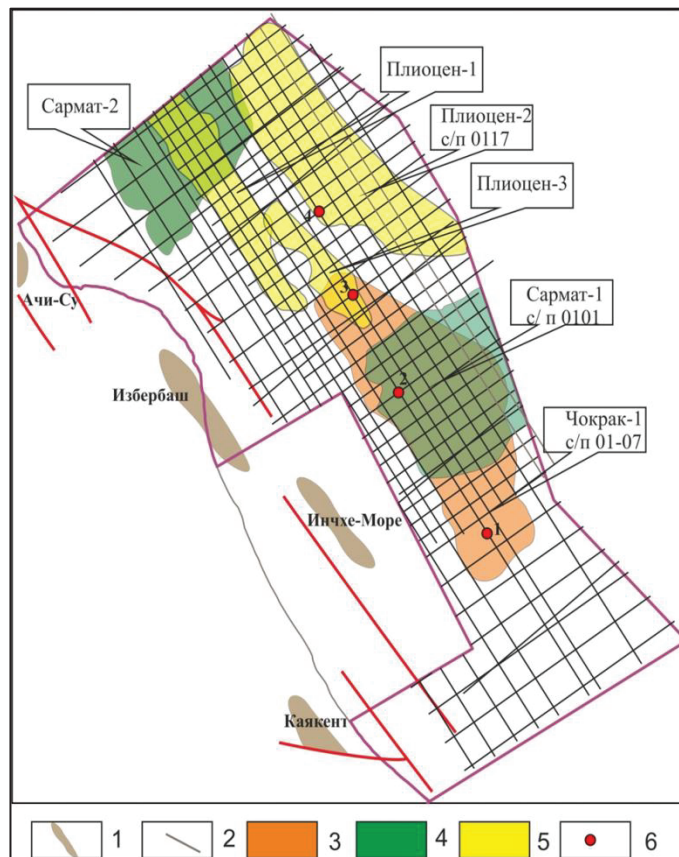


Рис. 2. Шельф Каспия. Блок № 2. Подготовленные к поисковому бурению объекты (по данным компании «Геотермнефтегаз»):

1 – нефтяные месторождения; 2 – сейсмические профили; контуры ловушек в отложениях: 3 – чокрака, 4 – сармата, 5 – плиоцена; 6 – проектные поисково-разведочные скважины

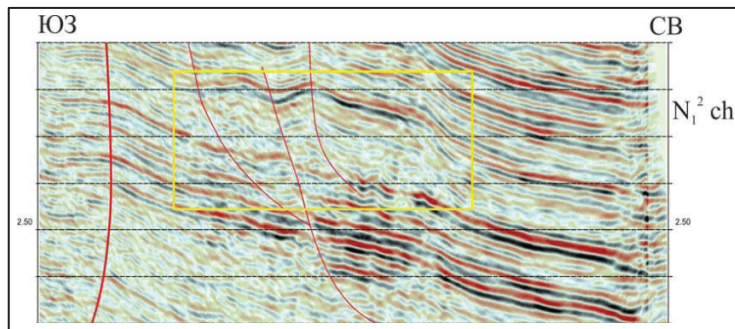


Рис. 3. Шельф Каспия. Блок № 2. Ловушка, связанная с крупным песчаным телом чокракских отложений. С/п 0107 (по данным компании «Геотермнефтегаз»)

Из анализа временных разрезов следует также, что чокракское песчаное тело осложнено внутрiformационными разломами. О качестве покрышки можно судить по признаку устойчивости по латерали формы записи, соответствующей глинистым пачкам непосредственно над кровлей объекта - ОГ N1-2ch2-1. Представленная характеристика объекта свидетельствует о его высокой перспективности.

Объекты с условным названием «Сармат-1» и «Сармат-2» приурочены к сарматским отложениям (рис. 2 и 4). Объекты выделяются по сейсмофациальному облику, соответствующему врезу. На временных разрезах врез выделяется по нарушению регулярности отражений, прослеживаемых ниже ОГ N1-2S. Оба объекта могут быть отнесены к русловым телам. Несмотря на их довольно значительную толщину (200-300 м), в качестве перспективной может быть принята верхняя прикровельная часть с толщинами порядка от 10 – 30 м (на периферии) до 50-90 м (в центре объектов).

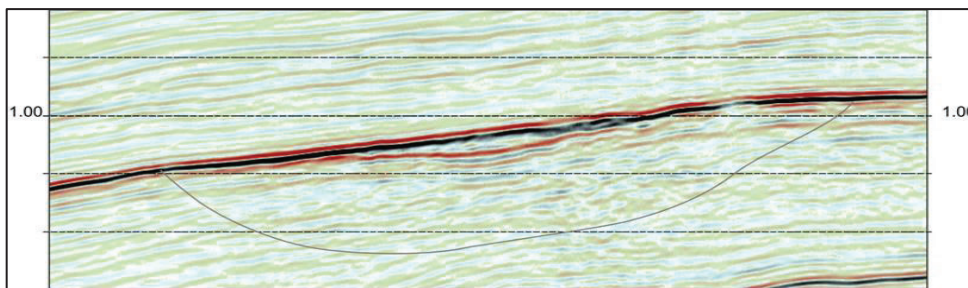


Рис. 4. Шельф Каспия. Блок № 2. Выделение литолого-стратиграфических ловушек в толще заполнения палеовреза сарматских отложений. С/п (по данным компании «Геотермнефтегаз»)

Помимо сейсмофациального облика, по которому в пределах объектов прогнозируется наличие песчаных пачек, перспективность объектов обусловлена локальными аномалиями типа «яркого пятна» в окрестности ОГ N1-3S, перекрывающего объекты. С достаточной степенью надежности могут быть выделены контура наиболее перспективных нефтенасыщенных областей объектов по уровню мощности сигналов ≥ 50 у.е. С учетом значений изопакит ≥ 50 м объект «Сармат-1» («центральный») характеризуется размерами 10.5 x 9.3 км, а объект «Сармат-2» («северо-западный») по изопаките ≥ 10 м – 8.5 x 5.5 км. Покрышкой для ловушек, прогнозируемых в верхних частях объектов, служат глинистые пачки вышележащих плиоценовых отложений.

Объекты «Плиоцен – 1, 2, 3» (P_1, P_2, P_3) расположены в плиоцен-четвертичном сейсмическом комплексе. Отличительной чертой рассматриваемой части сейсмического

комплекса являются клиноформный облик составляющих его осей синфазности отражений, наличие аномалий амплитуд сигналов типа «яркое пятно» в пределах отражающих границ, перекрывающих выделенные объекты (рис. 2, 5). Размеры объектов: 14,5 x 2, 16,6 x 5,5, 8,5 x 2,0 км. Каждому из объектов сопутствует локальное увеличение мощности сигналов ($\geq 10 - 15$ у.е.). Толщины объектов составляют до 35 м. Контуры объектов определены по изопаките 10 м. Области наибольшей УВ-перспективности выделены по совокупности толщин и значений мощности сигналов.

На северо-западе каспийского шельфа, на продолжении Прикумской зоны поднятий и Манычского прогиба, выявлено более 10 нефтегазоперспективных объектов антиклинального и неантиклинального типов в юрско-меловом и частично в триасовом комплексах отложений; площади структур – до 244 км², амплитуды – до 175 м.

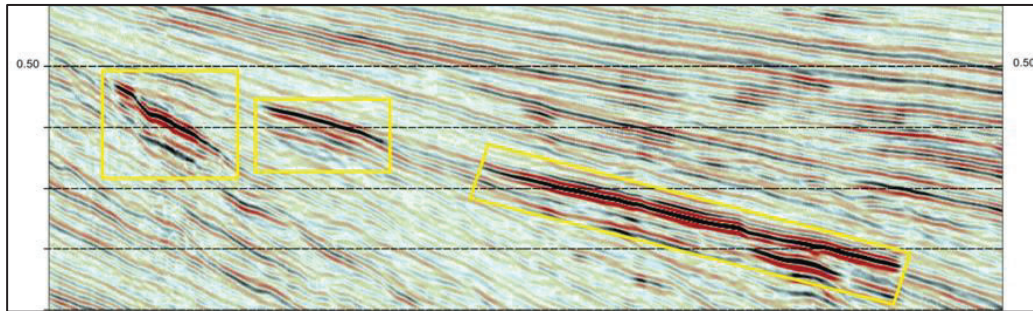


Рис. 5. Шельф Каспия. Блок № 2. Выделение литолого-стратиграфических ловушек в плиоценовых отложениях. С/п 0117 (по данным компании «Геотермнефтегаз»)

Ресурсы УВ До только подготовленного поднятия Северо-Тюлень (блок 5) составляют порядка 80 млн. т УТ (рис. 7). В его пределах по аналогии с выявленными месторождениями на шельфе и на суше (Хвалыньское, Сарматское и другие) прогнозируется нефтегазоносность в пластах средней и верхней юры, нижнего мела и нижнего триаса (рис. 7). Объект по поверхности средней юры представляет собой структурную ловушку площадью 244 км² и амплитудой 140 м.

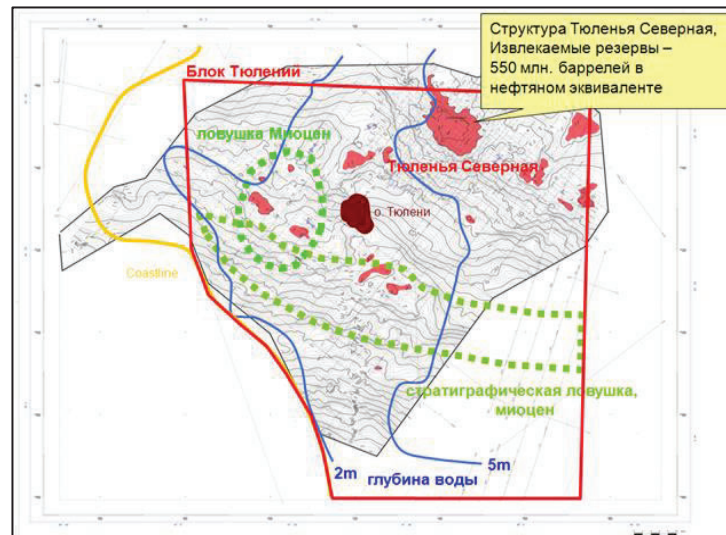


Рис. 6. Шельф Каспия. Блок № 5. Схема перспективных ловушек УВ в юрско-меловом комплексе (по данным компании «Мегатрон»)

В северо-западной части каспийского шельфа прогнозируются также перспективные ловушки структурно-стратиграфического типа в миоцене и литологического типа, связанные с клиноформами в плиоцене (рис. 8).

Кроме того, в прибрежной зоне Каспия, к востоку от месторождений Избербаш и Димитровское и простирающейся от широты Махачкалы до широты Белиджи выявлено около 20 перспективных структур, расположенных в одной структурно-фациальной зоне с нефтяным месторождением Инчхе-море и в которых возможно выявление как нефтяных (горизонт чокрак), так и нефтегазоконденсатных залежей (юра-мел-палеоген) (рис. 1). Преимуществом этих структур является их расположение недалеко от берега (5-7 км) в мелководной части (до 5 м) акватории, что позволит вскрыть потенциально нефтегазонасыщенные пласты наклонно-направленными скважинами с суши. Рекомендуется провести более детальный анализ этих объектов с целью выяснения готовности их к лицензированию. С целью более достоверной оценки ресурсов Дл можно рекомендовать ГРП за счет средств федерального бюджета проведение регионально-зональной сейсморазведки – продольный сейсмопрофиль длиной 150 пог. км, связующий выделенные поднятия, с отдельными рассечками.

В отложениях верхнего мела по сейсмическим данным выделяются ловушки, связанные с карбонатными постройками, осложненные разломами. Объекты характеризуются холмообразным рисунком осей синфазности; глубины залегания – более 5.0 км, размеры порядка 14 x 6 км.

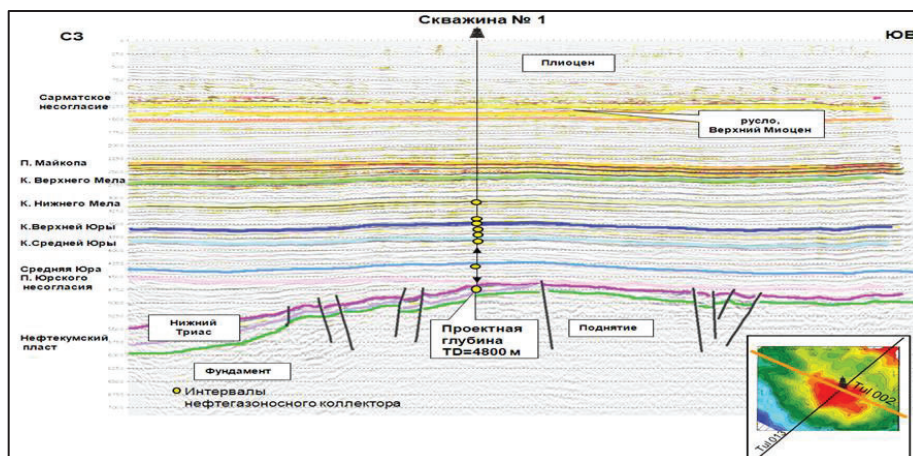


Рис. 7. Шельф Каспия. Блок № 5. Структурная ловушка Тюленья Северная. Сейсмический разрез по профилю – Ту1 002 (по данным компании «Мегатрон»)

В отложениях верхнего мела по сейсмическим данным выделяются ловушки, связанные с карбонатными постройками, осложненные разломами. Объекты характеризуются холмообразным рисунком осей синфазности; глубины залегания – более 5.0 км, размеры порядка 14 x 6 км.

Итогом проведенных работ в пределах шельфовых блоков явились выявленные многочисленные нефтегазоперспективные ловушки и в широком стратиграфическом диапазоне. Однако до сих пор ни одна компания не приступила к поисковому бурению по причине различного рода рисков для средних и малых компаний: финансовых (большие затраты на бурение по сравнению с сушей), технических (отсутствие в регионе буровых платформ для шельфового бурения) и политических (обстановка в регионе). В дальнейшем продолжении ГРП на шельфе Каспия, на наш взгляд, необходимо вмешательство государственных органов в части предоставления компаниям каких-либо преференций, или государству взять инициативу на себя, пробуравив на определенных соглашениях с компаниями поисковую скважину на одном из перспективных участков-

полигонов. Стоимость такой скважины может варьировать в пределах 0,9 – 1,2 млрд. руб., что в 3 раза меньше, чем длительно и затратно бурящаяся параметрическая скважина 1-Чумпаловская (Республика Кабардино-Балкария), а вероятность открытия крупных залежей УВ на шельфе значительно больше и без сероводорода.

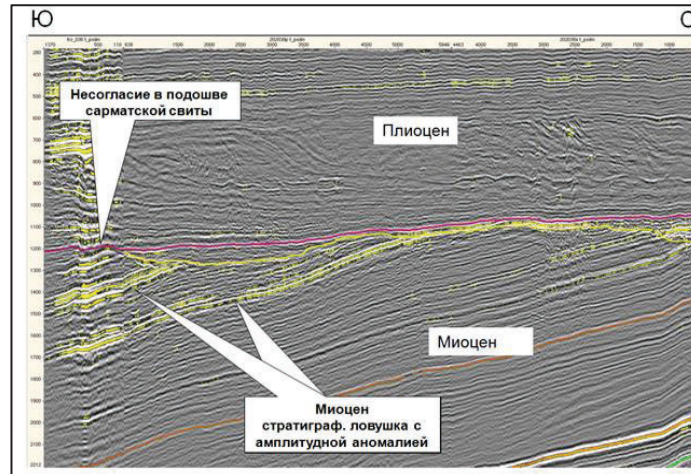


Рис. 8. Шельф Каспия. Блок № 5. Ловушки структурно-стратиграфические в миоцене и литологические в плиоцене. Профиль 202038 (по данным компании «Мегатрон»)

На территории суши Северо-Кавказской НГП основные неразведанные ресурсы УВ (44 %) сосредоточены в Терско-Каспийском прогибе, в котором помимо традиционного юрско-неогенового комплекса в прогибе одним из первоочередных объектов изучения следует рассматривать подсолевою верхнеюрскую карбонатную толщу (рис. 9).

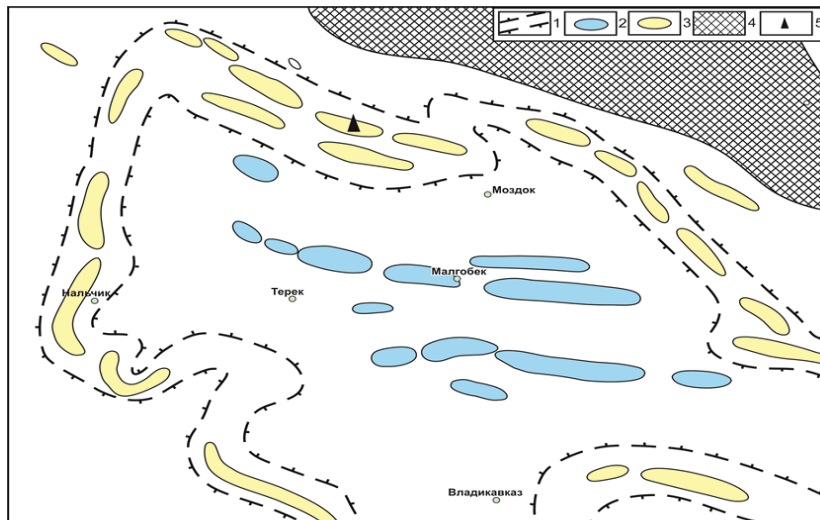


Рис. 9. Схема предполагаемых зон развития верхнеюрских рифогенных построек в Терско-Каспийском прогибе (по Самойлович В.Л., 2004 г.):

1 - предполагаемая зона распространения рифовых ловушек барьерного типа; 2 - прогнозируемые рифовые ловушки внутрибассейнового типа; 3 - рифовые постройки в шельфовой зоне и барьерного типа; 4 - область отсутствия подсолевых отложений юры; 5 - бурящаяся параметрическая скважина 1-Чумпаловская

Высокие перспективы нефтегазоносности юрского подсолевого комплекса обусловлены большими толщами (до 500-700 м) карбонатных пород и наличием в них рифогенных фаций и связанных с ними рифогенных ловушек, надежной соленосной покрывкой, наличием крупных подсолевых поднятий и разрывных нарушений (как проводников УВ и фактором повышенной проницаемости коллекторов), промышленной нефтегазоносностью как верхнеюрских, так и вышележающих мезо-кайнозойских отложений. Это направление находится, в основном, на региональной стадии изученности и его освоение осложняется и сдерживается следующими факторами - большими глубинами залегания (5000-7000 м); отсутствием достоверной седиментационной модели подсолевого комплекса; наличием в пластовых флюидах таких агрессивных компонентов как сероводород (6% и более) и уголекислоты (6,5% и более); сложными условиями проводки скважин из-за мощного развития верхнеюрских соленосных отложений и связанных с ними интенсивных рапопроявлений и АВПД. Эти факторы, а также отсутствие параметрических скважин во внутренних наиболее перспективных зонах прогибов сказываются на невысокой эффективности сейсморазведки.

Нефтегазоносность юрских карбонатных отложений установлена на южном борту (Датыхское газовое месторождение) и в юго-восточной части ТКПП (газовые месторождения Шамхал-Булак и Махачкала-Тарки, Республика Дагестан).

Для более достоверного выяснения перспектив нефтегазоносности подсолевых верхнеюрской карбонатной и среднеюрской терригенной толщ в 2016 г. за счет федерального бюджета на северном борту прогиба начато строительство параметрической скважины 1 – Чумпаловская (проектная глубина 6250 м, проектный горизонт - средняя юра); ее текущий забой в нижнем мелу (4720 м). ФГБУ «ВНИГНИ» изначально был не согласен с выбранным местоположением параметрической скважины, так как на бортах ТКПП, по нашему мнению, могут быть распространены барьерные рифовые ловушки с мелкими запасами УВ. В то время как в центральных частях ТКПП можно ожидать высокочемкие юрские рифовые ловушки внутрибассейнового типа со средними и крупными запасами УВ. Амплитуды внутрибассейновых рифовых ловушек по аналогии с другими бассейнами (Прикаспийская впадина, Уметовско-Линевская депрессия и другие) могут составлять сотни метров, амплитуды ловушек барьерного типа, как правило, составляют десятки метров. Уже сегодня по сейсмическим данным в депрессионной зоне ТКПП намечаются крупные и высокоамплитудные (до 500 м) подсолевые поднятия, предположительно связанные с верхнеюрскими рифовыми постройками (рис. 9). В связи с этим независимо от результатов бурения скважины 1-Чумпаловская рекомендуется пробурить параметрическую скважину в центральной части ТКПП с максимальным вскрытием подсолевых отложений глубиной 6500-7000 м. При выборе местоположения параметрического бурения возможно понадобится проведение дополнительных зонально-региональных сейсмопрофилей МОГТ 2D с целью совершенствования методики картирования глубоких подсолевых горизонтов. Одним из наиболее обоснованных и перспективных в нефтегазоносном отношении местоположений новой параметрической скважины на подсолевою юру считаем ее расположение в зоне сочленения Сунженской антиклинальной зоны с южным бортом Алханчуртской синклинали, как и предлагалось ранее, до утверждения местоположения бурящейся скважины 1-Чумпаловская.

В 2016 г. в результате обработки и интерпретации сейсморазведки 2D (материалы ОАО «Ставропольнефтегеофизика» и РГУ нефти и газа им. Губкина) по подсолевым верхнеюрским отложениям Терско-Каспийского прогиба и зоны его сочленения с Ногайской ступенью подготовлено 15 объектов с ресурсами До 54 млн. т нефти и выявлено 29 объектов с ресурсами Дл 103 млн. т нефти и 11 млрд. м³ газа; средние ресурсы на 1 объект составляют 3-4 млн. т УУВ, что характерно для барьерных и внутришельфовых рифовых ловушек. Кроме того, на северном борту Терско-Каспийского прогиба закартированы стратиграфические ловушки, связанные со

стратиграфическим срезанием разновозрастных юрских отложений. Следует отметить, что сейсмические исследования лишь частично затрагивали внутреннюю часть Терско-Каспийского прогиба, где возможно распространение крупных по запасам залежей УВ, связанных с рифовыми ловушками внутрибассейнового типа. Но, к сожалению, в бассейновой части прогиба пока не удалось достичь достаточно надежного картирования подсольевых объектов из-за сложных горно-геологических условий – взбросо-надвиговая и соляная тектоника, большие глубины, мощная майкопская глинистая толща и др.

В различных зонах Терско-Каспийского прогиба практически неопищованными остаются перспективные, в первую очередь, на нефть поднадвиговые опущенные блоки залежей в широком диапазоне – от юры-мела до неогена. Это касается прежде всего месторождений Терско-Сунженского антиклинория и антиклинальных зон Южного Дагестана (Инчхе-море и другие).

Высокие перспективы обнаружения скоплений УВ в пределах бортовых зон Западно-Кубанского передового прогиба (ЗКПП). На южном борту прогиба ЗКПП бурением и сейсморазведкой установлена зона погребенных верхнеюрских рифовых построек (Хадыженская кордильера), простирающаяся вдоль Ахтырского глубинного разлома, отделяющего зону мелководных отложений юрско-мелового комплекса от глубоководного палеотрога северо-западного Кавказа. В пределах этой зоны установлена нефтегазоносность карбонатного комплекса верхней юры (площади Победа, Ширванская, Самурская, Южно-Хадыженская). Западнее карбонатная толща погружается и слабо изучена. Вдоль западной части Ахтырского разлома возможно выявление перспективных участков в верхнеюрском карбонатном комплексе (длина зоны 180 км, ширина – 15–20 км).

На северном борту прогиба выявлена высокоперспективная Крупская верхнеюрская рифогенная структура с ресурсами категории До 86 млрд. м³ УТ. Возможно продуктивные отложения вскрыты скважиной 1 Крупская на глубине 5681 м вскрытой мощностью 17 м. Пройденный интервал характеризуется резким увеличением механической скорости проходки и интенсивным газопроявлением. Но из-за аварийной ситуации скважина законсервирована. Необходимо продолжить бурение скважины. В этой зоне выявлен также ряд перспективных рифовых ловушек, опощование которых будет зависеть от результатов скв. 1 Крупская. На остальной перспективной территории ЗКПП необходимо проведение поисковых сейсмических работ.

Зона распространения верхнеюрских биогермных построек установлена также бурением и сейсморазведкой в Восточно-Кубанской впадине. К одной из них приурочена залежь УВ (Кошехабльская), на других установлены признаки нефтегазоносности (Константиновская, Щедокская, Восточно-Хлебодаровская, Западно-Чапаевская площади). Сейсморазведкой выявлено более 20 объектов рифового типа (Южно-Кошехабльский и др.); суммарные ресурсы категории Дл оценены в 90 млн. т УТ.

Сланцевые породы хадумской свиты являются самостоятельным направлением ГРП в Северо-Кавказской НГП по аналогии с нетрадиционными сланцевыми нефтеносными формациями других бассейнов (доманик Волго-Уральского и Тимано-Печорского, баженины Западно-Сибирского бассейнов и другие). Нефтеносность пород хадумской свиты установлена на ряде месторождений Ставропольского свода и его склонов (Журавское, Воробьевское), Восточно-Ставропольской впадины и Прикумской системы поднятий. Выявленные в хадуме залежи нетрадиционного типа и связаны с локальными зонами разуплотнения глинисто-карбонатных пород. Всего выделено 73 перспективных объекта с извлекаемыми ресурсами Дл 280 млн. т нефти.

С целью опощования и разведки сланцевой формации хадумской и баталпашинской свит рекомендуется на уже выявленных месторождениях активно проводить ГРП на уже имеющемся фонде скважин путем возврата с ниже- или вышезалегающих пластов, или добуривания недостающего интервала, забуривания

второго или бокового ствола. Эти работы могут быть рекомендованы также и с целью выявления пропущенных залежей на месторождениях. С целью интенсификации притоков в скважинах по аналогии с другими сланцевыми нетрадиционными коллекторами (доманик, бажен) необходимо проводить ГРП в горизонтальных стволах скважин.

Кора выветривания и метаморфизованные породы домезозойского фундамента являются самостоятельным направлением ГРП в Северо-Кавказской НГП по аналогии с Западно-Сибирской НГП и другими регионами, где выявлены залежи УВ как в коре выветривания, так и в самом палеозойском фундаменте. Нефтегазоносность коры выветривания палеозойского фундамента в Северо-Кавказской НГП установлена на нефтяном Юбилейном (Прикумская зона поднятий) и газоконденсатных Расшеватском и Кармалиновском (западный склон Ставропольского свода) месторождениях. Нефтяная залежь на Юбилейном месторождении приурочена к палеозойским трещиноватым коллекторам кварцевых роговиков, контактирующим с нефтенасыщенными кавернозно-пористыми доломитами нижнего триаса и составляя с последними единый резервуар. Эксплуатационные скважины работают с дебитами нефти 100-125 м³/сутки. Выявленные залежи УВ на этих месторождениях приурочены, как правило, к участкам контакта трещиноватых пород фундамента или коры выветривания с резервуарами в мезо-кайнозойских комплексах отложений при наличии структурного фактора. Кроме того, притоки нефти и газа из фундамента и его коры выветривания были получены на южном склоне Воронежской антеклизы, Ростовском выступе и других структурно-тектонических элементах Северо-Кавказской НГП (Первомайская, Тарасовская, Мажуровская, Хлоповская, Терновская, Азовская, Армавирская, Кунаковская, Кушевская, Федоровская, Миусская, Ново-Батайская, Платовская, Екатерининская, Головатовская, Приазовская и другие площади). Коллекторами являются трещиноватые метаморфические и кристаллические палеозойские, а также кристаллические докембрийские породы. Так, на Ростовском выступе фундамента при опробовании скв. 255 на Азовском месторождении из докембрия был получен приток газа дебитом 10 тыс. м³/сутки на 8-мм штуцере.

В украинской части южного склона Воронежской антеклизы открыты залежи УВ в отложениях докембрийского фундамента на Коробчинской, Чернетчинской, Хухринской, Нырыжнянской, Гашиновской, Южно-Евгеньевской площадях. Залежи УВ приурочены как к коре выветривания, так и в собственно гранитоидном фундаменте, в зонах его разуплотнения. При опробовании скважин были получены фонтанные притоки нефти от 4 до 259 м³/сутки, газа – 8 - 800 тыс. м³/сутки, конденсата – 1,2-71,5 м³/сутки.

Пока нет надежных методов прогноза и выявления ловушек УВ в фундаменте. Одними из основных поисковых критериев наличия ловушек УВ в фундаменте является, на наш взгляд, наличие нефтегазоносной структуры в осадочном чехле, разлома, связующего фундамент и ловушку в чехле, зон трещиноватости и/или разуплотнения в фундаменте по геофизическим данным. В этой связи в зонах относительно неглубокого залегания фундамента рекомендуется разбуривать перспективные структуры со вскрытием фундамента.

Кроме вышеназванных приоритетных направлений ГРП на суше НГП необходимо также поддерживать и развивать традиционные, давно реализуемые направления ГРП в каждой из нефтегазоносных областей: Терско-Каспийская – верхний мел, миоцен; Западно-Кубанская – неоген, палеоген; Западно-Предкавказская – юра, нижний мел, палеоген; Восточно-Предкавказская - нижний триас, мел, юра; Центрально-Предкавказская – нижний мел, палеоген, миоцен.

Несмотря на высокую степень разведанности (до 70 %) отдельных нефтегазоносных районов Северо-Кавказской НГП, связанных с традиционными районами нефте-и газодобычи, остаются направления геологоразведочных работ и территории, находящиеся на начальной стадии разведанности. Эти районы, как правило, приурочены к нераспределенному фонду недр, а в пределах лицензированных участков это касается, в основном, глубокопогруженных НГК. К слабоизученным региональными

работами направлениям ГРР, где возможно выявление в том числе крупных и средних по запасам УВ месторождений, следует отнести подсолевой юрский комплекс центральных районов Терско-Каспийского прогиба, мезо-кайнозойский комплекс Сулакской впадины (особенно в акваториальной части в Каспия), юрско-меловой комплекс северной и центральной частей Западно-Кубанского передового прогиба, неантиклинальные ловушки, мезо-кайнозой зоны Маньчских прогибов и палеозойский фундамент и его кора выветривания. Эти направления ГРР, по нашему мнению, должны быть приоритетными для региональных ГРР в Северо-Кавказской НГП и их реализация может оказать существенное влияние на динамику роста ресурсной базы региона в среднесрочной перспективе.

Выводы:

- Несмотря на высокую степень разведанности и освоенности начальных суммарных ресурсов УВ Северо-Кавказской НГП, перспективы ее нефтегазоносности остаются по-прежнему достаточно высокими.
- Наиболее перспективным направлением ГРР с целью значительного увеличения разведанных запасов УВ в Северо-Кавказской НГП является шельф Каспийского моря, где существует значительный потенциал ресурсов Do (около 1 млрд. т УУВ), сопоставимый с суммарными неразведанными ресурсами Do + Dл+ D1+ D2 территории всей суши провинции (1, 3 млрд. т УУВ). Для реализации этого потенциала нужны заинтересованность и значительные объемы финансирования ГРР как со стороны компаний, так и государства прежде всего в создании благоприятного инвестиционного климата и частно-государственного партнерства.
- На территории суши Северо-Кавказской НГП приоритетными направлениями ГРР наряду с традиционно развиваемыми являются слабоизученные отложения подсолевой юры Терско-Каспийского и мела-юры Западно-Кубанского прогибов, сланцевые отложения хадумского и баталпашинского горизонтов, доюрский фундамент и его коры выветривания.
- В новой «Количественной оценке ресурсов УВ...» требуется существенное уточнение ресурсов НГК, в первую очередь: а) в акватории Каспийского моря – всего разреза; б) Терско-Каспийского и Западно-Кубанского прогибов – подсолевой юры; в) сланцевой формации хадумского и баталпашинского горизонтов; г) доюрского фундамента и его коры выветривания.

Литература

1. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря / И.Ф. Глумов, Я.П. Маловицкий, А.А. Новиков, Б.В. Сенин. М.: Недра, 2004. 342 с.
2. Геология и нефтегазоносность Предкавказья / В.Е. Орел, Ю.В. Распопов, А.П. Скрипник и др. М.: ГЕОС, 2001. 299 с.
3. Новые объекты поисков УВ на российском шельфе Каспия (Республика Дагестан) / Н.И. Немцов, Р.К. Гумаров, А.Б. Капалин, Р.М. Алиев. // Геология нефти и газа, 2011. № 2. С. 56-63.