

На всей территории Печорского бассейна в процессе его раннепалеозойского развития и вплоть до раннефранского времени существовали благоприятные условия для образования подобных ловушек в дотиманском комплексе осадочного чехла. В период с начала рифея и до начала тиманского века верхнего девона весь Тимано-Печорский бассейн, по всей видимости, находился в стадии континентального рифтогенеза. В этот активный тектонический период образовывались линейные структуры рифтогенной природы, разделенные жесткими блоками земной коры. Пониженные участки заполнялись осадками в основном с Балтийского щита, а на приподнятых блоках отложения разрушались в периоды предсреднедевонского и предфранского размывов. В конце среднего – начале позднего девона тектонический режим меняется на синеклизный (общего погружения), и практически вся территория выхода на поверхность разновозрастных отложений Печорского бассейна перекрывается глинисто-карбонатными породами тиманско-саргаевской региональной покрывки. В результате такого тектонического развития и наблюдаем резкие различия в глубинах залегания гетерогенной поверхности дотиманского комплекса на относительно небольших расстояниях и многочисленные зоны выклинивания дотиманских отложений на палеоподнятиях под тиманско-саргаевскую региональную покрывку.

Благодаря резким несогласиям между дораннефранским и среднефранско-раннепермским структурными этажами зоны выхода нижнепалеозойских

пород и их выклинивание под нижнефранскую покрывку хорошо прослеживаются на сейсмических профилях МОВ ОГТ (рис. 1).

По сейсмическим данным с использованием результатов исследований ТПП К.Г. Вискуновой (ВНИИОкеангеология, 2002), Н.И. Никонова, В.И. Богацкого (ТПНИЦ, 2000) и др. была построена схематическая геологическая карта выходов пород нижнепалеозойского комплекса на поверхность предфранского размыва (рис. 2).

В результате проведенных исследований можно выделить перспективные для нефтегазоаккумуляции зоны выклинивания:

яранских и джъерских отложений в районе Русской структуры (море), Болвановского палеоподнятия в ПКА (суша–море) и Большеземельского палеосвода в зоне сочленения ПКА с Хорейверской впадиной (суша–море);

койвенских отложений среднего девона ВАСЗ в сторону Большеземельского палеоподнятия (суша–море);

карбонатных отложений нижнего девона в сторону Большеземельского палеоподнятия в Хорейверской впадине (суша–море);

верхнесилурийских отложений в сторону Большеземельского палеоподнятия в Хорейверской впадине (суша–море);

верхнеордовикских, нижне- и верхнесилурийских, а также среднедевонских отложений в южной части Болвановского палеоподнятия ПКА (Печорская губа, прибрежная зона).

УДК 553.981/.982.2 (260)

РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОАКУСТИЧЕСКОГО ПРОФИЛИРОВАНИЯ ПРИ ОЦЕНКЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРИМАНГЫШЛАКСКОЙ АКВАТОРИИ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

А.Н. Скоробогатько, А.В. Никишин, А.Я. Гризык
(ИГиРГИ)

Открытие новых месторождений нефти и газа в пределах Среднего Каспия позволило по-новому оценить перспективы нефтегазоносности морского продолжения Мангышлака и по-иному взглянуть на Южно-Бузачинский прогиб, его генерационный потенциал, ранее считавшийся весьма незначительным.

Толщина осадочного чехла составляет здесь до 8...9 км, при этом на отложения пермо-триаса приходится большая часть разреза (до 5...6 км). На мезозойско-кайнозойскую часть осадочного чехла (до триаса) приходится до 3500 м (в Южно-Бузачинском прогибе).

Информация о геологическом строении прибрежной части моря была немногочисленной или отсутствовала вообще в связи с трудностями прове-

дения геофизических исследований МОВ в условиях предельного мелководья. Вместе с тем в конце 60-х – начале 70-х гг. прошлого века Лабораторией геологических исследований морских нефтегазоносных областей под руководством В.Ф. Соловьева и Л.И. Лебедева были получены материалы геоакустического профилирования, которые позволяют осветить геологическое строение рассматриваемой акватории до глубины около 2000 м. Для уточнения и более детального изучения морского продолжения Мангышлака упомянутые материалы геоакустического профилирования были переработаны, и в результате получена новая структурная карта по кровле меловых отложений (рисунок).

В структурном отношении в рассматриваемом районе лучше всего выражено морское продолжение

Тюб-Караганского вала, где перепад глубин по кровле верхнего мела составляет около 1000 м. При этом от берега в запад-северо-западном направлении обособляется ряд локальных структурных осложнений: Кусайник-море, Кусайник-море-2, Парасат, Шевченко.

К северу от Тюб-Караганского вала намечается менее структурно выраженный, но достаточно хорошо прослеживаемый по имеющимся немногочисленным профилям Кочак-Жигалганский вал. В его пределах намечаются 1-2 линии поднятий. Имеющимися профилями намечены два поднятия в пределах вала – Жигалган-море и Восточно-Кочакское. Размеры первого составляют 14×3 км при амплитуде около 90 м. Размеры второго – 8×4 км при амплитуде 40 м. Западнее отмечено еще несколько небольших поднятий. Жигалган-Кочакский вал отделен от Тюб-Караганского заливом Южно-Бузачинского прогиба.

Севернее Жигалган-Кочакского и Тюб-Караганского валов расположен Южно-Бузачинский прогиб. Глубина залегания кровли верхнего мела в его пределах увеличивается с востока на запад от 500...600 до 1300 м в осевой зоне прогиба.

К югу от п-ова Мангышлак хорошо выделяется морское продолжение Беке-Башкудукского вала, которое, по-видимому, ограничивается системой поперечных поднятий, связанных с предполагаемыми поперечными Мангышлаку нарушениями. Самое северное из этих поднятий является наиболее крупным. Размеры его составляют 8×5 км при амплитуде более 300 м.

Имеющимися профилями освещена лишь южная часть этой складки. На южном конце профиля 5/69 отмечается погружение кровли верхнемеловых отложений на глубины более 1200 м. Поэтому строение северной части описываемой складки лишь предполагается. Данная складка отождествляется нами с предполагаемым поднятием Марал.

На продолжении Беке-Башкудукского вала к западу от поперечной системы складок намечается зона структурных осложнений, к которой, по-видимому, приурочены поднятия Южное и Казахстан. Первое из них закартировано, а второе лишь предполагается.

Строение примангышлакской акватории по подошве меловых отложений в целом повторяет строение по кровле мела. В пределах морского продолжения Тюб-Караганского вала глубина залегания подошвы мела изменяется от 800 до 1800 м.

В пределах вала хорошо выражены все поднятия: Кусайник-море, Кусайник-море-2, Парасат, Шевченко. Наиболее крупное (Парасат) имеет размеры 12×5 км при амплитуде более 200 м. Поднятие Шевченко имеет размеры 12,0×3,6 км при амплитуде около 100 м. Поднятие Кусайник-море отделяется небольшой седловиной от Северо-Кусайникского

поднятия. Размеры его по изолинии с отметкой –1000 м составляют 4,5×2,0 км при амплитуде более 200 м. Между поднятиями Кусайник-море и Парасат выделяется небольшое поднятие Кусайник-море-2. Размеры его составляют 3,0×1,5 км при амплитуде более 100 м.

Предполагается, что и Кочак-Жигалганский вал хорошо выражен по подошве мела, глубина залегания которого увеличивается в западном направлении от 1400 до 1800...1900 м. Два наиболее крупных поднятия в пределах вала (Жигалган-море и Восточно-Кочакское) имеют размеры 21×4 и 9×4 км, соответственно, при амплитуде около 100 м.

В пределах Беке-Башкудукского вала глубина залегания подошвы мела изменяется от 1900 до 2500 м. Выделяются поднятия Скалистое-море-южное, Скалистое-море, Аралда-море. Первое из них оконтурено изолинией с отметкой –1900 м и имеет размеры 8×3 км. Поднятие Скалистое-море ограничивается изолинией с отметкой –2100 м при незначительных амплитуде и размерах. Поднятие Аралда-море в пределах изолинии с отметкой –2250 м имеет размеры 9×4 км при амплитуде около 50 м.

Беке-Башкудукский вал ограничивается поперечными к оси погружения складками. Наиболее крупная из них (Марал) в пределах изогипсы –2000 м имеет размеры 13×9 км при амплитуде более 200 м. Западнее поднятия Марал предполагается структурная терраса с поднятиями Казахстан и Южное.

По подошве юрских отложений строение рассматриваемой акватории в целом повторяет структуру вышезалегающих пород.

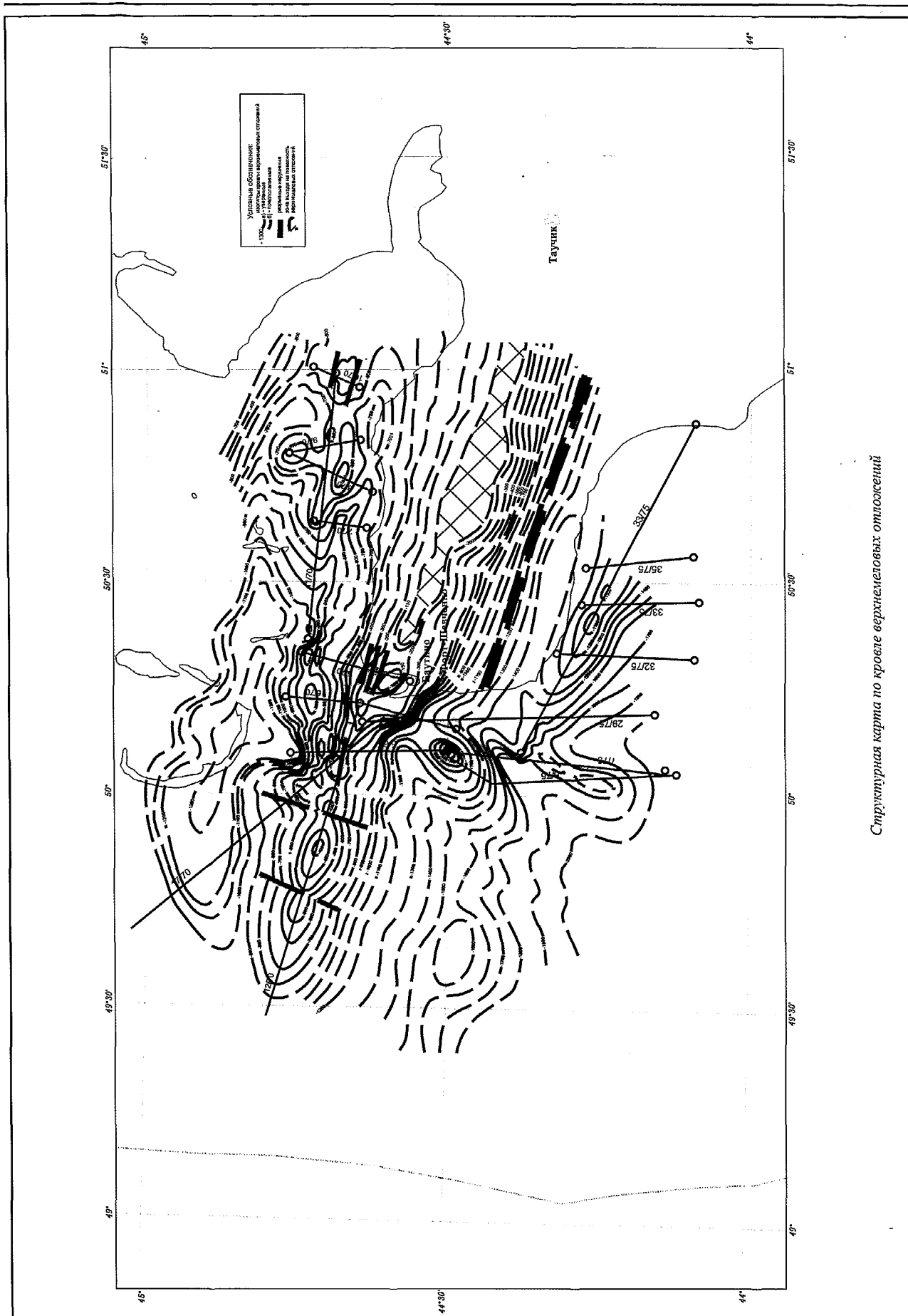
Глубины залегания подошвы юры максимальны на юге, уже в пределах северного склона Каспийско-Сегендыкского прогиба (до 4600 м), и на севере, в районе Южно-Бузачинского прогиба (более 3000 м).

В пределах основных поднятий подошва юры залегает на глубинах 2000...2600 м, лишь на поднятии Кусайник-море глубина залегания подошвы юрских отложений уменьшается до 1700 м.

На морском продолжении Беке-Башкудукского вала морскими сейсмическими исследованиями выявлены локальные поднятия Скалистое-море-южное, Скалистое-море, Аралда-море, Аралда-море-восточное.

В 1977–1979 гг. на площади Аралда-море были проведены поисковые работы, в результате которых были пробурены три структурно-поисковые (скв. 4, 5, 6) и одна (скв. 1) поисково-разведочная скважины.

В результате бурения было установлено наличие коллекторов в разрезе скважин. Были подняты образцы керн из скв. 4 (свод структуры): в интервале 2010...2030 м (апр) – образец, насыщенный нефтью; из интервалов 2682...2695 и 2695...2703 м (батский ярус) – образцы со слабым запахом нефти и из скв. 5 (в седловине между поднятиями) в интервалах 2085...2092 и 2092...2102 м – образцы с запахом нефти. При опробовании выделенных объектов



Структурная карта по кровле верхнемеловых отложений

пластоиспытателем получена пластовая вода с незначительными притоками газа из скв. 1, 4. Анализ электрокаротажных характеристик показал, что в отложениях верхней юры имеются коллекторы в карбонатном комплексе. Опробовались интервалы большой толщины (более 200 м). Вероятно, если бы тщательнее испытывались конкретные пачки, то результат мог быть иной.

Поднятие Скалистое-море-южное выявлено и подготовлено к глубокому поисковому бурению сейсморазведочными работами МОВ ОГТ в 1980 г.

На площади пробурено 7 структурно-поисковых скважин. Все они заложены в районе сочленения структур Скалистое-море-южное и Жоласкан.

В 1987 г. на площади Скалистое-море-южное было начато структурно-поисковое бурение. Структурно-поисковая скв. 1, заложенная в осевой зоне сочленения структур Скалистое-море-южное и Жоласкан, при забое 1814 м вскрыла отложения барремского яруса нижнего мела. В разрезе аптского яруса K_1 , по заключению ГИС, имелись объекты, охарактеризованные как продуктивные. В результате их опробования пластоиспытателем на бурильных трубах из интервала 1640...1767 м был получен приток флюида с общим дебитом $156 \text{ м}^3/\text{сут}$, в том числе 16 м^3 нефти через 9-мм штуцер; $P_{\text{ин}}$ (расчет) 17,4 МПа.

Опробование отложений аптского яруса, в который входят эти пачки с положительными характеристиками, было произведено во всех четырех скважинах, однако приток флюида с небольшим количеством нефти получен только в скв. 1. Отрицательные результаты испытания трех других скважин вызваны, по-видимому, причинами технического характера. Поэтому при более качественном испытании данных скважин, возможно, был бы получен другой результат.

Таким образом, скважинами, пробуренными в прибрежной части моря, выявлена залежь нефти в отложениях апта, которая связана с периклинальным окончанием поднятия Жоласкан. Продолжение ее предполагается к северо-западу, уже в пределах собственно поднятия Скалистое-море-южное, так как здесь возможен единый ВНК.

В прилегающих к Каспию районах суши Мангышлака, в отложениях мела и юры, выявлены четыре месторождения нефти и газа. Два из них (Тюбеджик и Жангурши) расположены на Тюб-Караганском и два (Дунга и Эспелисай) на Беке-Башкудукском валах. Притоки нефти и газа получены на поднятии Жоласкан.

Основные запасы углеводородов Мангышлакско-Устьюртской нефтегазоносной области приурочены к юрскому и меловому нефтегазоносным комплексам. Одним из основных нефтепродуцирующих комплексов считается юрский, в связи с чем представляет значительный интерес геотермическая обстановка в юрском комплексе Западного Мангышлака и примангышлакской акватории Каспия. В этом районе было выполнено несколько определений палеотемператур среднеюрских отложений: на Тюб-Караганском валу – на площадях Северный Кусайник и Тюбеджик, на

Беке-Башкудукском валу – на площади Дунга, на Бузачинском своде – на месторождениях Каражанбас и Северо-Бузачинском, а также на Сарматском поднятии в Среднем Каспии.

Палеотемпературы определяли по отражательной способности витринита. Минимальные их значения были получены на структурах Бузачинского свода и Тюб-Караганского вала ($60...70 \text{ }^\circ\text{C}$), максимальное в скв. 1–Сарматской ($170 \text{ }^\circ\text{C}$). В скважинах месторождения Дунга получены значения палеотемператур от 130 до $155 \text{ }^\circ\text{C}$. По этим данным с учетом глубин залегания юрских отложений была построена палеогеотермическая схема. Конфигурация палеоизотерм схожа со структурой поверхности доюрских отложений. Температуры закономерно увеличиваются в соответствии с палеогеотермическим градиентом, составляющим для этого района $4...5 \text{ }^\circ\text{C}$ на 100 м.

Анализ распределения палеотемператур свидетельствует о том, что юрские и меловые нефти месторождений Тюб-Караганского вала не могли генерироваться юрскими отложениями. В осевой части вала прогрев юрских пород явно недостаточный ($65...70 \text{ }^\circ\text{C}$), в Южно-Бузачинском прогибе палеотемпературы тоже низкие ($75...100 \text{ }^\circ\text{C}$). Возможность латеральной миграции из Сегендыкского прогиба, где юрская толща находилась в зоне "нефтяного окна" ($120...170 \text{ }^\circ\text{C}$), маловероятна вследствие незаполненности структур Беке-Башкудукского вала, преграждающего основное направление миграции. Таким образом, юрская толща могла быть источником образования нефтяных залежей на месторождениях Беке-Башкудукского вала и зоны поднятий Мангыстау–Ахмедлы, но не месторождений Тюб-Караганского вала.

Рассматривая возможный генерационный потенциал пермо-триасового комплекса, прежде всего следует обратить внимание на его толщину в пределах Горного Мангышлака ($8...10 \text{ км}$). Отложения пермо-триаса выходят на поверхность в осевой части на Каратауском валу. Они вскрыты скважинами на многих структурах Южного Мангышлака, причем на Жетыбай-Узеньской ступени их вскрытая толщина достигает 1675 м. Разрез пермо-триаса вскрыт скважинами до верхней перми, отложения которой представлены песчано-аргиллитовой толщей мощностью до 750 м. Индский ярус нижнего триаса сложен красноцветными аргиллитами и алевролитами. Толщина яруса на Жетыбай-Узеньской ступени составляет 300...600 м. Оленекский ярус нижнего триаса представлен карбонатно-глинистыми породами. Его толщина изменяется от 250 до 900 м. Средний триас представлен терригенно-карбонатными породами анизийского и ладинского ярусов. В южной части Жетыбай-Узеньской ступени толщина пород среднего триаса составляет

450...600 м. Верхний триас представлен карнийским и норийским ярусами и сложен терригенными континентальными породами. Максимальные толщины этих пород (800...900 м) вскрыты в Жазгурлинском прогибе. На многих площадях Южного Мангышлака среднетриасовые отложения частично или полностью размыты и юрские породы залегают на различных горизонтах нижнего и среднего триаса.

Минимальные содержания (доли процента) органических и битумных веществ определены в красноцветных отложениях пермо-триаса. Битумоиды в основном вторичные, что указывает на отсутствие нефтепроизводящей способности рассматриваемых отложений. Максимальное содержание органики (до 1,5 %) отмечено в карбонатных и глинистых породах. Выделенные битумоиды относятся как к первичным (автохтонным), так и к вторичным (аллохтонным). Автохтонные битумоиды приурочены к тонкодисперсным глинистым и песчано-глинистым отложениям, аллохтонные – к грубозернистым песчанникам, трещиноватым аргиллитам и карбонатам. Дополнительным источником поступления углеводородов нефтяного ряда служит вторичная битуминозность пермо-триасовых и юрских отложений. При погружении в зону "нефтяного окна" преобразование сингенетичной органики дополняется и усиливается возгонкой вторичных битумоидов. Таким образом, протекание процессов нефтеобразования и миграции в пермо-триасовой толще не вызывает сомнений.

По-видимому, формирование нефтяных залежей на структурах Тюб-Караганского вала можно связывать с нефтегенерационным потенциалом пермо-триасового палеопроггиба, причем сохранность залежей на структурах западного погружения вала и его склонах определяется меньшей тектонической нарушенностью и большей толщиной юрских и меловых отложений.

Перспективы нефтегазоносности морского продолжения Мангышлака можно оценивать достаточно высоко, так как в непосредственной близости от него, в пределах Тюб-Караганского вала, на суше выявлены два месторождения вязких нефтей и битумов – Тюбеджик и Жангурши в отложениях нижнего мела, а в пределах Беке-Башкудукского вала – нефтегазовые месторождения Жоласкан, Дунга и Эспелисай. Продуктивны здесь отложения нижнего мела и верхней юры. Кроме того, получен приток из нижнего мела на площади Скалистое-море-южное в прибрежной части Каспия и отмечены нефтегазопоявления на площади Аралда-море из отложений мела и юры. К западу от рассматриваемой акватории открыты месторождения Хвалынского, 170-й км, Сарматское, им. Ю. Корчагина и Ракушечное с крупными запасами нефти, газа и конденсата в юрских, меловых и палеогеновых отложениях.

Оценивая перспективы нефтегазоносности морского продолжения Мангышлака, можно отметить единство строения структурных элементов суши и

моря. Литолого-фациальный состав регионально-нефтегазоносных отложений района характеризуется постоянством и выдержанностью. В западном направлении увеличивается глубина залегания всех комплексов отложений. В пределах примангышлакской акватории выявлены перспективные локальные поднятия с хорошей структурной выраженностью, например Парасат (Баутинское) с размерами 25,0×7,5 км и к северо-западу от него поднятие Шевченко (Аташское). Поднятие Марал (Южно-Караганское) с размерами 11×4 км, по-видимому, характеризуется не меньшей структурной выраженностью, расположено на пути миграции УВ из погруженных районов Сегендыкской депрессии и по аналогии с Хвалыньским месторождением здесь можно ожидать скопление УВ. Поднятие Казахстан по имеющимся у нас данным можно лишь предполагать, но расположение его на продолжении Беке-Башкудукского вала, к которому, очевидно, приурочено и поднятие Южное, выявленное к западу от поднятия Казахстан, может свидетельствовать со значительной долей уверенности в пользу его существования. Размеры складки могут составлять около 15×10 км.

В районе Тюб-Караганской отмели ранее выделяли одноименное поднятие (ныне Кусайник-море). Структурное осложнение на геоакустических профилях субмеридионального простирания свидетельствует о перегибе слоев здесь по кровле мела. Замыкание поднятия Кусайник с северо-западной стороны на суше и структурные построения, выполненные по материалам геоакустического профилирования, свидетельствуют о структурной выраженности рассматриваемого поднятия.

Проведенные структурные построения свидетельствуют о наличии к северу от п-ова Мангышлак еще одного вала, Жигалган-Кочакского, погруженного по отношению к Тюб-Караганскому. В пределах вала выделены два поднятия по кровле меловых отложений – Жигалган-море и Восточно-Кочакское. Размеры их составляют 14×4 и 7×4 км при амплитуде 60...70 и 20...30 м, соответственно. В западной части вала выделено еще одно небольшое поднятие.

Примангышлакский борт Южно-Бузачинского прогиба, как и всякий борт, прилегающий к горноскладчатому сооружению, характеризуется большими углами наклона, чем противоположный. Следовательно, возможная миграция УВ из Южно-Бузачинского прогиба могла происходить именно в южном направлении, заполняя имеющиеся ловушки. Поэтому, если учесть, что на суше имеются полуразрушенные залежи на месторождениях Тюбеджик и Жангурши, то, с нашей точки зрения, источником для этих месторождений мог служить именно Южно-Бузачинский прогиб. Поэтому перспективы выявления залежей нефти и газа в описываемых структурных ловушках весьма значительны, так как они расположены на путях миграции УВ из наиболее погруженных частей прогиба.

По геоакустическим материалам видно, что район в пределах валов характеризуется довольно высокой тектонической нарушенностью. Это свидетельствует о том, что здесь имеется область разгрузки глубоко расположенных горизонтов мела, юры и триаса, поэтому именно здесь могут образовываться скопления УВ, т. е. перспективы морской части значительно выше, чем перспективы, выявленные на суше. Ко всему прочему и сохранность предполагаемых залежей УВ в основных нефтегазоносных комплексах региона в пределах моря выше в связи с их более низким гипсометрическим положением.

На суше весьма развиты разрывные нарушения, секущие Беке-Башкудукский вал вкрест простирания, поэтому создаются условия для образования тектонически экранированных ловушек, наличие которых подтверждается на месторождениях Эспелисай, Дунга и Жоласкан и предполагается на площади Скалистое-море-южное.

Аналогичные поперечные нарушения, возможно, большего масштаба предполагаются и в районе к северо-западу от Беке-Башкудукского вала. Здесь, кроме самих нарушений, предполагаются и поперечные поднятия, расположенные на одной линии с уже выявленными месторождениями (Хвалыинское – Жоласкан – Дунга – Эспелисай).

Кроме того, поднятие Парасат на морском продолжении Тюб-Караганского вала также разбито поперечными нарушениями на блоки, что создает условия, с одной стороны, для разгрузки глубоких горизонтов, а с другой – для образования тектонически экранированных ловушек.

Таким образом, на основании проведенных к настоящему времени поисково-разведочных работ выявленные поднятия на морском продолжении Мангышлака являются весьма привлекательными объектами для детальных геолого-разведочных работ, в том числе и для бурения скважин.

УДК 553.98.001

КРУПНЫЕ РАДИАЛЬНО-КОЛЬЦЕВЫЕ ОБРАЗОВАНИЯ – ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ОБЪЕКТЫ НЕФТЕПОИСКОВЫХ РАБОТ В ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ПРОВИНЦИИ

В.А. Трофимов, Ю.А. Романов, В.Т. Хромов
(ИГиРГИ)

Проблеме закономерностей размещения скопленных углеводородов в пределах нефтегазоносных провинций и нашей страны, и зарубежных стран всегда уделялось большое внимание в исследованиях ИГиРГИ. Разработка тектонических критериев размещения месторождений нефти и газа в различных структурных условиях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и в пределах молодых плит юга СССР проводилась в лаборатории структурно-геологического анализа под руководством члена-корреспондента АН СССР, профессора (директора ИГиРГИ) Михаила Федоровича Мирчинка.

В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции на основе исследований пространственных и временных соотношений осадочного чехла, а также структурно-формационных критериев были выявлены основные тектонические закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений, на базе которых осуществлялся прогноз их поисков.

В последние годы накоплен значительный материал по глубинному строению и нефтегазоносности Волго-Уральской провинции, что дает возможность в ряде случаев с новых позиций подойти к поиску нетрадиционных тектонических объектов, влияющих на размещение, а возможно, и на формирование скопленных углеводородов. Среди таких важных структурных элементов следует отметить радиаль-

но-концентрические образования, вызывающие все больший интерес у геологов-нефтяников.

В Лаборатории перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов ИГиРГИ проводятся исследования по выяснению особенностей строения Шенталинско-Черемшанской кольцевой структуры и их влияния на нефтегазоносность региона. Некоторые результаты этих исследований рассмотрены ниже.

При относительно высокой изученности Волго-Уральской нефтегазоносной провинции геофизическими методами и бурением, значительном числе открытых месторождений углеводородов не всегда удается установить закономерности их размещения. Это затрудняет и удорожает поиск новых скопленных. Видимая на схеме размещения нефтяных месторождений и верная в целом тенденция уменьшения нефтеносности в западном направлении, как оказалось, имеет существенные нюансы, выявление которых может оптимизировать нефтепоисковый процесс.

Изучению геологического строения и оценке перспектив нефтеносности западных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, в том числе западной части Республики Татарстан, включая осевую и западную бортовую зоны Усть-Черемшанского прогиба (УЧП), и в целом Мелекесской впадины, уделяли большое внимание многие