

свободную фазу. Падение аномально высокого пластового давления верхне-меловой залежи на Фонталовской площади до нормального гидростатического приведет к росту величины газового фактора до 300–310 м³/м³, в результате доля извлечения газа может значительно возрасти.

Таким образом, в условиях постоянно растущих цен на энергоносители проведение экспертных оценок инвестиционной привлекательности проектов разработки месторождений углеводородных газов приобретает новый стратегический смысл, тем более в районах с развитой инфраструктурой. Достоверность таких оценок во многом определяется степенью достаточности геологической информации по уже изученным и перспективным на вскрытие пластовых вод с высоким газосодержанием структурам. Инвестиционные риски будут сведены к минимуму, если ввести в практику проведение государственной экспертизы подсчета эксплуатационных запасов газонасыщенных пластовых вод и проектов ТЭО их разработки, а также ТЭО кондиций по извлечению гидроминерального сырья. Такие объекты, как Фонталовская и Кучугуры, могли бы быть первыми в этом списке.

Работа выполнена в рамках проекта «Развитие научного потенциала высшей школы» № 2.1.1/3385 и поддержке РФФИ: грант 09-05-96502-р_юг_а.

К ПРОБЛЕМЕ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТИ И ГАЗА В НАДСОЛЕВЫХ (МЕЗОЗОЙСКИХ) ОТЛОЖЕНИЯХ ЮГО-ЗАПАДНОГО ПРИКАСПИЯ

И.А. Миталев, заместитель руководителя

*Астраханский филиал «ТФГИ по Южному федеральному округу»,
тел.: (8512) 35-63-97, e-mail: fgutfi@rambler.ru*

Е.Н. Лиманский, аспирант

*Калмыцкий государственный университет, г. Элиста,
тел.: 8(8472)-26-27-99; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Рецензент: Мурзагалиев Д.М.

Дан анализ материалов о строении и нефтегазоносности мезозойских отложений. Рассмотрен ряд основных факторов, влияющих на формирование и размещение залежей углеводородов в разрезе. Сделаны выводы и рекомендации по повышению эффективности дальнейших поисковых работ на нефть и газ в регионе.

Analysis of materials on the structure and oil and gas bearing of mesozoic sediments is given. A number of major factors influencing formation and placing of deposits of hydrocarbons in the cut is considered. Conclusions and recommendations on the increase of efficiency of the further search works on oil and gas in the region have been done.

Ключевые слова: надсолевые и юрско-меловые отложения, соляная тектоника, нефтегазоносные комплексы, породы-коллекторы, ловушки нефти и газа.

Key words: suprasalt and Jurassic-Cretaceous sediments, hydrochloric tectonics, oil-and-gas complexes, rocks-reservoirs, oil and gas traps.

Изучение характера газонефтепроявлений в Прикаспийской впадине позволяет выявить некоторые закономерности распространения углеводородов. В регионе обращает на себя внимание тот факт, что если с более древними продуктивными толщами (карбон, пермтриас, средняя юра, нижний мел) связаны нефтяные и газоконденсатные залежи, то в отложениях плиоцена содержится главным образом газ.

В условиях общего интенсивного прогибания Прикаспийской депрессии в ее пределах, наряду с зонами устойчивого прогибания, обособились участки относительно замедленного прогибания. Последние отразились в структуре мезозоя в виде поднятий. Эти поднятия по своим размерам, форме и амплитудам почти не отличаются от структур более северных районов Русской платформы. Тектоническое развитие Прикаспийской впадины продолжалось и в неоген-четвертичное время. Однако это не привело к существенному изменению мезозойского структурного плана.

Развитие структурного плана Прикаспийской впадины протекало по-разному в западной и восточной ее частях. В западной части четко выраженного линейного расположения основных структурных элементов не наблюдается. Для структур восточной части Прикаспийской впадины характерно то, что простирание их осей параллельно простиранию уральских складчатых сооружений. Зоны поднятий и прогибов восточной части Прикаспия, следуя направлению герцинид Урала, дугообразными линиями ограничивают юго-восточную окраину Прикаспийской впадины и всей Русской платформы в целом. На долготе р. Урала происходит наложение двух структурных направлений – северо-западного и уральского. Это наложение отражается на структурной схеме мезозойского комплекса и отчасти – на схемах мощностей основных продуктивных комплексов. Вдоль реки Урал фиксируются структурные формы своеобразных очертаний, которые отражают два структурных направления.

Низкая разведанность ресурсной базы УВ надсолевых отложений, при широком их развитии в регионе, вызывает необходимость выбора и обоснования перспективных направлений дальнейших работ. Выполненный с этой целью анализ накопленных материалов позволяет рассмотреть ряд вопросов, определяющих в значительной степени стратегию поисковых работ в различных районах и комплексах.

На юго-западе Прикаспийской впадины характер распространения надсолевых отложений и полноты разреза в решающей степени обусловлены проявлением соляной тектоники. Здесь выделяются три нефтегазоносных комплекса: верхнепермско-триасовый терригенный, юрско-меловой карбонатно-терригенный и плиоценовый.

На юге, в пределах кряжа Карпинского, основные перспективы связаны с мезозойскими (юрско-меловыми) отложениями, слагающими нижнюю часть платформенного чехла. Эти отложения, за исключением верхнемеловых, представлены терригенными породами. Верхнемеловые отложения повсеместно сложены карбонатными отложениями. В предшествующие годы в поисковом бурении находилось более 30 площадей. Выявлено 6 нефтяных и газовых месторождений в интервале глубин 800–2800 м. Месторождения преимущественно мелкие по запасам, одно- двух-, реже – четырехпластовые. Приурочены преимущественно к терригенным коллекторам порового типа, реже – к карбонатным коллекторам.

Все выявленные в надсолевом разрезе месторождения приурочены к триасовым и юрско-меловым отложениям. Несмотря на газопроявления из

верхнепермских отложений, залежей промышленного значения не было выявлено. Связано это, в основном, с низкими коллекторскими свойствами песчаных пород. Пласты песчаников и алевролитов имеют сложный характер распространения даже в пределах одной площади. Разрезы характеризуются преимущественно глинистым составом.

В юго-западном Прикаспии основные природные резервуары выделяются в нижнем триасе. Регионально выдержаны три основных пласта (горизонта) терригенных коллекторов, экранируемых пластами и толщами глин. К ним приурочены 5 газовых месторождений (Бугринское, Северо-Бугринское, Шаджинское, Северо-Шаджинское, Совхозное) и Юртовское нефтяное. Продуктивными являются разномеристые песчаники и алевролиты пористостью 11–23 %. Коллекторы порового типа эффективной мощностью 3–5 м [2]. В среднем триасе газоносны трещиноватые и кавернозные известняки пористостью 3–19 % на Северо-Шаджинском месторождении. Преимущественно глинистые отложения среднего и верхнего триаса относятся к флюидоупорам.

Месторождения в триасе приурочены к ловушкам, экранируемых солью и тектоническими нарушениями в надсводовых частях соляных куполов. Наиболее полный разрез триасовых отложений мощностью до 3 км представлен в Прикаспийской впадине в Сарпинском прогибе. К югу и юго-востоку происходит воздымание триасовых отложений с образованием ряда узких (20–40 км) террас и выклинивание в этом направлении верхних горизонтов. В южной части территории области верхнепермско-триасовые отложения отсутствуют.

Повсеместное развитие в регионе имеют юрско-меловые отложения. Они практически плащеобразно перекрывают с большим несогласием более древние отложения. С отложениями этого комплекса связаны многочисленные нефтегазопроявления, и выявлен ряд месторождений УВ на данной территории и сопредельных районах.

В юрском разрезе региональным резервуаром являются песчаники байосской базальной пачки (30–70 м). Покрышками служат глинистые отложения этого возраста. Нефтенасыщены пласты разномеристых песчаников пористостью 13–24 %. Выявленные в регионе залежи приурочены к структурной (антиклинальной) ловушке (Бешкульское месторождение), а также ловушке примыкания к крутому склону соли (Верблюжье, западный блок).

В нижнем мелу регионально выдержанными резервуарами являются пласты разномеристых песчаников в нижнеаптских и нижнеальбских отложениях. Покрышками являются глинистые толщи этого возраста. Пористость песчаников нижнеаптского горизонта – 15–24 %, мощность – 15–20 м. Мощность нижнеальбского продуктивного горизонта – 10–20 м, пористость – 24–28 %.

В Астраханском Прикаспии к ним приурочены залежи нефти на Верблюжьем месторождении (северо-восточный блок). На кряже Карпинского газоносны нижнеальбские песчаники на Промысловском месторождении. Ряд нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений выявлен в сопредельных районах Калмыкии.

В верхнем мелу коллекторами являются пласты трещиноватых известняков. Небольшая газовая залежь в этих отложениях выявлена на Верблюжьем месторождении (северо-восточный блок).

Залежи в нижнем мелу приурочены к структурным (антиклинальным) ловушкам тектонически нарушенным.

В палеогене известны газовые залежи в районах Калмыкии. Газонасыщены пласты глинистых алевролитов (5–10 м) пористостью 25–27 %, экранируемые глинами.

В неоген-четвертичных отложениях на отдельных площадях притоки газа получены из пластов и линз алевролитов и песчаников. Из-за сложного характера распространения коллекторов в разрезе оценка их газонасыщенности и практическое использование связаны с большими трудностями.

В толще плиоцена в центральной части Прикаспийской впадины четко выделяется два типа пород с различными коллекторскими свойствами. К первому типу относится мергелисто-глинистый комплекс, а ко второму – песчано-алевритовый.

Породы мергелисто-глинистого комплекса, развитые в основном в акчагыльском ярусе, представлены алевритистыми мергелями, алевритисто-известковистыми глинами или просто чистыми глинами. Характерно то, что породы мергелисто-глинистого комплекса плохо проницаемы или почти непроницаемы, а это практически исключает возможность миграции флюидов, поэтому эти осадки могут служить хорошей непроницаемой крышкой в ловушках нефти и газа.

Второй комплекс – песчано-алевритовый – представлен преимущественно алевритистыми глинами, алевритами, алевролитами и песками, иногда сцементированными известково-глинистым цементом. Эти отложения имеют высокую абсолютную пористость (25–33 %) и характеризуются исключительно большой проницаемостью. Обладая такими свойствами, они являются прекрасными коллекторами, с которыми в центральной части Прикаспийской впадины связаны скопления газа.

В плиоценовом комплексе Прикаспия можно выделить несколько продуктивных пачек. Первая песчано-алевритовая пачка располагается в основании верхнеплиоценового комплекса и является базальным слоем. Наиболее четко эта пачка выражена в окраинных районах Прикаспия. Мощность этой толщи колеблется от 0,5 до 10 м (при среднем значении 1–3 м). Продуктивность пачки была выявлена на Мельниковском и Новобогатинском месторождениях, а также на Тинакской разведочной площади. Эта пачка продуктивна также на Черно-Реченском соляном куполе и предположительно на оз. Большой Сакрыл.

Вторая продуктивная пачка приурочена к нижней части апшеронского яруса. Это нижняя песчано-алевритовая толща нижнего апшерона. Мощность ее колеблется от 12 до 45 м. Эта пачка широко распространена в междуречье Урал – Волга, в левобережье Урала и Астраханских степях. Вторая песчано-алевритовая пачка является по существу основной продуктивной свитой верхнего плиоцена. Она содержит залежи газа в Азау, Астрахани, Алтынбай-Арале, Ауке-тайчагыле, Джамбае, Чаганак-Соре (Кали), Каргале, Саралжине, Ушкультасе, Факеево, Бакланьем и в других местах (табл.). Интенсивные газопроявления из этой пачки отмечены при бурении на Кирикилинском и Курчанском поднятиях в районе Астрахани.

Третья продуктивная пачка, соответствующая верхней песчано-алевритовой серии, приурочена к нижнему апшерону. Эта пачка распространена в Волго-Уральском междуречье, в Саратовско-Астраханском Поволжье, в Астраханских степях и на левобережье реки Урал. Она содержит газ в Азау, Астрахани, Аукетайчагыле, Багырдае, Бакланьем, Джамбае, Кали, Каргале, Найзамале, Ушкультасе, Факеево и других пунктах. Газопроявления из этой

пачки наблюдались в Кирикилях, Каргале, Кызылджаре, Разночиновке, Харабалях и Ганюшкино.

Четвертая песчано-алевролитовая пачка располагается в кровле верхнего плиоцена, т.е. в верхах среднего апшерона, поскольку отложения верхнего апшерона во многих районах Прикаспия размывы последующей трансгрессией. Мощность этой продуктивной пачки колеблется от 2 до 10 м. Газопроявления, приуроченные к ней, наблюдались из шурфов и скважин на Азау, Аукетчайгыле, Баксае, Кали и Каменном Яре.

С этими четырьмя горизонтами и связана основная продуктивность верхнего плиоцена. Правда, незначительные газопроявления встречаются спорадически и в других горизонтах, но они имеют второстепенное значение. Газоносные горизонты, находящиеся между второй песчано-алевритовой серией и кровлей акчагыла, встречены на Астраханском месторождении. Два аналогичных горизонта, лежащих гораздо ниже второй продуктивной пачки, были вскрыты в процессе бурения на Кирикилинской разведочной площади, где один из этих горизонтов дал интенсивный газовый фонтан дебитом 78 100 м³/сутки с глубины 438–444 м.

Плиоценовые продуктивные пачки сохраняют пластовый характер залегания как на соляных куполах, так и в межкупольных зонах, что позволяет связывать с ними большие перспективы на значительной территории. Чередование пачек-коллекторов пластового характера с непроницаемыми породами создает благоприятные условия для аккумуляции углеводородов нефтяного ряда.

Судя по особенностям распространения нефтегазопроявлений, продуктивность плиоценовых отложений носит региональный характер, что подтверждается большим количеством естественных газопроявлений и выявленных месторождений. Область распространения газоносных отложений плиоцена занимает площадь более 300 тыс. км² и тянется от Общего Сырта на севере до Каспийского моря на юге и от р. Волги на западе до низовьев Урала и Сагиза на востоке.

Большое значение для правильной оценки плиоценовых отложений имеют стабильные дебиты в скважинах. Так, например, многочисленные интенсивные газовые выбросы и фонтаны, полученные в Азау, Алтынбай-Арале, Астрахани, Багырдае, Бакланьем, Кали, Кызылджаре, Ушкультасе, Саралжине и других пунктах, давали дебиты газа от 2 до 10 тыс. м³ сутки, а на Мельниковском месторождении достигали 58 тыс. м³ сутки при средних дебитах от 20 до 30 тыс. м³ сутки. На площади Кирикили дебиты газа составили 78 тыс. м³ сутки. Сква. Г-17 на Аукетайчагыле давала более 111 тыс. л³/сутки. Сква. 2 на месторождении Кали непрерывно фонтанировала в течение девяти лет, причем снижения дебита газа не наблюдалось. Сква. 1 Джамбайского поднятия в течение шести лет дает до 25 тыс. м³/сутки. Более пяти лет интенсивно фонтанировали многие скважины на Аукетайчагыле, около трех лет горел факел на Саралжинском поднятии. Все эти факты свидетельствуют о целесообразности поисков и разведки плиоценовых залежей газа в Прикаспийской впадине (табл.).

В целом, рассматриваемые комплексы и слагающие их отложения по своему строению, особенностям распространения и нефтегазовому потенциалу обладают различными перспективами.

Согласно современным оценкам, северная часть территории области по удельной плотности извлекаемых начальных суммарных ресурсов (НСР) УВ по надсолевым отложениям относится к землям VII категории

(5–10 тыс. т/км² усл. топлива). В тектоническом отношении это районы Сарпинского и Заволжского прогибов. Еще ниже этот показатель (менее 5 тыс. т/км²) для южной части территории.

Таблица

Распределение нефти и газа в юго-западной части Прикаспийской впадины

Возраст отложений	Месторождения, разведочные площади пункты нефтегазопроявлений																						
	Азау	Астраханское	Ганошкино	Джамбай	Замьяновское	Казинка	Каменный Яр	Кара-Мола	Карантинное	Кирилли	Копановка	Кукурте	Курчанокое	Никольское	Рааночиевка	Райгород	Сарпинское	Селитренное	Соленое Займище	Солодничи	Тннаки	Харабали	Черный Яр
Четвертичные отложения	пг и	пг ги			кн нг	кн ги		гп ги	кн ги	нг ги	кн ги	ги		кн ги		кн ги	ги	кн ги		кн ги	нг		кн ги
Верхний плиоцен	пг	пг	нг	пг	нг		нг			нг			нг						нг гп		пг	нг	
Палеоген																							
Сенон-гурон																			нг гп				
Апт	нг			нг						нг					нг								
Неоком	нг			нг											нг						гп		
Верхняя юра																							
Средняя юра	нг		нг	нг	нг					нг					нг гп						нг гп		
Нижняя юра																							
Пермо-триас				нг																			
Башкир		г																					
Девон		г																					

В структуре НСР около 85 % составляют перспективные и прогнозные ресурсы. Практически около 5 % составляют разведанные запасы. В известной степени это связано как с недостаточной, так и неравномерной изученностью территории.

В настоящее время в фонде подготовленных к бурению структур находится ряд поисковых объектов и перспективных участков, требующих проведения детализационных работ.

Суммарные геологические ресурсы подготовленных сейсморазведкой структур по категории С₃ составляют 36,5 млн т усл. топлива.

Это различные по строению структуры (ловушки), сформированные в триасовых и юрско-меловых отложениях.

Как известно, существенную роль в генерации и накоплении УВ играют многочисленные геологические факторы, оказывающие в той или иной степени влияние на формирование, сохранение и размещение залежей УВ. Применительно к геологическим условиям рассматриваемых отложений важным является вопрос о генерации и аккумуляции УВ.

Большинством геологов делается вывод, что основным источником поступления УВ в надсолевые отложения являются подсолевые породы. Главным образом это относится к отложениям верхней перми и триаса. В это время происходило накопление преимущественно континентальных отложений, неспособных генерировать УВ в достаточных количествах для формирования залежей промышленного значения.

В отличие от этого, юрские породы способны генерировать УВ в количествах, имеющих практическое значение. В меньшей степени это относится к нижнемеловым [1].

Таким образом, формирование залежей в надсолевых отложениях может быть как за счет поступления УВ из подсолевого разреза, так и собственного нефтегазового потенциала, главным образом, юрских отложений.

В северных районах области особенности строения верхнепермско-триасовых отложений, формирование и размещение залежей в разрезе, при прочих равных условиях, связаны с проявлением соляной тектоники.

В соответствии с вышеуказанным, формирование здесь залежей происходит с большой долей вероятности за счет поступления УВ из подсолевого разреза.

Отмечается в целом приуроченность месторождений к зонам значительной дифференциации соли, где по геофизическим материалам предполагается наличие разрывов соляного экрана.

Анализ условий залегания продуктивных отложений свидетельствует об их приуроченности к различным типам соляных куполов. В свою очередь, формирование месторождений связано с ловушками, стоящими на путях миграции УВ. Такими путями являются глубокопогруженные межсолевые мульды, зоны региональных разломов.

Значительную роль в процессе латеральной миграции играет соотношение соляных гряд и регионального наклона надсолевых отложений. Поступающие УВ из глубоких горизонтов, зон разломов мигрировали по региональному наклону и затем, как по одному из возможных путей, вдоль соляных гряд, улавливались в различных ловушках. Неблагоприятное в этом отношении расположение отдельных ловушек может быть одной из причин их непродуктивности. Отмечается в целом, что продуктивными являются в основном крылья (блоки) структур, расположенные в направлении регионального погружения надсолевых отложений. Это может быть одним из поисковых признаков при размещении работ на данной территории.

Как указывалось ранее, наиболее полные разрезы триасовых отложений развиты в Сарпинском прогибе. К югу и юго-востоку в региональном плане отмечается выклинивание триасовых отложений с образованием отдельных узких террас. К первой из них приурочен ряд месторождений газа.

Юрско-меловые отложения в районах проявления соляной тектоники развиты в наиболее полном объеме в пределах межкупольных мульд и обычно отсутствуют в сводах прорванных куполов.

Известные залежи нефти в юрско-меловых отложениях (Верблюжье месторождение) приурочены к ловушкам двух типов. На северо-восточном блоке – это антиклинальная ловушка над периферией купола. На западном блоке –

это ловушка примыкания к крутому склону соли (экранируемая солью). В обоих случаях ловушки расположены в направлении погружения надсолевых отложений в сопредельные мульды. Последние, при прочих равных условиях, могут быть благоприятными зонами образования УВ за счет реализации нефтегазового потенциала этих отложений.

На юге территории, где отсутствует соляная тектоника, юрско-меловые отложения имеют повсеместное распространение. На региональном фоне погружения пород на юг эти отложения осложнены отдельными локальными поднятиями. Это малоамплитудные брахиантиклинальные складки, часть из которых осложнена тектоническими нарушениями. Представляют собой в основном ловушки антиклинального типа, продуктивность которых, при прочих равных условиях может быть связана с наличием в разрезе пластов-коллекторов и пород, способных генерировать нефть и газ.

Интересны в этом отношении исследования в других регионах относительно дальности миграции УВ при формировании месторождений в терригенных комплексах [3]. Исходя из принятой модели, что генерация УВ идет в самой толще, расчеты показали значительные изменения размеров нефтесборной площади для различных по запасам месторождений.

Так, в общем виде для нефтяных месторождений с запасами 2,5–7 млн т радиус нефтесборной площади колеблется от 0,8 до 12 км. Применительно к геологическим условиям рассматриваемой территории по такой схеме возможно формирование значительного количества месторождений. В действительности это не так, в силу ряда причин, прежде всего геологического характера.

Следует отметить, что перспективы мезозойских отложений в значительной степени определяются существованием в палеоплане благоприятных условий для реализации нефтегазоматеринского потенциала пород. Таким условиям в целом соответствуют зоны развития, главным образом, юрских отложений, залегающих на глубинах порядка 1400–1500 м. Благоприятной в этом отношении в региональном плане является южная часть территории. Естественно, это не исключает формирования залежей в разрезе за счет поступления УВ из прогибов, более глубоких горизонтов в зонах тектонических нарушений и в целом по разломам. Заслуживают внимания в этом отношении приразломные структуры. В свою очередь, дизъюнктивные нарушения в общем случае являются не только путями поступления УВ в комплекс и пласты коллекторов, но и путями рассеяния флюидов, а также препятствием для их латеральной миграции.

Для региона отмечается приуроченность залежей УВ к структурам раннего времени заложения. Последние, при прочих равных условиях, представляют собой ловушки, способные аккумулировать УВ на разных этапах нефтегазообразования и миграции.

Практическое значение для дальнейших работ может представлять ряд выводов, вытекающих из анализа причин отрицательных результатов прошлых лет.

К их числу относятся отрицательные результаты поисковых работ на отдельных антиклинальных структурах в юрско-меловых отложениях в южной части территории. Здесь на региональном фоне погружения пород в южном направлении, углы наклона северных критических крыльев структур лишь не намного превышают региональный наклон. Не исключено, что вследствие этого на отдельных структурах нефтенасыщена лишь кровельная (1,0–1,5 м) часть пластов-коллекторов. Предполагается, что благоприятной ловушкой

для нефти является структура, наклон критического крыла которой превышает региональный подъем отложений в 2,5 раза и более. Предпочтительными в нефтегазоносном отношении здесь являются морфологически выраженные структуры раннего (юрского) времени заложения амплитудой более 25 м. Положительным фактором может быть наличие в северной части структуры тектонического нарушения сбросового типа (Бешкульское месторождение).

Значительное влияние на формирование залежей УВ, при прочих равных условиях, играет изменчивость коллекторских свойств и эффективных мощностей перспективных отложений. Это, в частности, относится к байосской базальной песчано-алевролитовой пачке, к которой приурочены залежи нефти и газа в регионе и сопредельных районах Калмыкии.

Для юрско-меловых отложений отмечается в целом увеличение песчаности продуктивных пластов в присводовых частях отдельных структур, связанных, прежде всего, с тектонической обстановкой их формирования [2].

Значительное опесчанивание отложений нижнего триаса прослеживается в широкой полосе в восточной части Сарпинского прогиба.

Получение на отдельных площадях нефтепроявлений из песчаных пластов, имеющих сложный характер распространения и изменчивость коллекторских свойств, может указывать на возможное развитие неструктурных ловушек.

Заслуживает изучения вытянутая в субширотном направлении зона отсутствия байосской базальной пачки южнее Бешкульского месторождения, в узкой полосе сочленения Прикаспийской впадины и кряжа Карпинского.

Безрезультативность работ на отдельных площадях может быть связана и с причинами методологического характера. К их числу относится практика опробования отдельных перспективных объектов одиночными скважинами. Важное значение в этом отношении имеет статистика по региону в целом, согласно которой только одна треть месторождений выявлена первой скважиной.

Анализ материалов ГИС и результатов испытания на отдельных площадях свидетельствуют также, что ряд интервалов опробования захватывает водонасыщенную часть разреза. В отдельных случаях, вследствие плохой изоляции интервала испытаний, могли быть межпластовые перетоки.

В целом, перспективны для поисков залежей УВ практически все районы области. Малоизученными являются приморская часть территории и прилегающие районы Северного Каспия. Здесь на значительной по площади территории приморской части (более 4 тыс. км²), по аналогии с сопредельными районами, может быть выявлено в юрско-меловом комплексе порядка 20–25 структур. Поиски нефти и газа в регионе могут быть также связаны с неструктурными ловушками, целенаправленные работы на которых по существу не велись.

Таким образом, перспективы поисков УВ в рассматриваемых отложениях обусловлены наличием и сочетанием ряда геологических факторов. Каждый из них в той или иной степени имеет решающее значение для формирования, в конечном счете, залежей нефти и газа. Большое значение для поисковых работ имеет повышение качества подготовки объектов, получение максимальной информации об их строении до бурения. При выборе объектов для постановки поисковых работ и размещении их объемов в ряде случаев требуется проведение технико-экономического обоснования.

Выполненный анализ накопленных материалов и проведенная оценка геологических факторов нефтегазоносности, полученные выводы и отдельные положения могут иметь практическое значение в плане продолжения дальнейших работ и изменения сложившейся ситуации в регионе к лучшему.

Библиографический список

1. **Воронин Н. И.** Геология и нефтегазоносность юго-западной части Прикаспийской синеклизы / Н. И. Воронин, Д. Л. Федоров. – Саратов : Изд-во Саратов. гос. ун-та, 1976. – С. 192.
2. **Григорович В. Я.** Коллекторы нефти и газа Астраханского Прикаспия / В. Я. Григорович, И. А. Миталев, О. И. Серебряков // Геология, география и глобальная энергия : мат-лы VIII Междунар. науч.-технич. конф. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2009. – С. 60–63.
3. **Навроцкий О. К.** О дальности миграции углеводородов (УВ) при формировании месторождений в терригенных комплексах / О. К. Навроцкий, Г. И. Тимофеев, А. О. Навроцкий // Геолого-экономические перспективы расширения минерально-сырьевой базы Поволжья и южных регионов Российской Федерации и пути их реализации в 2009–2010 гг. : тез. доклада науч.-технич. конф. – Саратов : СОЕАГО, 2002. – С. 109–110.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОИСКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЮГО-ЗАПАДНОМ ПРИКАСПИИ

Е.А. Сидорчук, ведущий научный сотрудник

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва,

тел.: 355-96-67*20-21; e-mail: e_Sidorchuck@vniigaz.gazprom.ru

Рецензент: Серебряков О.И.

На основе изучения и анализа геолого-геофизических материалов выполненных поисково-разведочных работ систематизированы и сформулированы основные перспективные направления поисков углеводородных залежей на территории Астраханской области.

Basic perspective directions of hydrocarbon reservoir exploration in the Astrakhan region have been systematized and formulated in the article on the basis of study and analysis of geological and geophysical data of the exploration carried out.

Ключевые слова: перспективы, нефтегазоносность, глубокозалегающие отложения, пермтриасовые отложения, Астраханский свод, Заволжский прогиб, Каракульско-Смушковская зона поднятий.

Key words: prospects, oil and gas bearing, deep-bedded sediments, Permian-Triassic sediments, the Astrakhan vault, Zavolzhsky deflection, Karakul-Smushkovskaya zone of lifting.

Правильность выбора направлений и оценка перспектив нефтегазоносности определяется адекватностью геологических представлений о формировании изучаемой территории.

В тектоническом отношении Астраханская область расположена в зоне сочленения Восточно-Европейской платформы и Скифско-Туранской плиты – в юго-западной части Прикаспийской впадины, являющейся крупнейшей надпорядковой отрицательной структурой. Эта территория включает тектонические элементы I порядка: северо-восточную часть кряжа Карпинского, Астраханский свод, Сарпинский прогиб (северное обрамление Астраханского свода), Заволжский прогиб, Каракульско-Смушковскую зону дислокаций.