

**К ВОПРОСУ О ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
НАДСОЛЕВОГО КОМПЛЕКСА ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ**© 2015 г. Л. А. Анисимов¹, С. В. Делия²

1 – ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг"

2 – ОАО "РИТЭК"

В 81 выпуске журнала «Недра Поволжья и Прикаспия» опубликована статья В. А. Жингеля с соавторами «Оценка перспектив нефтегазоносности надсолевых отложений Волгоградского сектора Прикаспийской впадины» [5]. Следует согласиться с основным выводом работы о перспективности надсолевых отложений в зоне развития типичных соляных куполов, в отличие от областей развития линейных соляных гряд. Существующие на сегодняшний день результаты геолого-поисковых работ неоднократно подтверждали тезис о том, что пластовое залегание соли (включая зону соляных антиклиналей) неблагоприятно для вертикальной миграции углеводородов из подсолевого комплекса, а сингенетичное формирование залежей нефти и газа невозможно вследствие негативных геологических и геохимических условий [2]. В то же время использование только геоструктурных показателей для обоснования геологоразведочных работ на современном этапе нерационально. Использование гидрогеологических и геохимических данных поможет уточнить условия формирования залежей и, следовательно, локализовать перспективные зоны.

В отличие от восточной части Прикаспийской впадины, где еще в позапрошлом веке из надсолевых отложений осуществлялась добыча нефти в промышленных масштабах, в западной (российской) части положение принципиально иное. Мощный комплекс кайнозойских отложений скрывает возможные нефтепроявления, аналогичные

тем, которые распространены на поверхности в Эмбенском районе. В то же время подземные воды плиоценовых отложений буквально пересыщены газом почти на всей территории Северо-Западного Прикаспия. Только во второй половине прошлого века здесь в мезозойских отложениях открыто достаточно много, хотя и мелких, залежей газа, а немногие нефтяные месторождения имеют своеобразный состав флюидов. Однако главный итог геологоразведочных работ заключается в том, что территориально определились основные зоны нефтегазонакопления в надсолевом комплексе: Новоузенский район и Сарпинский прогиб.

Целью данной статьи является выяснение причин такой локализации и, соответственно, возможность обоснования перспективных объектов в надсолевых отложениях западной части Прикаспийской впадины.

Продуктивность надсолевых отложений Прикаспийской впадины обосновывается наличием благоприятных структурных форм, связанных с соляно-купольной тектоникой.

К настоящему времени установлено, что все известные месторождения приурочены к ловушкам, которые по положению относительно различных элементов солевого рельефа разделяются на следующие типы:

- сводовые и присводовые (крыльевые);
- периферийные, приуроченные к крутым склонам соли в периферийных частях куполов;
- подкарнизные – связанные с соляными карнизами;

- связанные с соляными отрогами и пещерками в межкупольных зонах;

- прибортовые – приуроченные к пологим бортовым частям компенсационных мульд;

Также выявлены основные нефтегазоносные комплексы:

- верхнепермско-триасовый (терригенный и карбонатно-терригенный);

- средне-верхнеюрский (карбонатно-терригенный);

- меловой (карбонатно-терригенный);

- палеоген-неогеновый (карбонатно-терригенный).

Однако наличие благоприятной ловушки не является достаточным условием для формирования залежи. Много зависит от развития процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Существуют разные представления об источниках образования залежей углеводородов в отложениях надсолевого комплекса. По данным одних исследователей, залежи надсолевого комплекса генетически связаны с залежами подсолевого комплекса, а по материалам других – скопления углеводородов в надсолевом комплексе образовались за счет органического вещества вмещающих пород. Если верна первая точка зрения, то наличие залежей углеводородов зависит от их образования в подсолевых отложениях и возможности их прорыва через соленосную покрывку или в зоне ее отсутствия. Если же верна вторая – необходимо искать зоны нефтегазообразования в самих надсолевых отложениях.

Оценка перспектив нефтегазоносности внутренних частей Прикаспийской впадины представляет сложную задачу вследствие больших глубин залегания, изменения литофациальных характеристик и влияния соляно-купольной тектоники, что значительно осложняет интерпретацию сейсмических данных. В этих условиях использование геохимических показателей позволяет бо-

лее уверенно планировать геолого-поисковые работы.

Обоснованием для использования геохимических показателей служат факты проявления вертикальной миграции углеводородов и сопутствующих компонентов в определенных геологических условиях в зоне распространения соленосных отложений [3].

Разработка минералого-геохимических методов прогноза, сопровождающих, как правило, газометрические исследования, основывается на факте миграции растворов и газов из подсолевых отложений. Они ориентированы на выявление минеральных новообразований, следов миграции микроэлементов из надструктурных ореолов, изменений магнитных свойств пород покрывки и т. д.

Рассмотрим, как распределение залежей нефти и газа в надсолевом комплексе соответствует характеру проявлений миграционных процессов в зависимости от строения соленосной толщи в пределах западной части Прикаспийской впадины. С одной стороны, являясь совершенной покрывкой в области пластового залегания, она может терять эти свойства при образовании соляных куполов. С другой – подземные воды, генетически связанные с соленосными породами или проходящие через них в процессе миграции, существенно меняют облик вод надсолевых отложений. Последнее обстоятельство создает уникальные возможности для изучения миграционных процессов в разрезе осадочной толщи.

Нефтегазоносность

Сарпинского прогиба (рис. 1)

Верхнепермско-триасовый нефтегазоносный комплекс включает в себя отложения верхней перми, нижнего и среднего триаса. Промышленно нефтегазоносными отложениями триаса являются песчаники в подошве и кровле ветлужского горизонта индского яруса, баскунчакского горизонта



Рис. 1. Расположение нефтяных и газовых залежей в Сарпинском прогибе
Фрагмент тектонической карты Н. И. Воронина и др. (2001)

оленёкского яруса и карбонатные отложения анизийского яруса. Покрышками служат глинисто-карбонатные породы оленёкского яруса и глины ладинского яруса.

Песчаные коллекторы индского и оленёкского ярусов нижнего триаса – основные объекты разработки месторождений Шаджинско-Бугринской приподнятой зоны Сарпинского мегапрогиба. Представленная в нем терригенная толща имеет широкое распространение, кроме отдельных сводовых частей соляных куполов. Промышленная газоносность индских и оленёкских терригенных отложений установлена на Бугринской, Шаджинской, Северо-Шаджинской, Пустынной, Совхозной, Чапаевской и других площадях. Так, на Бугринском месторождении из индских песчаников и алевролитов получены промышленные притоки газа дебитом 131–312 тыс. м³/сут.

На Шаджинском месторождении промышленные притоки газа получены из индских (до 214 тыс. м³/сут) и оленёкских (до 472 тыс. м³/сут) песчано-алевритовых отложений. Здесь выявлены две газовые залежи: в песчаном пласте нижней части разреза баскунчакской серии (оленёкский ярус) и в песчано-алевролитовой пачке ветлужской серии (индский ярус), одного возраста с продуктивной пачкой Бугринского месторождения. Северо-Шаджинское месторождение содержит промышленные залежи газа в песчаниках ветлужской и баскунчакской свит. Кроме того, притоки газа получены из пластов кровли оленёкского яруса. Залежи относятся к типу пластовых сводовых.

Промышленные притоки газа на Пустынном месторождении также получены из индских и оленёкских отложений.

Месторождение находится на периферии соляного ядра и приурочено к северному приподнятому блоку, где были открыты две газовые залежи в баскунчакском и ветлужском пластах, аналогичные по возрасту продуктивным пластам Шаджинского месторождения.

На Совхозном месторождении промышленные притоки газа (до 257,2 тыс. м³/сут) получены из индских песчаников. Газовые залежи на Пустынном и Совхозном месторождениях относятся к типу пластовых, экранированных соляным телом и разрывными нарушениями. Состав газа в основном метановый.

В 2008 году в отложениях нижнего триаса также было открыто Юртовское нефтяное месторождение. Промышленные притоки нефти получены из песчаных пластов индского яруса, на 6-мм штуцере дебит нефти составил 41 м³/сут. Глубина залегания залежи 1100 м, общая толщина коллектора 10 м, эффективная – 2,6 м, коэффициент открытой пористости 23%. Извлекаемые запасы нефти составляют 500 тыс. т. Выше лежащие карбонатные породы оленёкского яруса газонасыщены. Тип залежи пластово-сводовый.

В среднетриасовых карбонатных отложениях анизийского яруса коллекторами являются трещиноватые и кавернозные известняки, открытая пористость которых изменяется от 1 до 24,3%, средняя – 19%. Промышленная нефтегазоносность анизийских известняков установлена на Северо-Шаджинском месторождении Сарпинского прогиба. Дебиты газа при испытаниях среднетриасовых отложений достигали 132 тыс. м³/сут. Промышленные притоки газа получены на Бугринской, Шаджинской и других площадях.

Кроме того, в среднетриасовых терригенных отложениях ладинского яруса известны промышленные скопления углеводородов на Касаткинском и Северо-Шаджинском месторождениях.

В *средне-верхнеюрском нефтегазоносном комплексе* известны продуктивные горизонты в байосском, батском ярусах средней юры и титонском ярусе верхнего отдела юрской системы. Сложены они полимиктовыми песчаниками и алевролитами, пористость которых составляет 30–35% при проницаемости до сотен мД.

Промышленная нефтегазоносность среднеюрских отложений установлена на открытом в 1991 году Верблюжьем месторождении, где получен промышленный приток нефти в скв.3 из интервала 1600–1605 м дебитом 135 м³/сут. Нефтеносными являются терригенные отложения средней юры и нижнего мела, залежи которых открыты в 1993 году. Коллекторами служат песчаники светло-серые кварцевые, слабосцементированные до песка, слюдистые, мелко- и среднезернистые.

На Совхозном месторождении при опробовании среднеюрских отложений в скв.3 Совхозной получены притоки пластовой воды с нефтью. Покрышкой для среднеюрских коллекторов является глинистая байосская толща. Она сложена аргиллитоподобными глинами с прослоями алевролитов и аргиллитов.

В *меловом нефтегазоносном комплексе* в пределах юго-западной и северо-западной части Прикаспийской впадины обнаружены промышленные скопления нефти (Южно-Вязовское, Верблюжье) и газа (Халганское), как в нижнем, так и в верхнем отделах мела. Коллекторами здесь служат кварцевые песчаники, ракушняки или пески, мощностью 5–12 м, и алевролиты, имеющие пористость от 14 до 35%, проницаемость от единиц до 3–5 тыс. мД.

Отдельные тектонические блоки месторождения Верблюжье в пределах Левобережья Астраханской области содержат промышленные залежи нефти в отложениях маастрихтского яруса верхнего мела и в апт-альбских породах нижнего мела. Ме-

сторождение Верблюжье является наиболее интересным с точки зрения разнообразия свойств нефти в различных залежах.

В последние годы установлена промышленная газоносность меловых отложений в пределах южного блока Моктинского купола в районе Ивановско-Моктинской соляной гряды Сарпинского соляного массива. Газопроявления в меловом разрезе отмечались при бурении на Маячной и других площадях.

С палеогеновым нефтегазоносным комплексом отложений связаны небольшие залежи нефти на Чапаевской и газа на Царынской, Полевой и Ики-Бурульской площадях. Приурочены они к терригенным коллекторам (песками и песчаниками). Поскольку в пределах исследуемой площади отмечается значительный размыв верхнемеловых и палеогеновых отложений, то с данным комплексом перспективы обнаружения залежей УВ невелики.

Нефтегазоносность Новоузенского района

В Саратовском Заволжье в ветлужских (индских) отложениях открыто Куриловское месторождение. Оно приурочено к одноименному соляному куполу. Ловушка нефти пластовая сводовая, тектонически экранированная. Залежь нефти – в пласте триасового песчаника, залегающего над солью, глубина залегания 2071–2085 м. Общая толщина коллектора 25 м. В Саратовской области в оленёкских отложениях открыты три месторождения: Узеньское, Спортивное и Лукашовское. В данных отложениях коллекторами являются известняки органогенно-обломочные, трещиноватые, кавернозные с многочисленными прослоями алевроитов и песчаников, мощность 7–11 метров.

В Новоузенском районе Саратовской области открыт ряд небольших газовых залежей в верхневолжском подъярусе (Лукашовское, Старшиновское, Спортивное и Таловское).

На территории Саратовской области продуктивность установлена в пределах нижнего отдела мела на южном блоке Узеньской площади. Нефтеносность нижнеальбского песчаного пласта установлена в процессе бурения скв.4 Узеньской по результатам интерпретации данных ГИС и подтверждена опробованием ИПТ интервала 765–803 м. Средний дебит составил 31,9 м³. Нефтяная залежь в базальном песчаном пласте аптского яруса выявлена при опробовании ИПТ в процессе бурения Южно-Узеньской и Узеньских скважин 3, 4, 5. В скв.3 при опробовании ИПТ интервала 989,5–1011,3 м получен приток нефти с расчетным дебитом 353,4 м³/сут. В скв.4 из интервала ИПТ 1032–1042 м расчетный дебит нефти составил 645,12 м³/сут. В скв.5 Южно-Узеньской при ИПТ из интервала 976–985 м получен приток нефти с расчетным дебитом 731,5 м³/сут.

Следует также обратить внимание на характер геоморфологических элементов рассматриваемой территории. Она расположена в зоне, где реки Большой и Малый Узень резко ($\approx 90^\circ$) меняют вектор течения. Их симметричность и общность направления с волжской долиной позволяют предполагать единство тектонической сетки разломов всей территории.

Южный борт Прикаспийской впадины

Дополнительной зоной, представляющей интерес в качестве перспективной, является южный борт Прикаспийской впадины в зоне выклинивания соленосных отложений. На территории Калмыкии на палеозойских отложениях залегают меловые породы, и только к востоку получают развитие юрские отложения. В Астраханской области к ним приурочены залежи нефти на Бешкульской площади, нефтепроявления на Тинакской, Разночиновской и Кирикилинской площадях.

Физико-химическая характеристика флюидов. Большинство выявленных в над-

солевой толще месторождений являются газовыми. Вместе с тем наличие нефтяных залежей на различных площадях в нижнетриасовых, среднеюрских и меловых отложениях, а также недавно открытые нефтяные месторождения (Верблюжье, Вязовское, Юртовское) свидетельствуют о проявлении в западном Прикаспии достаточно сложной зональности нефтегазонакопления. Проявления сероводорода в газах и пластовых водах надсолевых отложений Прикаспийской впадины достаточно редки.

Гидрогеохимические показатели миграции флюидов. Факт наличия вертикальной миграции углеводородов (УВ) позволяет использовать различные геохимические методы поиска месторождений нефти и газа. В практике широко используются, например, газометрические методы, заключающиеся в анализе водорастворенных УВ газов, а также в изучении состава газов открытых пор и сорбированных породой.

Для надсолевого комплекса характерны пластовые давления, близкие к нормальным, чем они отличаются от аномальных пластовых давлений в подсолевых отложениях. Вертикальная разгрузка вод в надсолевой комплекс подтверждается высокой минерализацией вод триасовых отложений почти на всей территории впадины, а также проявлением других следов миграции флюидов. Например, наличие в терригенных отложениях триаса регенерированного калиевого полевого шпата объясняется воздействием на полевой шпат вод, обогащенных калием.

Естественно, более четко процессы вертикальной миграции вод можно изучать на основе анализа химического состава подземных вод надсолевых отложений. Зоны разгрузки должны фиксироваться соответствующими гидрохимическими аномалиями, которые отражают состав вод выщелачивания соленосных отложений. Это прояв-

ляется не только на составе подземных вод, но даже на составе многочисленных соляных озер Прикаспийской низменности. Хорошо известно различие в рапе озер Эльтон и Баскунчак, которое связано с зонами распространения магниевых солей в самих соленосных отложениях.

В связи с неоднородностью фациальной обстановки накопления солей актуальной задачей становится выяснение геохимической дифференциации отложений и определение геохимического фона для каждой поисковой зоны. Характеристика фаций галогенных отложений, состав солей, внутрипоровых рассолов и газов могут быть положены в основу методов выявления зон перетока вод из нижележащих отложений в надсолевой комплекс. По характеру вертикальной миграции рассолов нельзя судить о поведении углеводородов, однако это позволяет определять «окна», по которым могут поступать не только воды, но и углеводороды. Таким образом, информация о строении и составе соленосных отложений может стать ключевым звеном в разработке методов прогнозирования нефтегазоносности подсолевых отложений.

Вторым компонентом, который оставляет яркие следы миграции в разрезе осадочной толщи, является сероводород, повсеместно распространенный в подсолевых отложениях. Если H_2S инертен по отношению к соленосным породам, то при входе в терригенные отложения надсолевого комплекса происходит его активное взаимодействие с породами и водами, содержащими железо и другие тяжелые металлы. Мигрируя через осадочные породы, он взаимодействует с кислородсодержащими компонентами нефтей и органического вещества, тионизируя их. И наконец, попадая в зону аэрации и кислородсодержащих вод, образует скопления самородной серы. Таким образом, в надсолевом терригенном комплексе формируются скопления вторичных сульфидных

минералов, нефти с высоким содержанием серы и скопления элементарной серы. Эти показатели нами рассматриваются как наиболее перспективные для верхнего гидрогеологического этажа, который лучше изучен, чем глубокозалегающие подсолевые отложения.

Залежи сероводородсодержащего газа и проявления сероводорода в надсолевом комплексе. Как уже упоминалось, проявления сероводорода в газах и пластовых водах надсолевых отложений Прикаспийской впадины достаточно редки. Известны два месторождения природного газа в юго-западной части Прикаспийской впадины – Бугринское и Воропаевское, где газ в триасовых отложениях содержит до 5% объемных сероводорода. При проходке и испытании некоторых скважин отмечены проявления сероводорода (например, в Аралсорской опорной скважине и др.). Сероводородсодержащие воды известны в районе оз. Баскунчак. Активные проявления сероводорода фиксировались при проходке скважин в соленосных отложениях на Эльтонском соляном куполе.

Наличие сероводорода в породах, в которых он не может генерироваться по геохимическим причинам, может служить критерием для прогноза залежей сероводородсодержащих нефтей и газов. При бурении разведочных скважин в условиях недостаточно полной геологической информации одна из наиболее важных задач – выявление подхода к сероводородсодержащему пласту на возможно более раннем этапе. Анализ бурового раствора на содержание растворимых сульфидов может быть широко использован при поисковых работах в Прикаспийской впадине.

Сульфидные минералы в терригенных породах. Новообразования пирита и других сульфидов в перекрывающих соль терригенных отложениях являются следствием миграции сероводорода из подсолевого

комплекса. По Прикаспийской впадине отмечены многочисленные проявления сульфидных минералов в кепроках соляных куполов. Например, обильные проявления пирита и галенита известны в районе озера Баскунчак. Анализ материалов по глубоким скважинам (описание керна) показал наличие эпигенетического пирита на Квасниковской, Куриловской, Озинской, Красноармейской и других структурах северо-западной части Прикаспийской впадины, в основном в триасовых породах.

Сульфидная минерализация в ассоциации с самородными металлами (свинец и цинк) приурочена к аллювию современной гидросети в Новоузенском районе Саратовской области. В долине реки Б. Узень у села Дмитриевка выявлено проявление самородного свинца и галенита, в ассоциации с галенитом находятся пирит и барит. Высокое содержание самородного свинца отмечено на северо-востоке Новокузнецкого района у села Куриловка, где он ассоциируется с магнетитом и кинноварью [5]. Данный факт отражает возможность применения расширенного спектра методов, которые могут быть использованы при прогнозе распространения сероводорода в различных районах Прикаспийской впадины.

Сернистые нефти. На фоне малосернистых нефтей Прикаспийской впадины заметно выделяются нефти повышенной сернистости, месторождения которых тяготеют к Астраханскому своду. К сернистым относятся нефти с содержанием серы более 1%. Астраханский свод по надсолевым отложениям характеризуется рядом показателей, главным из которых является наличие сернистых нефтей в среднеюрских отложениях (табл. 1).

Элементарная сера. Вдоль границы выклинивания соленосной толщи зафиксированы нефтегазопоявления в западной, северной и восточной частях Прикаспийской впадины. В Волгоградском и Куйбышев-

Физико-химические свойства нефтей западной части Прикаспийской впадины

Площадь, № скв.	Возраст	Глубина (м)	Плотность (кг/м ³)	Сера (%)	Парафины	Смолы	Асфальтены
Куриловская, 4	T	2070	810	0,28	4,06	3,34	0,52
Узеньская, 22	T ₁	970	860	0,29	3,52	11	
Верблюжья, 3	J ₂	1600	795	0,05	13,43	4,1	
Верблюжья, 9	K ₂	862	917	1,19	6,81	21,44	0,79
Верблюжья, 10	K ₂	867	933	1,32	6,97	29,18	1,16
С.Верблюжья, 13	J ₂	1414	973	0,8	1,76	23,5	0,21
С.Верблюжья, 13	K ₁	1302	973	1,14	1,23	35,6	0,52
С.Верблюжья, 13	K ₁	1221	957	0,81	2,11	43,0	0,44
С.Верблюжья, 13	K ₁	1140	928	0,6	4,59	26,1	0,42
Ю.Вязовская, 2	T ₁	1002	853	0,65	6,85	8,85	0,11
Ю.Вязовская, 3	T ₁	1010	854	0,56	6,94	6,7	0,12
Бешкульская, 30	J ₂	1303	880	0,28	0,98	4,3	0,28
Бешкульская, 50	J ₂	1423	876	0,21	0,5	3,8	0,19
Бешкульская, 2	J ₂	1376	887	1,54	1,43	-	-
Бешкульская, 17	J ₂	1374	879	0,4	2,5	5,6	0,4
Бешкульская, 18	J ₂	1380	874	0,24	0,8	3,3	0,31
Тинакская, 3	J ₂	1440	909	0,6	0,8	6,2	0,37
Тинакская, 5		1421	881	0,25	0,4	3,2	0,26
Кирикилинская, 8		1320	894	1,17			
Разночиновская, 2		1120	947	1,0			
Разночиновская, 6	K ₁	1006	935	1,0	0,09	16,0	2,1

ском Поволжье, а также на крайнем западе Оренбургской области они приурочены к карбонатно-сульфатным отложениям казанского яруса мощностью до 30 м, которые залегают на размытой поверхности кунгура и более древних отложениях. На Приволжской моноклинали верхнеказанские отложения размыты, в результате чего карбонатные породы подвергались интенсивному карстообразованию в предтатарское время. Длительные перерывы в осадконакоплении отмечены также в предсреднеюрское, преднижнемеловое и предакчагыльское время. В западной части Приволжской моноклинали, где соленосные отложения кунгура за-

мещаются сульфатно-карбонатными, почти весь комплекс пермских, верхнекаменноугольных и надверейскую часть среднекаменноугольных отложений можно рассматривать как единую гидродинамическую систему, в пределах которой возможна вертикальная миграция как углеводородов, так и подземных вод. Поэтому в ряде случаев условия для серообразования возникают не только в казанских, но и в более древних отложениях, где в карбонатных породах присутствуют сульфатные минералы. Такие серопроявления зафиксированы в нижнепермских и верхнекаменноугольных отложениях Саратовского Поволжья.

Таблица 2

Состав газов надсолевого комплекса

Площадь, № скв.	Возраст	Интервал перфорации	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	CO ₂	N ₂	He
Таловская, 11	J ₃	920,0-929,0	97,95	0	0	0	0,20	1,85	0,011
Старшиновская, 1	J ₃	905,2-910,2	97,55	0	0	0	0	2,45	0
Спортивная, 2	J ₃	1300,3-1310,3	95,14	0,94	0,22	0,15	0	3,52	0,03
Халганская, 1	T ₁	1173,2-1176,2	83,32	0,25	0,09	0,03	0,20	16,6	0
Халганская, 1	T ₁	1225,2-1227,2	86,90	1,10	0	0	0,21	11,79	0
Бугринская, 1	T ₁	2606,4-2610,4	97,10	2,30	0	0	0,60	0	0
Бугринская, 6	T ₁	2665-2668	75,77	0,9	0,4	-	-	18,42	H ₂ S-5,01
Бугринская, 6	T ₁	2633-2638	95,02	0,28	-	-	1,48	1,62	H ₂ S-1,6
Бугринская, 6	T ₁	2604-2607	98,16	2,0	-	-	0,7	0,58	H ₂ S-0,56
Воропаевская, 5	T ₁	2356-2390	84,78	-	-	-	4,6	6,21	H ₂ S-4,5
Шаджинская, 1	T ₁	2679,9-2684,9	90,70	0,50	0	0	0,80	8,00	0
Шаджинская, 1	T ₁	2720,9-2727,9	86,90	0	0	0	0,80	12,3	0
Шаджинская, 18	T ₁	2720,0-2724,0	88,33	0,87	0,13	0,04	0,18	10,38	0
Шаджинская, 19	T ₁	2720,0-2725,0	88,48	0,88	0,16	0,04	0,70	8,00	0
Совхозная, 1	T ₁	2722,0-2768,0	94,62	0,68	0,08	0,02	0,25	4,56	0
Совхозная, 2	T ₁	2718,0-2724,0	91,22	1,20	0,13	0,05	0,48	6,79	0
Царынская, 1	P ₁	573-578	90,5	6,2	2,2	-	0,4	0,8	

В пределах Прикаспийской впадины серопроявления связаны с надсолевыми гипсово-ангидритовыми толщами соляных куполов. Они были обнаружены в целом ряде пунктов южной части Прикаспийской впадины – от Баскунчака на западе до Карачунгула на востоке. В то же время в северной части и на восточной окраине существуют обширные районы, где залежи серы не обнаружены, несмотря на значительный объем буровых работ. Все серопроявления в надсолевом комплексе связаны с кепроками соляных куполов, формирование которых обусловлено перерывами осадконакопления в сводовых частях купола. Именно здесь существовали наиболее благоприятные условия для окисления мигрировавших вверх по разрезу углеводородов и сероводорода сульфатами и кислородом воздуха. Если предположить такой механизм формирования скоплений самородной серы в надсолевом комплексе, то их распространение должно отражать наличие сероводорода в подсолевых отложениях.

Сведений о проявлениях элементарной серы в надсолевом комплексе в пределах Астраханского свода не имеется, однако они обнаружены на площадях, примыкающих к своду – Азгир, Отрадненский и Владимировский купола. Особый интерес представляют серопроявления в Новоузенском районе. Следы миграции сероводорода связаны с существованием крупного проявления самородной серы на куполе Безмянном в 30 км к юго-востоку от города Новокузнецка, а также на куполе Бирюковском, расположенном севернее. В гипсах кепрока здесь наблюдалась капельно-жидкая нефть. Для всех куполов этой зоны характерны обильные проявления пирита и других сульфидов тяжелых металлов.

Все же следует подчеркнуть, что предложенный критерий прогноза нельзя использовать во всех случаях. Его ограничения связаны с отсутствием вертикальной

миграции сероводорода из подсолевых отложений, например при наличии сплошной соленосной покрышки, а также с исключительно терригенным характером надсолевого комплекса, когда весь мигрирующий сероводород сорбируется породами.

Прогноз нефтегазоносности Прикаспийской впадины по гидрогеологическим и геохимическим показателям. Изучение Прикаспийской впадины с точки зрения условий миграции углеводородов позволяет видеть существенные отличия зон, в которых соль имеет пластовое залегание, от зон развития соляно-купольной тектоники. Эти особенности геологического строения определяют закономерности размещения как нефтегазопроявлений, так и серопроявлений в верхних горизонтах разреза и создают предпосылки для широкого использования геохимических данных при прогнозе распространения сероводорода в подсолевых отложениях. К геохимическим критериям, которые свидетельствуют о наличии в глубоких горизонтах сероводородсодержащих газов, относятся фиксируемые случаи проявления сероводорода в газах и подземных водах, сульфидного оруденения в породах, проявлений элементарной серы и сернистых нефтей в верхних горизонтах. Все эти признаки можно рассматривать как следствие миграции сероводорода или его взаимодействие с породами и подземными флюидами в различных гидрогеологических зонах.

Особый интерес представляет **Новоузенский участок**, совпадающий с крупной геохимической аномалией по надсолевым отложениям размером 90 x 45 км (рис. 2). На рассматриваемой территории открыто шесть месторождений нефти и газа (Куриловское, Таловское, Старшиновское, Узеньское, Лукашовское и Спортивное), а также ряд нефтегазопроявлений в триасовых и юрских отложениях.

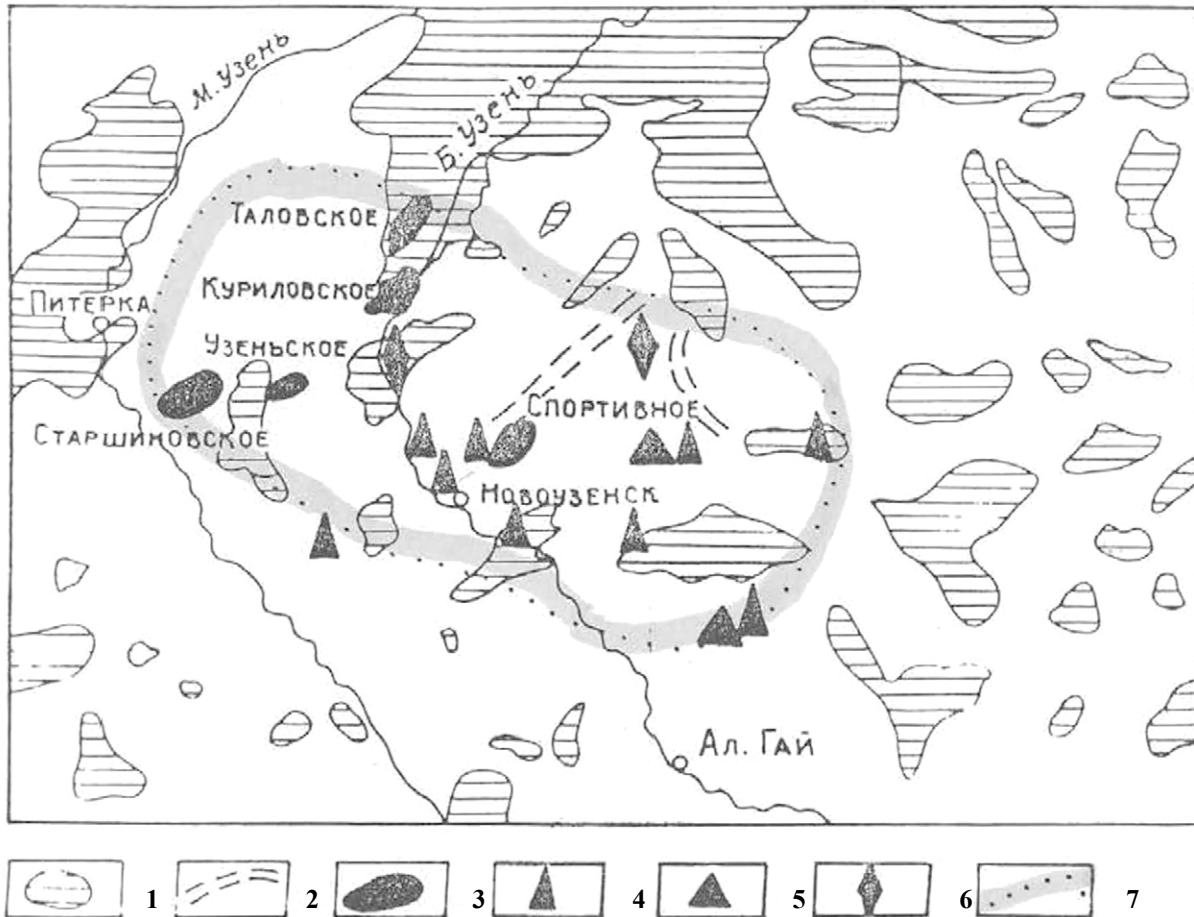


Рис. 2. Новоузенская геохимическая аномалия

1 – выходы палеозойских пород на преднеогеновую поверхность; 2 – грабены; 3 – месторождения нефти и газа; 4 – нефтегазопроявления; 5 – серопроявления; 6 – сульфидная минерализация; 7 – контуры аномалий

Для этого района характерна наиболее высокая концентрация проявлений углеводородов в надсолевых отложениях. Ближайшие зафиксированные газопроявления отмечены лишь в районе Порт-Артура в 100 км юго-восточнее города Новокузнецк. Второй особенностью района, отличающей его от других районов центральной части Прикаспийской впадины, является наличие нефти. Дебит нефти плотностью 835 кг/м³ в скв.4 Куриловской из триасовых отложений достигал 43 м³/сут. Для газа из скв.5 Спортивной концентрация гелия составила 0,033%, что, скорее, характерно для палеозоя Волго-Уральской области, чем для мезозоя.

Прогноз распространения сероводорода в подсолевых отложениях связан с определенным риском, который может быть обусловлен незнанием его характера и масштабов вертикальной миграции, его активной сорбцией терригенными породами, недостаточно тщательным исследованием геохимических и петрографических особенностей пород верхней части разреза при поисковых работах. Повысить надежность прогноза можно путем широкого использования результатов сейсмического зондирования, как это было сделано, например, для Сарпинского прогиба. Здесь по данным сейсморазведки выявлено крупное подсолевое поднятие, названное Юстинским (1).

Его площадь составляет несколько сотен квадратных километров, глубина залегания 6,5–7,5 км.

Если возможно выделить крупные подсолевые карбонатные массивы с помощью сейсморазведки, то ее можно использовать в комплексе с геохимическими методами и, таким образом, прогнозировать не только распространение сероводорода и общий характер подсолевого разреза, но и возможности вертикальной миграции флюидов в надсолевые отложения. Эти данные будут

определять общую стратегию поисков как в подсолевых, так и в надсолевых отложениях Прикаспийской впадины, так как только крупные карбонатные массивы способны быть носителями крупных скоплений УВ и источником УВ для вышележащих отложений.

Прогноз нефтегазоносности Прикаспийской впадины, сделанный по геохимическим данным, отличается от других видов прогноза, поэтому важно их совместное рассмотрение.

Выводы

1. Основанием для использования геохимических показателей служат факты проявления вертикальной миграции углеводородов и сопутствующих компонентов в определенных геологических условиях в зоне распространения соленосных отложений.

2. Наиболее уверенные геохимические аномалии создает сероводород, который присутствует в подсолевых отложениях и является, с точки зрения генерации, «запрещенным» компонентом для солей и надсолевых терригенных отложений.

3. На следы миграции сероводорода указывают проявления сульфидной минерализации, самородных металлов, элементарной серы в кепроках соляных куполов и ряд других признаков, установленных на открытых месторождениях-гигантах Прикаспийской впадины.

4. Анализ распределения геохимических показателей в надсолевом комплексе на территории Прикаспийской впадины является основой для сравнительной оценки различных ее районов по перспективам нефтегазоносности как надсолевого, так и подсолевого комплекса.

Л и т е р а т у р а

1. Андреев Г. Н. Предложения по реализации поиска крупных скоплений нефти и газа в подсолевых отложениях западной части Прикаспийской впадины // Геология и разработка месторождений в Прикаспийском регионе и морских акваториях. – Волгоград, 2010. – Вып. 69. – С. 271–274.

2. Анисимов Л. А. Парагенезис серы и нефти в Северном Прикаспии // Советская геология. – 1971. – № 9. – С. 86–97

3. Анисимов Л. А. Потапов А. Г. Геология, разведка и разработка залежей сернистых газов. – М.: Недра, 1983. – 197 с.

4. Отъкало В. В., Ковальский Ф. И., Курьшев Л. Д. Самородные металлы в современных аллювиальных осадках на территории Саратовской области // Геологическое строение и полезные ископаемые Нижнего Поволжья. – Саратов, 1977. – С. 70–75.

5. Оценка перспектив нефтегазоносности надсолевых отложений Волгоградского сектора Прикаспийской впадины / В. А. Жингель, В. М. Абрамов, Ю. А. Герасименко и др. // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2015. – Вып. 81. – С. 3–14.

