

Песчано-алевролитовые линзы Баженовской свиты являются потенциальным резервом и источником прироста запасов нефти в Западной Сибири. И их вполне можно использовать как самостоятельные объекты разведки и эксплуатации.

Библиографический список

1. Беспалова Е. Б. Особенности строения и условия образования аномальных разрезов Баженовской свиты (на примере Южно-Конитлорского и Курраганского месторождений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна) / Е. Б. Беспалова, А. А. Полякова, Д. С. Кучерявенко // Геология нефти и газа. – 2004. – № 1. – С. 6–13.
2. Зарипов О. Г. Новый тип разреза Баженовской свиты и перспективы увеличения извлекаемых запасов на территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» / О. Г. Зарипов, В. П. Сонич // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО : мат-лы IV науч.-практ. конф. – Ханты-Мансийск, 2001.
3. Захаров В. А. Биостратиграфия неокома Северного Приобья Западной Сибири / В. А. Захаров, В. А. Казаненков, Ю. И. Богомолов, Н. К. Лебедева, В. А. Маринов, Ю. Н. Карогодин, Е. Б. Пещевицкая // Геология и геофизика. – 1999. – № 8. – С. 1135–1147.
4. Мкртчян О. М. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносности отложений Западной Сибири / О. М. Мкртчян, Л. Л. Трусов, Н. М. Белкин, В. А. Дегтярев. – М. : Наука, 1987.
5. Нежданов А. А. Аномальные разрезы Баженовской свиты и их сейсмогеологическая характеристика / А. А. Нежданов, Н. Н. Туманов, В. А. Корнев // Сейсморазведка для литологии и стратиграфии : тр. ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1985.
6. Осыка А. В. Условия формирования аномальных разрезов Баженовской свиты на Тевлинско-Русскинском месторождении / А. В. Осыка // Вестник недропользователя. – 2002. – № 11.

ВОДОРАСТВОРЕННЫЕ ГАЗЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ И ВОЗМОЖНОСТЬ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

В.В. Ларичев, докторант;

В.И. Попков, профессор, академик РАЕН, декан геологического факультета

Кубанский государственный университет, г. Краснодар,

тел.: 8(861)2199634; e-mail: geoskubsu@mail.ru

Рецензент: Анисимов Л.А.

Рассмотрены условия формирования водорастворенных углеводородных газов в подземной гидросфере и возможность их промышленного использования. Намечены объекты, имеющие первоочередное значение для территории Краснодарского края.

Conditions of water-soluble hydrocarbon gases' formation in underground hydrosphere and possibility of its industrial usage have been reviewed. Objects of top priority task of the Krasnodar region have been marked.

Ключевые слова: подземная гидросфера, углеводородные газы, газосодержание, термобарические условия, ресурсы, разработка.

Key words: underground hydrosphere, hydrocarbon gases, gas content, thermobarical conditions, resources, development.

Водорастворенные (углеводородные) газы подземной гидросферы рассматриваются, как правило, в качестве «нетрадиционных ресурсов» и в России до настоящего времени не нашли достойного применения. При этом потенциальные ресурсы водорастворенных углеводородных газов, по экспертным оценкам, на несколько порядков выше разведанных запасов свободного природного газа и исчисляются сотнями и тысячами трлн м³. Подобные расчеты используют усредненные параметры газосодержания. Так, в пределах Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ) газосодержание подземных вод продуктивных отложений палеозоя невысокое и составляет 1,0–1,3 м³/м³, в юрско-меловом комплексе Западно-Сибирского мегабассейна – несколько выше и достигает 2–3 м³/м³ (реже более). Близкие значения газосодержания пластовых вод среднеплиоценовых отложений установлены на некоторых площадях Южно-Каспийской впадины.

Несколько выше газосодержание в пластовых водах Предкавказья и Керченского полуострова. Так, в водах Среднекаспийского НГБ газосодержание изменяется от 4 до 6 м³/м³, на площадях Керченского полуострова – от 3,97 до 5,15 м³/м³, в Индоло-Кубанском прогибе – до 8 м³/м³. В то же время отмеченная выше прямая зависимость газосодержания от глубины опробования в Южно-Каспийской впадине сменяется на экспоненциальную на площадях Керченского полуострова (рис.). При этом, как и в Южно-Каспийской впадине, до глубины 3000 м нарастание величины газосодержания имеет прямую зависимость, и лишь на глубинах свыше 3–4 км отмечается замедление темпа роста газосодержания на фоне резкого увеличения его абсолютных значений. Аналогичная картина отмечена и в западной части Индоло-Кубанского прогиба.

При всех недостатках применяемых методик расчетов ресурсов водорастворенных газов НГБ не вызывает сомнения, что эти ресурсы огромны и значительно превышают запасы известных газовых месторождений. В то же время целенаправленное изучение газоносности глубокозалегающих (5–6 км) комплексов в настоящее время не рассматривается. Известно, что формирование самостоятельных (свободных) газовых залежей возможно только в том случае, если объем генерации УВ выше, чем их растворимость в пластовых водах в конкретных термобарических условиях. В противном случае весь газ будет пребывать в водорастворенном состоянии. При этом предельный объем водорастворенного газа является функцией трех переменных величин, какими являются минерализация пластовых вод, пластовое давление и температура. По этой причине наблюдаемое нарастание растворимости углеводородов в пластовых водах с увеличением глубины залегания, сопровождающееся ростом температуры, давления и минерализации пластовых вод, – явление вполне закономерное, имеющее под собой физико-химическое обоснование.

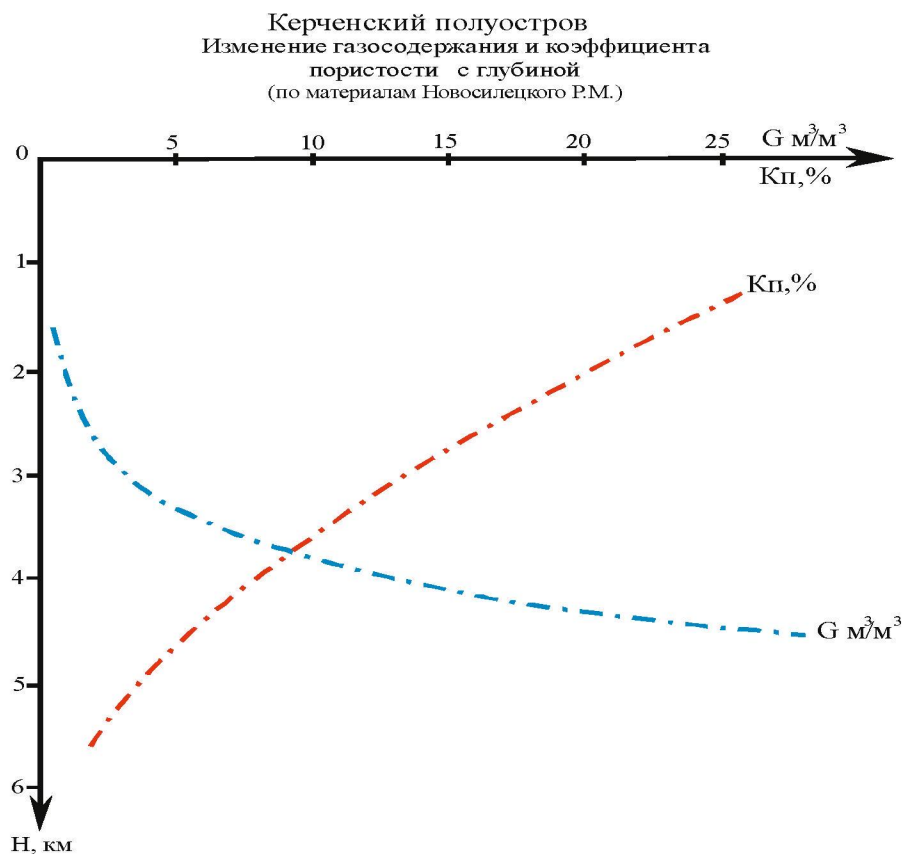


Рис. Керченский полуостров.
Изменение газосодержания и коэффициента пористости с глубиной

Таким образом, есть все основания полагать, что основные запасы газобразных УВ в недрах НГБ находятся либо в виде свободных газовых скоплений, либо в растворенном в пластовых водах состоянии. Установлено, что чем выше глубина залегания газонесущей толщи при высоком геотермическом градиенте, в условиях пониженной (менее 100 г/л) минерализации, тем меньше интенсивность дегазации пластовых вод, и большие объемы газа консервируются именно в водорастворенном состоянии. В пластовых водах высокой (до 350 г/л) минерализации растворимость газа резко снижается, и большая его часть остается в свободном состоянии. Следовательно, в условиях равных генерационных и консервационных потенциалов в НГБ с низкой минерализацией пластовых вод могут формироваться месторождения водорастворенного газа, а в условиях высокоминерализованных вод – свободного газа.

Примером водогазовых (газоводяных) залежей на глубинах около 4 тыс. м и невысокой минерализацией пластовых вод, не превышающей 10–15 г/л, являются структуры Таманского полуострова (Кучугуры, Фонталовская), Фонтановское газоконденсатное месторождение, Горностаевская, Кореньковская структуры в Крыму и ряд других. Так, на площадях Кучугуры и Фонталовская при опробовании верхнемелового карбонатного комплекса с глубины 3,5–4,2 км получены переливающие притоки высокотермальных (до 120–130 °С) пластовых вод дебитом от 400 до 2000 м³/сутки. Пластовые давления, измеренные на глубинах 3865 и 3968 м (скважина 10-Фонталовская), составили 71,5 и 73,1 МПа при коэффициенте аномальности 1,85, а исследования, вы-

полненные на штуцерах 4, 6 и 8 мм, показали возможность получения от 8 до 23 тыс. м³ газа в сутки при величине газового фактора 9–67 м³/м³. В скважине 5-Фонталовская пластовое давление, замеренное на глубине 3684 м, составило 64,0 МПа при коэффициенте аномальности 1,97, а при испытании интервала 3820–3899 м был получен приток газа потенциальным дебитом около 200 тыс. м³/сутки. Пластовое давление на глубине 3818 м составило 697 кгс/см². Коэффициент аномальности – 1,82; коэффициент гидропроводности kh/μ равен 8,2 д. см/сп³. Пластовые воды характеризуются гидрокарбонатно-натриевым типом, коэффициент гNa/гCl изменяется от 1,85 до 2,57, величина минерализации колеблется в пределах 5,0–9,2 г/л с довольно высокими концентрациями йода (28,4–44 мг/л), бора (112–427 мг/л), низким содержанием брома (10–23 мг/л) и магния – от 17 мг/л до полного отсутствия. Щелочноземельные металлы в пластовых водах не определялись. Установлено, что в термобарических условиях верхнемеловых отложений Таманского полуострова в пластовых водах может быть растворено не более 7–7,5 м³/м³ метана, а до 18–26 м³/м³ может присутствовать в виде диспергированного газа. В связи с этим при оценке «газоэнергетического потенциала» Тамани в расчетах рекомендуется использовать величину предельной газоемкости пластовых вод, равной 33 м³/м³, что в пересчете на среднесуточный дебит 1500 м³/сутки обеспечит добычу почти 50 тыс. м³ газа.

Принципиальная схема определения инвестиционной привлекательности проекта по использованию водорастворенных газов верхнемелового карбонатного комплекса Таманского района может выглядеть следующим образом. На первом этапе, в целях снижения капитальных затрат, производится расконсервация и восстановление двух ранее пробуренных скважин. При этом одна из них оборудуется как эксплуатационная, вторая – как нагнетательная для сброса отработанных вод. Водогазовая смесь с устья эксплуатационной скважины подается в сепаратор, и сепарированный газ поступает потребителю. Ближайший пос. Фонталовский расположен всего в нескольких километрах от скважины.

Дегазированная пластовая вода с температурой 120–130 °С поступает на геотермальную электростанцию, происходит выработка электроэнергии и подача ее потребителю, что скажется на снижении себестоимости газа как основного продукта. Охлажденную до 100–105 °С воду целесообразно направить частному потребителю тепличного хозяйства, отпускная цена которому значительно выше, нежели предприятиям социального сектора (ЖКХ). И, наконец, перед сбросом отработанных вод обратно в пласт она подается для извлечения гидроминерального сырья, в частности йода. При среднем содержании йода в водах верхнемелового комплекса 31,7 мг/л и суточном дебите 1500 м³/сутки только за месяц на поверхность будет выноситься около 1,4 т йода, рыночная стоимость которого в текущих ценах составит около 0,8 млн руб. В скважине Фонталовская 1 среднее содержание йода немногим более 40 мг/л, что в пересчете на суточный дебит составляет 1,8 т в месяц, стоимостью уже более 1,0 млн руб.

С целью снижения негативной нагрузки на экосистему региона на участке необходимо предусмотреть вариант возврата отработанных вод обратно в пласт, поскольку сброс на рельеф потребует разработку ряда мер по предотвращению загрязнения ландшафта и грунтовых вод. Поскольку объем закачиваемых вод, с учетом безвозвратных потерь, будет меньше, чем отбираемый, со временем произойдет снижение пластового давления, что приведет к частичной дегазации пластовых вод и выделению водорастворенного газа в

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.