

## **ИЗУЧЕНИЕ ГАЗОГЕНЕРИРУЮЩИХ ПРОЦЕССОВ МЕТОДАМИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ВОДНО-ГАЗОВЫХ РАВНОВЕСИЙ (НА ПРИМЕРЕ ЯМАЛЬСКОЙ НГО)**

*Дмитрий Анатольевич Новиков*

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, тел. (383)363-80-36, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Полученные результаты моделирования водно-газовых равновесий в пределах юрско-мелового разреза полуострова Ямал говорят о весьма благоприятном геохимическом режиме для протекания процессов формирования и сохранности залежей нефти и газа. Установлено, что газовая часть залежей в настоящее время трансформируется в направлении утяжеления своего состава и изменения концентраций неуглеводородных газов. В этой связи можно предполагать продолжение процессов образования, миграции и накопления нефти вплоть до современного этапа геохимического развития системы на фоне прекращения образования и накопления газов. У последних сейчас проявляется начальный период рассеивания – растворение в окружающих водах.

**Ключевые слова:** система вода-газ, равновесие, моделирование, Ямал.

## **STUDY OF GAS GENERATION USING WATER-GAS EQUILIBRIUM MODELING (THE YAMAL PETROLEUM AREA)**

*Dmitry A. Novikov*

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptyug Prospect, Ph. D., Head of the Laboratory of Hydrogeology of sedimentary basins of Siberia, tel. (383)363-80-36, e-mail NovikovDA@ipgg.sbras.ru

The results of modeling of the water-gas equilibriums within the Jurassic-Cretaceous section of the Yamal Peninsula indicate favorable geochemical regime for the formation and preservation of petroleum pools. It has been found that the gas portion of reservoirs is altered to accumulate gas concentration and to change non-hydrocarbon gas concentrations. The continuation of formation, migration, and accumulation of oil until the present stage of geochemical development of system can therefore be assumed, while the formation and accumulation of gases ceases due to dissolving in the surrounding waters.

**Key words:** water-gas system, equilibrium, modeling, Yamal.

Общепризнанно, что в современный период открытие новых месторождений нефти и газа в Западной Сибири уже не может основываться главным образом на выполненных по геофизическим данным структурных построениях и анализе общих геолого-геохимических показателей. В настоящее время уникальные сеноманские залежи газа Медвежьего, Уренгойского и Ямбургского месторождений находятся на стадии падающей добычи. В этой связи существует острая необходимость поисков и разведки, скорейшего введения в разработку новых объектов для сохранения добычи газа на прежних уровнях и его роста

в соответствии с Энергетической стратегией России и со стратегией развития ПАО «Газпром». Изучение физико-химических равновесий в системе «вода-газ», несущее информацию о региональных условиях образования и сохранения месторождений нефти и газа, а также процессах массообмена с окружающими их пластовыми водами, открывает новую обширную область исследований при геохимическом прогнозировании нефтегазоносности и оценке продуктивности локальных структур и площадей. Наиболее информативными критериями при поисково-разведочных работах являются газовые показатели, так как газы обладают наибольшей миграционной способностью и формируют активные ореолы рассеяния залежей [7].

Нашими более ранними исследованиями для ряда структур Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ) были установлены общие закономерности по насыщению пластовых вод газами, в том числе и для юрских и меловых комплексов [3, 4, 6, 8, 9]. В частности, установлено, что насыщение подземных вод газами носит сложный и неодинаковый характер. Выявлены пластовые воды от ненасыщенных до предельно насыщенных газами (по значениям  $K_2$ ). Установлены рост степени насыщения пластовых вод газами по мере погружения продуктивных пластов и зависимость степени насыщения пластовых вод газами от величины их общей газонасыщенности. Все воды при величине общей газонасыщенности более 1,8 л/л становятся насыщенными газами ( $K_2 = 1,0$ ), т. е. возникает теоретическая предпосылка для формирования углеводородных залежей. Ненасыщенные же газами пластовые воды, наоборот, способны растворять в себе сформированные ранее залежи нефти и газа. Была рассчитана приведенная газонасыщенность пластовых вод для продуктивных горизонтов Крузенштерского, Тасийского и Малыгинского месторождений, которая показала, что практически все воды являются предельно насыщенными газами, за исключением верхней части неокомского комплекса в пределах Малыгинского месторождения. Выявлена прямая зависимость между степенью насыщения пластовых вод газами ( $K_2$ ) и фазовым составом залежей. Установлено, что к зоне развития значений  $K_2$  от 0,8 до 1,0 приурочены основные газоконденсатные залежи, а к менее насыщенным водам – нефтяные. Довольно сложный характер выявленных зависимостей говорит о разнообразии химического и газового состава подземных вод, а также присутствию в горизонтах нефтегазоносной части разреза различных генетических типов вод.

Анализ перераспределения газов между углеводородными залежами и пластовыми водами показал, что залежи находятся преимущественно в нестабильном положении по отношению к вмещающим их водам. Практически из всех изученных залежей происходит рассеяние метана, диоксида углерода и аргона, что компенсируется поступлением в залежи гелия, азота, в разной степени гомологов метана. С глубиной отмечается рост фугитивностей газов. На многочисленном ряде залежей идет процесс переформирования в направлении утяжеления состава. Территориально изученные месторождения условно можно разделить на три района: северный (Малыгинское, Тасийское), центральный (Крузенштерское, Верхнететиутейское, Нерстинское) и южный (Нурминское, Хамбатеи-

ское, Ростовцевское). Анализ результатов расчетов, приведенных в обобщенном виде в таблице, показывает, что характер взаимодействия пластовых вод с УВ залежами различен. Так, если для залежей УВ северного и центрального районов установлено рассеивание метана и углекислого газа в окружающих пластовых водах и одновременная компенсация этого процесса поступлением гомологов метана, гелия и углекислого газа, то на юге полуострова Ямал направленность процессов другая. Установлен процесс рассеяния углеводородных компонентов залежей (метана и его гомологов) из нефтегазовых и нефтяных залежей пластов ТП<sub>22</sub> на Нурминском и НП<sub>1</sub>, НП<sub>2</sub>, НП<sub>3</sub>, НП<sub>4</sub>, НП<sub>7</sub> и НП<sub>7</sub><sup>0</sup> на Ростовцевском месторождениях. Диффузионное рассеивание газовой составляющей УВ залежей компенсируется поступлением азота из пластовых вод.

Таблица

Характер взаимодействия УВ залежей с пластовыми водами  
(по соотношению фугитивностей газов в растворе и залежи)

Газ	Месторождения							
	Мальгинское	Тасийское	Круzenshternское	Верхнегиутейское	Нерстинское	Нурминское	Хамбатейское	Ростовцевское
H <sub>2</sub>	+	+	+	+	-	-	-	-
CH <sub>4</sub>	-	-	-	-	+	-	-	-
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	+	+	+	+	+	-	-	-
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	+	+	+	-	+	-	+	-
iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	+	+	+	+	*	-	+	+
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	+	+	+	+	*	-	+	-
iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	+	+	+	+	*	-	+	-
nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	+	+	+	+	*	-	+	-
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	+	+	+	+	*	-	*	-
CO <sub>2</sub>	-	-	-	-	-	-	-	-
He	+	+	+	+	+	-	+	+
Ar	-	+	+	-	+	-	-	-
N <sub>2</sub>	+	+	+	+	+	+	+	+

*Примечание.* Направления миграции: «+» – в залежь; «-» – из залежи; «\*» – нет сведений.

Учитывая сравнительно однородный гидрогеохимический фон в изученных водоносных комплексах выделенных районов, отмеченные для них закономерности по диффузионному перераспределению газов между УВ залежами и подземными водами могут быть с определенной долей условности распространены на другие месторождения в их пределах. Полученные результаты по северным и центральным районам полуострова Ямал дают основание говорить

о весьма благоприятном геохимическом режиме формирования и сохранения залежей нефти и газа в меловых и юрских комплексах. Однако становится ясным, что газовая часть залежей в настоящее время трансформируется в направлении утяжеления своего состава и изменения концентраций неуглеводородных газов. В этой связи можно предполагать продолжение процессов образования, миграции и накопления нефти вплоть до современного этапа геохимического развития системы на фоне прекращения образования и накопления газов. У последних сейчас проявляется начальный период рассеивания – растворение в окружающих водах.

Можно говорить о некоторой специфике процессов перераспределения газов между залежами и окружающими их пластовыми водами в зависимости от фазового состава залежи. Наиболее интенсивно процессы обмена и переформирования протекают в пределах газоконденсатных и нефтегазовых залежей, а наименее интенсивно – в нефтяных. Такие же закономерности ранее были нами установлены для ряда структур центральных районов Надым-Тазовского междуречья, характеризующихся высокой степенью гидрогеологической закрытости недр [3].

Судя по имеющимся данным, иной процесс протекает в юрско-меловых отложениях южных районов полуострова Ямал (см. таблицу). На изученных Нурминском, Хамбате́йском и Ростовцевском месторождениях результаты расчетов показывают наличие резкой неравновесности свободных газов с подземными водами (степень насыщения пластовых вод газами составляет 0,26–0,63), причем с учетом индивидуальных соотношений фугитивностей разных газов это касается в первую очередь наиболее легких углеводородов. На этих месторождениях прогнозируется преобладание обстановки геохимической неустойчивости залежей нефти и газа, диффузионно рассеивающихся в окружающих водах на современном этапе развития водонапорной системы. Ранее нами высказывалось предположение о влиянии структур Щучьинского выступа на генетический тип подземных вод палеозойских образований Новопортовской структуры, где отмечается наличие древних инфильтрационных и конденсационных вод [5]. Процессы внедрения более молодых вод мы наблюдаем и в других водоносных комплексах.

Результаты моделирования показали, что зональность прогнозного – гипотетического состава свободной газовой фазы, кроме углеводородов и неуглеводородных газов, проявляется также в распределении гелий-аргонового отношения с глубиной, непосредственно связанного с абсолютным возрастом залежей УВ. В отличие от обычно применяемых методик расчета возраста газов, опирающихся на отношения гелия и аргона в подземных водах и дающих весьма проблематичные результаты, применяемый в программном комплексе HydroGeo [1] алгоритм базируется на эмпирическом уравнении В. П. Савченко для свободных газов, полученном им на основе обобщения данных по большому числу месторождений всего мира. Так, прогнозный возраст возможных залежей, оцениваемый по водорастворенным газам, увеличивается с 20–23 млн лет (верхний олигоцен) в верхах апт-альб-сеноманского комплекса до 40–87 млн лет (эоцен-верхний мел) в низах

неокомского. Полученные результаты хорошо согласуются с данными Н. Н. Немченко, А. С. Ровенской и М. Шоелла по изотопному составу природных газов гигантских залежей северных районов Западной Сибири [2].

Установлено, что большая часть изученной территории характеризуется весьма благоприятными условиями сохранения залежей нефти и газа. В северных и центральных районах полуострова Ямал (структуры юго-восточных районов Карской мегасинеклизы, юго-западных Южно-Карской мегаседловины, Бованенковско-Нурминского наклонного мегавала, юга Пайхойско-Новоземельской мегамоноклизы, южных и центральных районов Восточно-Пайхойской моноклизы) наблюдается незначительный сдвиг фазового равновесия в системе вода–газ, что позволяет предполагать открытие здесь новых месторождений и значительных запасов УВ в их пределах. В то же время имеющиеся гидрогеохимические материалы, подтверждаемые результатами моделирования водно-газовых равновесий, значительно снижают перспективы выявления новых залежей УВ в границах Ярудейского мегавыступа. Можно говорить также о низкой вероятности сохранения залежей нефти и газоконденсата в этом районе, даже если они были сформированы на предыдущих этапах развития водонапорной системы. Таким образом, полученные результаты моделирования водно-газовых равновесий позволяют говорить о весьма благоприятных условиях для формирования и сохранения залежей углеводородов в юрско-меловых отложениях на большей части полуострова Ямал.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Букаты М. Б. Рекламно-техническое описание программного комплекса HydroGeo. – М. : ВНИИЦ, 1999. – 5 с.
2. Немченко Н. Н., Ровенская А. С., Шоелл М. Происхождение природных газов гигантских газовых залежей севера Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1999. – №1–2. – С. 45–56.
3. Новиков Д. А. Степень газонасыщения подземных вод продуктивной части юрского гидрогеологического комплекса Харампурского мегавала // Геология нефти и газа. – 2000. – № 3. – С. 51–56.
4. Новиков Д. А. Степень насыщения подземных вод газами ниже-среднеюрских отложений Томской области // Обской вестник. – 2001. – № 1. – С. 99–102.
5. Новиков Д. А. Геолого-гидрогеологические условия палеозойского фундамента Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения // Изв. вузов. Нефть и газ. – 2005. – № 5. – С. 14–20.
6. Новиков Д. А., Шварцев С. Л. Гидрогеологические условия Предъенисейской нефтегазоносной субпровинции // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50, № 10. – С. 1131–1143.
7. Новиков Д. А. Применение методики поисков залежей углеводородов на основе изучения водно-газовых равновесий // Газовая промышленность. – 2015. – № 3. – С. 12–17.
8. Новиков Д. А. Оценка современного состояния нефтегазоносной системы по результатам изучения водно-газовых равновесий (на примере палеозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири) // Отечественная геология. – 2015. – № 3. – С. 7–32.
9. Novikov D. A., Sukhorukova A. F. Hydrogeology of petroleum deposits in the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin // Arabian Journal of Geosciences. – 2015. – Vol. 8, Issue 10. – P. 8703–8719.

© Д. А. Новиков, 2017