

ФОРМИРОВАНИЕ ГЕОФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКОГО РЕЖИМА НОВОПОРТОВСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.В. Горева
Институт проблем нефти и газа РАН, Москва,
e-mail: sandra_ne@mail.ru

Согласно концепции стратегического развития ОАО «Газпром нефть», к 2020 году объем добычи нефти должен достичь 90–100 млн т в год. Одним из стратегических объектов разработки является Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), с вводом в эксплуатацию которого ОАО «Газпром нефть» связывает свои ближайшие планы.

Основные объекты разработки Новопортовского НГКМ приурочены к меловым и юрским терригенным отложениям. Перспективы освоения палеозойских отложений уточняются. Проводится комплекс геофизических, геохимических, литологических исследований. Однако гидрогеологические условия этих отложений продолжают оставаться недостаточно исследованными. Между тем изучение характера продвижения пластовых вод и их геохимических параметров чрезвычайно важно, как для уточнения прогноза юрских и палеозойских отложений, так и для создания основ будущего гидрогеологического мониторинга разработки продуктивных пластов Новопортовского НГКМ.

Новопортовское НГКМ занимает особое место среди других месторождений севера Западной Сибири, прежде всего в силу весьма сложного геологического строения разреза и характера нефтегазоносности. Особенностью геофлюидодинамического режима нефтегазоносных комплексов севера Западной Сибири (где расположено месторождение) является его неоднородность. Мозаичная гидродинамическая картина часто встречается в районах, расположенных в областях дренирования региональных гидродинамических потоков на территориях островного и полуостровного типов. Влияние условий разгрузки здесь имеет большое значение, и любые изменения фильтрационных свойств пород, разнообразные геологические неоднородности независимо от генезиса могут приводить к блокированию отдельных потоков, созданию очаговых зон повышенных давлений. Также вполне вероятно возникновение факторов, снижающих давление за счет увеличения пустотного пространства и повышения емкостно-фильтрационных свойств флюидопроводящих пород, активизации гидравлической связи с нижележащими отложениями и т.д. [1–4 и др.].

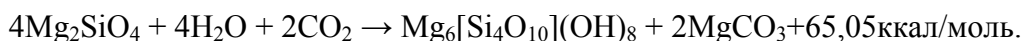
На севере Западной Сибири, в том числе и на территории Обской и Гадынской губ, в каждом комплексе, иногда в ближайшем соседстве (и даже в пределах одной структуры), обнаруживается «смесь» разных пластовых давлений. Например, отрицательные и близкие к нулю значения гидростатического напора распространены в меловых отложениях на Тазовской, Ямбургской, Каменномысской, Южно-Тамбейской, Геофизической площадях, а в нижнемеловых отложениях сформировались пьезомаксимумы (самый высокий – на Харасавэйской площади). Повышенные значения гидростатического напора известны на Губкинской площади (195 м), на Заполярной и Южно-Русской площадях (150–310 м), на Песцовой, Западно-Песцовой, Северо-Ныдинской и Ямбургской площадях [3]. Дефицит пластового давления фиксируется в Усть-Енисейском районе на Семеновской и Малохетской площадях и, возможно, на Геофизической площади [3, 4].

Вышеприведенные данные свидетельствуют о том, что на севере Западной Сибири в меловых отложениях (как в нижнем, так и в верхнем отделах) преобладает нисходящая миграция, а в юрском комплексе – восходящая. Природа пониженных давлений в меловых отложениях связана с различными факторами, некоторые из которых связываются с климатическими особенностями района, подъемом уровня Мирового океана и др. [3, 4].

Все ранее проведенные исследования дают основание полагать, что существуют различные механизмы формирования геофлюидодинамической неоднородности нефтегазоносных отложений Западной Сибири. Так, Л.Е. Яковлевым [12] для объяснения причин неоднородностей геофлюидодинамических режимов был разработан механизм метаморфогенной инфильтрации (М-инфильтрации). Суть этого механизма заключается в том, что гидратация глубокозалегающих базитов – магматических пород основного состава и их метаморфических аналогов – гранулитов и гнейсов происходит в течение зеленокаменного метаморфизма. Из-за образования высокоплотных вторичных минералов гидратация таких пород отличается незначительным, близким к нулю, приращением объема породного матрикса при отрицательном суммарном объемном эффекте, достигающем 10–12 %, что стимулирует приток воды из внешних источников. Область М-инфильтрации ограничена пьезомаксимумом зоны аномально высоких пластовых давлений и зоной, где истинное флюидное давление близко к гидростатическому или даже ниже него. Этот пьезомиимум отвечает предельной

глубине устойчивости системы флюидопроводящих трещин. При существенно отличающейся проницаемости пород чехла и основания в непрерывном нисходящем потоке может сформироваться еще один пьезоминимум, выраженный в депрессии истинного флюидного давления, которое приурочено к контакту чехла с основанием. В этой гидродинамической ловушке происходит декомпрессия просачивающихся газодонных флюидов, приводящая к обособлению и накоплению летучих и водорастворенных компонентов. Согласно этому механизму, возможно формирование залежей на стыке осадочного чехла и фундамента [7, 12].

Гидратация безводных силикатов магния и железа (М-инфильтрация) происходит при высоких (до 500 °С) температурах [12]. Образование серпентинитов также идет с поглощением воды, поставщиком которой на контакте основных пород с осадочным чехлом могут быть связанные воды. В частности, возможна такая реакция:



Можно отметить, что объемы связанных вод вполне достаточны для подобных взаимодействий. Это хорошо видно на примере уникального месторождения Уилмингтон, процесс формирования которого связан с развитием нисходящей миграции в течение всего геологического времени. Значительная часть месторождения и сейчас находится в поле действия отрицательного градиента пластового давления. Так, для горизонтов Тар, Рейнджер, Верхний Терминал, Нижний Терминал на месторождении Уилмингтон содержание связанных вод составляет 20–29 % [13].

На примере Новопортовского НГКМ рассмотрена возможность возникновения флюидодинамической неоднородности за счет проявления М-инфильтрации и показана приуроченность нисходящей миграции к зонам диафтореза пород фундамента. Фундамент месторождения состоит из гетерогенных по возрасту и составу блоков. В осевой части поднятия, в районе северного и южного сводов, располагается массив протерозойских плотных сланцев [5]. Отмечено наличие по всему вертикальному разрезу малоамплитудных и безамплитудных тектонических нарушений, создающих зоны разломно-трещинного разуплотнения в низкопроницаемых осадочных и непроницаемых кристаллических породах [10, 11 и др.].

Палеогидрогеологический анализ показал, что в раннемезозойское время здесь еще существовал инфильтрационный режим. Инфильтрационные воды могли проникать достаточно глубоко в массив карбонатных пород, вызывая декарбонатизацию

(карбонатный карст). Независимыми исследованиями подтверждено наличие многочисленных карстовых полостей палеозойского карбонатного массива [6, 8, 9]. Также установлено, что карстовые полости в карбонатных породах палеозоя Новопортовского НГКМ формировались вдоль древних разломов северо-восточного простирания и усиливались в местах их пересечения с разломами субмеридиональной направленности, что говорит о дренирующей роли этих разломов. Благодаря нисходящей миграции вод карстованием были затронуты породы на сотни метров в глубину [8, 9]. Установлено, что карстовые полости, вскрытые скважинами 211, 216, 217, углубляются в тело карбонатных отложений на 200 м. В центральной части месторождения вскрыты отложения палеозойского возраста, представленные зеленокаменной формацией. О том, что здесь возможен механизм поглощения вод (а вместе с ними зрелого ОВ), говорят следующие факты.

К зеленокаменной формации приурочено большинство сухих объектов, что можно объяснить участием вод осадочного происхождения в процессах гидролиза пород основного состава. Заметим, что эти процессы продолжаются и в настоящее время. К этой зоне приурочены сухие объекты, вскрытые скважинами 88 (–2519), 109 (–2528), 125 (–2580), 126 (–2656), 139 (–2652), 161 (–2676), 179 (–2679), 194 (–2635), 215 (–2917) и др. В самой непосредственной близости расположены скважины 132 (–2569), 136 (–2622), 219 (–2823). Вне влияния этого фактора оказывались сухие объекты, вскрытые в единичных случаях: скважины 303 (–3101), 307 (–3537) с испытанием в открытом стволе; 130 (–2778), в которой был сухой – только нижний – горизонт. Обращает на себя внимание тот факт, что некоторые скважины (131, 98) вскрыли по два или три следующих друг за другом сухих объекта; в других случаях (161, 130) сухим оказывался только нижний опробованный интервал. Случаев залегания сухого интервала над флюидонасыщенным не встречено. Интересно, что флюидонасыщенность меняется по направлению от скважины 216, где получены притоки воды, газа, конденсата и нефти, к скважине 211, где зафиксировано пониженное давление ближайшей от нее скважины 215, вскрывшей сухие объекты.

Высказано мнение [6, 8, 9], что узлы пересечений линеаментных зон играют основную роль в вертикальной миграции углеводородов. Такая проводящая роль, бесспорно, присуща тектоническим разломам и линеаментам, но эти разломы обеспечивают не столько восходящую, сколько нисходящую миграцию. Об этом можно, в

частности, судить по тому, что ряд сухих объектов приурочен к разломам и их пересечениям (например, обнаруженным на скважинах 88, 109, 130, 161, 179). Обогащение же пород кислого состава водами седиментационного генезиса приводит к проработке микротрещин агрессивными органическими кислотами в соответствии с вышеописанными процессами декарбонатизации. Как следствие, в породах этого типа повышается флюидопроводимость.

В заключение подчеркнем, что при обосновании прогнозных моделей формирования зон нефтегазоаккумуляции на недоступных пока для бурения глубинах следует обязательно учитывать возможность возникновения зон дефицита пластовых давлений в толщах зеленокаменных пород.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Абукова Л.А.* К вопросу о механизме формирования залежей углеводородов в фундаменте древних осадочных бассейнов // *Естеств. и техн. науки.* 2008. № 4. С. 46–52.
2. *Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности / сост. А.Р. Курчиков.* М.: Недра, 1992. 231 с.
3. *Кругликов Н.М., Нелюбин В.В., Яковлев О.Н.* Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна и особенности формирования залежей углеводородов. Л.: Недра, 1985. 279 с.
4. *Запивалов Н.П.* Образование вторичных резервуаров нефти и газа как результат активного взаимодействия в системе флюид – порода (на примере западно-сибирских месторождений) // *Гидрогеохимия осадочных бассейнов.* Томск, 2007. С. 181–186.
5. *Журавлев Е.Г., Облеков Г.И.* Гипергенная газоносная формация фундамента Новопортовского месторождения // *Геология нефти и газа.* 2000. № 5. С. 39–43.
6. *Кузьминов В.А., Пименова Л.В., Соловьев Н.Н., Салина Л.С.* Районирование территории севера Западной Сибири по степени субвертикальной флюидопроницаемости осадочной толщи пород // *Газовая геология России. Вчера. Сегодня. Завтра.* М., 2000. С. 162–168.
7. *Леонов М.Г.* Тектоника консолидированной коры и нефтегазоносность кристаллических пород // *Тектоника земной коры и мантии: материалы 38-го тектон. совещ.* М., 2005. Т. 1. С. 386–391.
8. Прогноз зон тектогенного разуплотнения низкопроницаемых нефтегазоносных пород с использованием материалов космических съемок (на примере ачимовской толщи

Западной Сибири) / Н.Н. Соловьев, В.А. Кузьминов, Л.С. Салина, Л.В. Пименова. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2002. 63 с.

9. Семашев Р.Г., Кузьминов В.А., Салина Л.С. О гидродинамических особенностях формирования палеозойских залежей Новопортовского ГКНМ. // Нефтегазовая гидрогеология на современном этапе: (Теоретические проблемы, региональные модели, практические решения). М., 2007. С. 241–254.
10. Скоробогатов В.А., Соловьев Н.Н., Фомичев В.А. Роль разломов в формировании, эволюции и разрушении скоплений газа и нефти в осадочном чехле северных и юго-восточных районов Западной Сибири // Прогноз газоносности России и сопредельных стран. М., 2000. С. 112–131.
11. Скоробогатов В.А., Фомичев В.А. Геологическая модель и условия формирования Новопортовского газоконденсатного месторождения // Геологическое моделирование газовых месторождений. М., 1986. С. 23–31.
12. Яковлев Л.Е. Инфильтрация вод в базальтовый слой земной коры. М.: Наука, 1999. 200 с.
13. Peter E. Putman, Grant S. Ward. The relation between stratigraphic elements, pressure regime, and hydrocarbons in the Alberta deep basin (with emphasis on select mesozoic units) // AAPG Bull. 2001. Vol. 85. P. 691–714.