**ПОСТРОЕНИЕ ТРЕХМЕРНОЙ МОДЕЛИ ПЛАСТА ПК₁
ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С УЧЕТОМ
СЕДИМЕНТАЦИОННОЙ ЦИКЛИЧНОСТИ**
3D GEOLOGICAL MODELING WITH ACCOUNT OF SEDIMENTOLOGICAL
CYCLOTHEMS BY THE EXAMPLE OF THE RESERVOIR PK₁
IN YAMBURGSKOYE FIELD

А. М. Барсукова, Г. В. Казанцев

A. M. Barsukova, G. V. Kazantsev

ОАО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: условия осадконакопления; трехмерная модель;
эффективная газонасыщенная толщина; сеноманская газовая залежь*
*Key words: depositional environment; 3D model; effective gas-saturated thickness;
cenomanian gas reservoir*

Сеноманский продуктивный комплекс формировался в течение длительной геологической истории, связанной с накоплением и последующим изменением осадков, формированием и ростом ловушек, приведших к созданию вместилищ для уникальных газовых залежей. Хорошим примером является газовая залежь пласта ПК₁. Качественное построение трехмерной модели имеет важнейшую роль, так как на ее основе решаются многие задачи: оценка запасов углеводородов, зон перспективного бурения, проектирование и мониторинг процесса разработки залежи.

Для оценки адекватности 3D-модели используются количественные и качественные критерии. Качественные критерии базируются на использовании априорной информации — определение условий осадконакопления. Количественные критерии определяются вычислением параметров качества, которые отражают сходство полученной модели с фактическими данными — геофизические исследования скважин, результаты лабораторных исследований керна, данные сейсморазведки.

Для корректного построения 3D-модели необходимо выполнение детальной корреляции и последующее создание структурного каркаса с учетом седиментационной цикличности отложений. В противном случае нарушаются схема нарезки слоев и распространение свойств в межскважинном пространстве [1].

Пренебрежение детальными исследованиями седиментации отложений при больших толщинах продуктивных пластов приводит к некорректному распространению внутренних флюидонепроницаемых перемычек и проницаемых пропластков-коллекторов в межскважинном пространстве, из-за чего флюидные потоки в фильтрационной модели формируются неправильно.

Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение административно расположено на территориях Тазовского и Надымского районов ЯНАО Тюменской области. В стратиграфическом отношении геологический разрез Ямбургского место-

рождения представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского платформенного чехла, который перекрывает породы палеозойского складчатого фундамента. В тектоническом отношении Ямбургское месторождение приурочено к крупному Ямбургскому мегавалу, вытянутому в северо-восточном направлении. Промышленная нефтегазоносность связана с такими нефтегазоносными комплексами, как нижнесреднеюрский, неокомский (нижний ачимовский и верхний), апт-альбский и сеноманский.

Месторождение открыто в 1969 году поисковой скв. 2, в которой при испытании сеноманских отложений получен фонтанирующий приток природного газа дебитом 2 млн 15 тыс. м³/сут. Площадь месторождения условно разделена на 4 участка — Анерьяхинский, Ямбургский, Харвутинский, Восточно-Харвутинский. Такое разделение было вызвано организационными причинами, связанными с условиями разработки. Объект исследований — Ямбургский участок.

Анализ зависимости коэффициента пористости от расстояния от кровли показывает, что прикровельная часть пласта ПК₁ характеризуется более низкими значениями пористости, и наблюдается его увеличение вниз по разрезу. Это указывает на повышение степени «мористости» пород к кровле, и, вероятнее всего, нижняя часть пласта формировалась в континентальных условиях, а верхняя — в прибрежно-морских.

Такую же тенденцию можно наблюдать на геолого-статистическом разрезе, который показывает, что вероятность встретить коллектор уменьшается вниз по разрезу. Что также указывает на изменчивость вверх по разрезу генезиса отложений от континентальных к прибрежно-морским. Гистограмма частот коэффициента пористости имеет бимодальное распределение, что также является основанием для разделения пласта на отдельные пачки. К. Е. Закревский в своих работах отмечает, что нормальное одномодальное распределение частот параметра пористости по РИГИС эмпирически установлено для большинства однородных литологических типов пород. Бимодальное распределение пористости, скорее всего, связано с тем, что необходимо разделить данную литофацию на две или более [2]. Помимо того, эксперты ГКЗ М. Я. Зыкин, И. С. Гутман и В. И. Пороскун в своих работах отмечают, что отдельные пачки в сеноманском разрезе выделить можно, то есть традиционное представление о сеноманском объекте как о залежи массивного типа с почти изотропным строением должно быть дополнено учетом фактора слоистости и вероятности деления на пачки [3]. А вот по латерали, согласно исследованиям А. Э. Конторовича, И. И. Нестерова, Ф. К. Салманова, А. В. Ежовой, Ф. З. Хафизова, условия накопления осадков, скорее всего, были выдержаны [4, 5, 6, 7].

В связи со сложившимися основаниями для расчленения и детальной корреляции использовались материалы геофизических исследований скважин, такие как метод потенциалов собственной поляризации (ПС), метод кажущихся сопротивлений (КС). Выбор указанных методов обусловлен их способностью отражать изменение гранулометрического состава пород по разрезу. В результате корреляции было выделено четыре литологических типа.

Можно предположить, что литотип ПК₁¹ принадлежит к прибрежно-морским отложениям, на которых можно выделить трансгрессивные и регрессивные циклы, а литотипы ПК₁²⁻⁴ преимущественно представлены континентальными отложениями.

По результатам выполненного анализа рассматриваемые отложения могут быть отнесены к следующим фациям:

- фация русловых отмелей спрямленных и ограниченно меандрирующих рек;
- фация внешней (песчаной) части поймы: стариц, разливных песков и береговых валов;
- фация внутренней (глинистой) части поймы;

- группа прибрежно-морских фаций: забаровых лагун, открытого моря с накоплением глинистых отложений, головных частей разрывных течений, барьерных островов и вдольбереговых трансгрессивных баров.

Качество дифференциации пласта подтверждается гистограммами распределения частот по коэффициенту пористости для каждого выделенного литологического типа. Из бимодального распределения частот коэффициента пористости для всего пласта было получено одномодальное распределение для каждого типа (рис. 1).

Рис. 1. Дифференциальное распределение частот коэффициента пористости по выделенным пачкам

Также была проведена детальная корреляция скв. 24 803, в которой были выделены четыре литотипа. Эта скважина была выбрана ввиду ее освещенности кернавым материалом. Границей смены генезиса отложений условно принята абсолютная отметка — 1 154 м, на которой отмечается эрозионный контакт литотипа с подстилающим слоем, что подтверждает правильность расчленения пласта.

О генезисе отложений мы также можем судить по рентгеноструктурному анализу глин и глинистых минералов отобранных образцов керна. Наличие в них каолинита свидетельствует о континентальной обстановке осадконакопления, а монтмориллонита — морской.

По данным рентгеноструктурного анализа из четырех глинистых минералов, содержащихся в песчаниках и алевролитах, отобранных из пласта ПК₁ в скв. 501, преобладает каолинит, его содержание составляет 33–56 % от общего содержания глинистых минералов. Доля смешаннослойных образований гидрослюда-монтмориллонитового ряда (ССО) равна 5–14 %.

В первом случае при построении трехмерной модели традиционного представления структурный каркас сложен двумя поверхностями: кровлей пласта ПК₁ и подошвой этого же пласта ПК₁, полученной конформным сдвигом кровли на 215 м (в абсолютных отметках). Во втором случае структурный каркас уточнен построением кровли каждого циклита.

В качестве одномерного тренда при построении литологических 3D-моделей были использованы геолого-статистические разрезы. При моделировании с учетом цикличности отложений для каждой выделенной пачки были составлены отдельные ГСР, которые были использованы в качестве тренда для каждого циклита.

Условия седиментации отложений сеноманского времени нашли свое отображение в сейсмическом поле в виде многочисленных русловых элементов, образующих разноранговые аллювиальные системы. Для построения 3D-модели на качественном уровне были использованы седиментационные срезы в интервале ОГ Г по сводному временному кубу 3D (рис. 2). Для каждого циклита были обозначены приоритетные области улучшенных коллекторских свойств, которые были выделены по прослеживающимся на срезах руслам рек. Результирующая трендовая карта была использована в качестве двумерного тренда при построении трехмерной геологической модели для каждого циклита.

Рис. 2. Седиментационные срезы в интервале ОГ Г по сводному временному кубу 3D

При построении каждой трехмерной модели были получены карты эффективных газонасыщенных толщин (рис. 3).

При сравнении этих карт получен коэффициент корреляции 0,98, что говорит о высокой тесноте связи. Газонасыщенный объем в полученных моделях отличается менее чем на 2 %, и данное представление может быть использовано при подсчете запасов.

Было проведено сравнение разрезов, полученных при моделировании каждым способом. На разрезе, выполненном с учетом цикличности отложений, наиболее четко проявляются литологические границы, выявление которых необходимо на этапе детального расчленения продуктивного интервала с целью локализации отдельных, гидродинамически не связанных между собой тел коллекторов, что важно для проектирования разработки месторождений (рис. 4 а, б). Стоит отметить, что у модели с уточненным структурным каркасом связность резервуара выше на 65 %.

Изучение фаций и связанных с ними коллекторов помогает объяснить разнотечность продвижения ГВК в процессе эксплуатации залежи.

Рис. 3. Карты эффективных газонасыщенных толщин сеноманской газовой залежи

Рис. 4. Разрезы Ямбургского участка Ямбургского месторождения по пласту ПК₁ (а) и с уточнением структурного каркаса (б)

Таким образом, показано, что по пласту ПК₁ довольно надежно прослеживаются глинистые литологические границы, на основе которых выделяются отдельные пачки гидродинамически не связанных между собой тел-коллекторов. При статистическом анализе выявлены изменчивость коллекторских свойств по разрезу пла-

ста и бимодальное распределение частот параметра пористости. В результате детальной корреляции и выделения фаций на основе электрометрических моделей В. С. Муромцева и кернавого материала были получены статистические данные, которые эмпирически установлены при анализе качества концептуальной модели. Полученные данные являются вескими для уточнения традиционного представления о сеноманском объекте как о залежи массивного типа с почти изотропным строением. Создание структурного каркаса с учетом седиментационной цикличности отложений, адаптация геологической модели в гидродинамическую являются важнейшим этапом при проектировании разработки месторождения.

Список литературы

1. Закревский К. Е., Майсюк Д. М., Сыртланов В. Р. Оценка качества 3D-моделей. – М.: ООО «ИПЦ «Маска», 2008.
2. Зыкин М. Я. Экспертная оценка степени изученности сеноманской залежи Ямбургского НГКМ, НАЭН. – М., 2013.
3. Закревский К. Е. Геологическое 3D-моделирование. – М.: ООО «ИПЦ «Маска», 2009. – 96 с.
4. Время формирования скоплений природного газа Западной Сибири / А. Э. Конторович [и др.]. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
5. Нестеров И. И. Вопросы теории осадконакопления платформенных отложений // Тр. ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1968. – № 19. – С. 45–52.
6. Ежова А. В. Литологические особенности верхнемеловых отложений севера Западно-Сибирской провинции // Тр. ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1972. – № 62. – С. 110–115.
7. Хафизов Ф. З. Повышение эффективности разведки залежей крупных нефтегазовых комплексов. – Л.: Недра, 1991. – 264 с.

Сведения об авторах

Барсукова Антонина Михайловна, техник 2 категории, ОАО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень, тел. 7(3452)286675, e-mail: barsukovaam@tngg.ru

Казанцев Глеб Владимирович, аспирант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 7(3452)283963, e-mail: kazancevg@inbox.ru

Information about the authors

Barsukova A. M., Technician of 2 category, OJSC «TyumenNIIGiprogas», Tyumen, phone: 7(3452)286675, e-mail: barsukovaam@tngg.ru

Kazantsev G. V., Postgraduate of Industrial University of Tyumen, phone: 7(3452)283963, e-mail: kazancevg@inbox.ru

УДК 556.38:556.013(571.1)

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЗАХОРОНЕНИЯ СТОЧНЫХ ВОД НА ТЕРРИТОРИИ ВЫНГАПУРОВСКОГО ГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО РЕГИОНА HYDRO-GEOLOGICAL CONDITIONS OF DUMPING WASTEWATER WITHIN THE TERRITORY OF THE VYNGAPUROVSKOYE GAS FIELD IN THE YAMAL-NENETS OIL AND GAS PRODUCING REGION

Н. К. Лазутин, В. А. Бешенцев
N. K. Lazutin, V. A. Beshentsev

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: сточные воды; регион; загрязнение; обезвреживание;
захоронение; месторождение*

Key words: wastewater; region; pollution; disposal; dumping; deposit

Проблема обезвреживания (утилизации) сточных вод нефтегазодобывающих предприятий крайне актуальна, так как ряд стоков, в частности «подтоварные» воды, образующиеся после сепарации водонефтяной эмульсии, обладают высокой токсичностью и повышенной минерализацией (15–20 г/дм³). Они не могут быть очищены до состояния, делающего их безопасными для сброса в речную сеть [1, 2]. В условиях Севера, она нередко представляется вообще трудноразрешимой. Ставка на традиционные очистные сооружения далеко не всегда оправдывает себя.

В результате стоки практически без очистки и обезвреживания (или недостаточно очищенные и обезвреженные) сбрасываются в водоемы, водотоки и на релье-