

3. Особенности геологического строения и разработки месторождений Шаимского НГР: сб. ст. / Под ред. М.Ф. Печеркина и др. – Урай-Тюмень, 2002. – 324 с.

КОМПЛЕКСНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЯНАО)

Ф.Н. Манасян

Научный руководитель доцент Л.К. Кудряшова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сеноманские отложения на севере Западной Сибири знамениты своими запасами газа и газоконденсата – Медвежье, Ямбургское, Юбилейное, Вынгапуровское, Уренгойское и другие месторождения. На данных месторождениях добывают около 60% от всей добычи газа в России [3].

Стоит отметить, что сеноманские газовые залежи изучают уже более тридцати лет, за это время получено большое количество геологической информации. Эти залежи принадлежат единому нефтегазоносному комплексу.

Однако последние данные изучения сеноманских отложений на упомянутых месторождениях указывают на то, что продуктивная толща газовых залежей в верхней части разреза представляет сложный полифациальный комплекс прибрежно-морских мелководных отложений, а в нижней части – отложений приморской аллювиально-дельтовой равнины. Следовательно, ловушка газа, сформированная в разрезе сеномана, регулировалась развитием флювиальных процессов на прибрежной равнине и контролировалась положением древней береговой линии.

При эксплуатации сеноманских залежей выявили несколько проблем, которые можно решить научно-техническим методом. К ним относятся:

- образование узких зон интенсивного обводнения на некоторых участках залежи;
- критически высокий подъем текущего газоводяного контакта (ГВК) на отдельных участках залежи;
- непостоянное дренирование залежи по площади в процессе эксплуатации залежи;
- в отдельных скважинах в процессе эксплуатации залежи существует опережающее подтягивание пластовых вод.

Поэтому целью работы является комплексное изучение геологического строения сеноманской залежи на примере одного из месторождений ЯНАО.

Исследуемое месторождение относится к Надым-Пурской нефтегазоносной области и расположено на Тазовском полуострове на территории Тазовского и Надымского районов Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области [1].

В ходе проведения исследований были проанализированы данные по керну, результаты ГИС и ГДИС, а также текущие показатели разработки.

Общая схема расчленения разреза сеноманской залежи выглядит так: укрупненная пачка ПК₁ или продуктивная пачка I состоит из пластов ПК₁¹, ПК₁², ПК₁³, ПК₁⁴. Залежь вскрыта в интервале глубин 980-1210 м. Размеры составляют 175×50 км. Хорошим примером для комплексного изучения является залежь пласта ПК₁.

Проанализировав коэффициент пористости видно, что в прикровельной части пласта ПК₁ наблюдаются его низкие значения, а вниз по разрезу происходит увеличение значений. Из этого можно сделать вывод, что в континентальных условиях образовалась нижняя часть пласта, а в прибрежно-морских формировалась – верхняя.

Похожую зависимость видим и на геологическом разрезе. Из проанализированных данных следует, что литотип ПК₁¹ относится к прибрежно-морским отложениям и можно выделить регрессивные и трансгрессивные циклы, а литотип ПК₁²⁻⁴ представлен континентальными отложениями.

В результате анализа отложения можно отнести к следующим фациям:

- русловых отмелей;
- внешней части поймы: береговых валов, разливных песков и стариц;
- внутренней части поймы;
- прибрежно-морской: барьерные острова и вдольбереговые трансгрессивные бары, открытое море с накоплением глинистых отложений.

Изучив фации, можно тем самым объяснить одну из важнейших проблем сеноманской залежи – это изменение контура ГВК и его критически высокий подъем. Значительный подъем ГВК (47-50 м) имеется на одних участках залежи, на вторых участках такой подъем имеет средние величины (24-36 м) и есть участки, на которых наблюдаются минимальные значения (4-14 м) [2]. Разновысотность подъема ГВК большей частью поясняется неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств сеноманского разреза, связано это с изменчивостью фациально-литологической характеристики пород-коллекторов.

Интервалы разреза с наиболее значимым подъемом ГВК относятся к подошвенным частям песчаных тел потокового генезиса, которые обладают однородным гранулометрическим составом и более хорошими коллекторскими свойствами. Второй по величине подъем ГВК, связан прежде всего с пляжевыми фациями, а также с баровыми фациями. Самый минимальный подъем ГВК по большей части относится к отложениям фаций частей берегового склона, турбидитных песчаников, которые характеризуются низкими коллекторскими свойствами. А также в нижней части сеноманского разреза наблюдается потоковая фация отложений приливных каналов, коллекторы которой обладают невысокой проницаемостью.

К подошвенным частям песчаных тел потокового генезиса приурочены интервалы разреза с наиболее значительным подъемом ГВК. Песчаные тела обладают однородным гранулометрическим составом и хорошими коллекторскими свойствами.

Из полученных результатов анализа данных, в наше время при разработке и освоении сеноманской залежи в основном не принимается во внимание распределение газа в разных литофациальных типах и классах коллекторов продуктивного горизонта. Для того чтобы исправить данное положение необходимо произвести детальную классификацию коллекторов сеноманской залежи изучаемого месторождения, которая будет принята недропользователями для подсчета запасов газа и газового конденсата в различных литофациальных типах и классах коллекторов.

Литература

1. Дюкалов С.В., Кирсанов А.Н., Маслов В.Н. Геолого-промысловые аспекты разработки сеноманских газовых залежей Западной Сибири. – М.: ВНИИЭгазпром, 1986. – 37 с.
2. Тимонина Л.Ю. Особенности процесса обводнения сеноманской залежи // Газовые ресурсы России в XXI веке. – М.: Недра, 2003. – С. 544–546.
3. Шилов Г.Я. К вопросу о создании фациально-фильтрационно-емкостной классификации терригенных коллекторов сеномана на месторождении Западной Сибири // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – 330 с.

СОСТАВ, СТРОЕНИЕ И ОБСТАНОВКИ ФОРМИРОВАНИЯ ВЕРХНЕВЕНДСКИХ КАРБОНАТНЫХ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЦЕНТРАЛЬНЫХ РАЙОНОВ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Р.В. Маринов

Научный руководитель старший научный сотрудник И.В. Вараксина
**Новосибирский национальный исследовательский государственный университет,
г. Новосибирск, Россия**

Поскольку добыча углеводородов на месторождениях Западной Сибири в настоящее время снижается, то одним из наиболее эффективных направлений расширения сырьевой базы России является создание Восточно-Сибирского нефтегазодобывающего комплекса. Непско-Ботуобинская антеклиз (НБА) – наиболее перспективный объект на Сибирской платформе (открыто 47 месторождений нефти и газа) [2, 3]. Из венд-нижнекембрийских карбонатных отложений получены многочисленные промышленные притоки нефти и газа на Даниловском, Верхнечонском и Талаканском месторождениях. Кроме того, в 2010 г. в 70 км от Верхнечонского было открыто Савостьяновское месторождение, нефтяная залежь которого находится в преобразенном карбонатном пласте венда.

Тем не менее, несмотря на высокую перспективность выявленных карбонатных продуктивных горизонтов, они отличаются непостоянством фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и нестабильностью притоков углеводородов [1]. Поэтому, актуальной задачей при изучении данных коллекторов является детальное исследование пустотного пространства различных типов пород с выявлением всех литологических факторов, которые повлияли на его формирование.

Объектом исследования являются карбонатные отложения ербогаченского (Б₁₃), преобразенского (Б₁₂) и усть-кутского (Б₃₋₅) продуктивных горизонтов венд-нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса центральной части НБА, вскрытые в скважинах Верхнечонская (ВЧ), Могдинская (М), Восточно-Сугдинская (ВС), Среднеботуобинская (СБ).

Ербогаченский продуктивный горизонт выделяется в составе тирской свиты, которая соответствует тирскому региональному горизонту. На территории Ботуобинской фациальной зоны выделяется аналог ербогаченского горизонта в верхнебюкской подсвите, которая входит в состав тирского регионального горизонта. Мощность продуктивного горизонта меняется от 9 до 36 м. Характеризуется неоднородным строением. В скважинах ВЧ и СБ горизонт сложен преимущественно нефтенасыщенными массивными доломитовыми оолито-комковатыми пакстоунами и вакстоунами с прослоями глинистых мадстоунов и вакстоунов.

В скважинах М и ВС ербогаченский продуктивный пласт делится на три пачки. Нижняя пачка сложена преимущественно массивными доломитовыми оолито-комковатыми пакстоунами и вакстоунами. В подошве отмечается примесь силикокластики. Средняя пачка имеет доломитовый состав и представляет собой крупную постройку из столбчатых строматолитов; в скважине ВС породы сильно ангидритизированы, в скважине М пачка нефтенасыщена. Верхняя пачка сложена в основном пизолито-оолитовыми грейнстоунами и пакстоунами с прослоями (от 0,1 до 1 м) мадстоунов и мелкокомковатых пакстоунов, вакстоунов. В ВС породы сильно ангидритизированные, в М – нефтенасыщенные.

Преобразенский продуктивный пласт выделяется в даниловском региональном горизонте и расположен в основании катангской и успунской свит, его мощность колеблется от 12 до 16 м. Породы горизонта нефтенасыщенные, в основном оолито-пизолитовые с маломощными прослоями глинистых мадстоунов и аргиллитов. Слоистость массивная, субгоризонтальная, иногда волнисто-линзовидная. Породы микропористые, ангидритистые, присутствуют многочисленные зачаточные микростилолиты.

Усть-кутский продуктивный горизонт вскрыт только двумя скважинами (М и ВС), выделяется в составе тэтэрской свиты и подразделяется на два продуктивных пласта, разделённые глинистой пачкой.

Нижний пласт имеет одинаковую мощность 24 м и преимущественно сложен нефтенасыщенными массивными крупно пизолито-оолитовыми (зерна 1-5 мм) грейнстоунами. Повсеместно фиксируются многочисленные микропоры и каверны (до 1 см). Породы равномерно перекристаллизованы до тонкокристаллических, иногда встречаются комки и реликты пизолитовых зерен. Всюду отмечаются многочисленные