

**УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПОРОД-
КОЛЛЕКТОРОВ ПЛАСТА БС₁₀¹ ЗАПАДНО-УСТЬ-БАЛЫКСКОГО НЕФТЯНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ХМАО)**

О.Н. Присяжнюк

Научный руководитель доцент Т.Г. Перевертайло

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Объектом исследования являются нижнемеловые отложения сортымской свиты, изученные на примере Западно-Усть-Балыкского нефтяного месторождения (Сургутского и Нефтеюганского районов Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области). Согласно тектонической карте (гл. редактор Шпильман В.И., 2000 г.) Западно-Усть-Балыкское месторождение разделено на две части: восточная часть участка входит в состав Сургутского свода, являющегося структурой I порядка, в пределах Усть-Балык-Мамонтовского вала, а западная часть попадает в Тундринскую котловину, которая раскрывается в северном направлении. С южной части на границе участка располагается Малобалыкская мегаседловина, с западной ее стороны находится Сальмский мегавал.

Основным продуктивным объектом является пласт БС₁₀¹, выделяемый в составе горизонта БС₁₀. Особенностью строения группы пластов БС₁₀ является клиноформный характер развития отложений, которые представляют собой изохронно не связанную систему песчаных тел, с различной степенью глинизации, позиционно, «внахлест» продолжающих друг друга в сторону отступающего моря, образуя, таким образом, регрессивный песчаный покров [2, 4]. По результатам ранее выполненных сейсморазведочных работ установлено, что клиноформы на месторождении имеют субмеридиональную направленность, то есть при корреляции их можно проследить только по разрезам, построенным с юго-востока на северо-запад. Пласт БС₁₀¹ относится к Покачевской клиноформе сортымской свиты раннемелового возраста.

С целью выявления особенностей геологического строения и закономерностей распространения коллекторов проведена корреляция продуктивного пласта БС₁₀¹, построены карты эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщин, распределения средних значений пористости. Все исследования проведены с использованием программного обеспечения (ПО) Prime и Petrel. ПО Prime – это интегрированная система, позволяющая собирать, обрабатывать и хранить геолого-геофизические данные для нефтегазовой отрасли. В ПО Petrel осуществляется построение геологических моделей, создание схем корреляции, различных геологических карт.

Первым этапом исследований являлось проведение корреляции разрезов скважин (рис. 1). За репер была принята подошва чеускинской глинистой пачки, которая хорошо выдержана по мощности (30–45 м) и обладает индивидуальной геофизической характеристикой, т.е. хорошо выделяется по ГИС по высоким значениям ГК и низким значениям НГТ [3]. Мощность пласта меняется от 14 м скважине 134 до 61 м в скважине 24 и закономерно увеличивается по направлению с СЗ на ЮВ. По литологическому составу пласт БС₁₀¹ неоднороден и представлен переслаиванием песчаников от мелко- до крупнозернистых с глинистыми и алеврито-глинистыми прослоями.

К подошве чеускинских глин приурочен отражающий сейсмический горизонт НБС₁₀, совпадающий с поверхностью кровли пласта БС₁₀¹. Для построения структурной карты по кровле пласта БС₁₀¹ в ПО Petrel [5] использовался сейсмический GRID по горизонту НБС₁₀. Далее эта поверхность была увязана с данными по скважинам, полученными в ходе корреляции. Согласно полученной структурной карте по кровле БС₁₀¹ Западно-Усть-Балыкское поднятие представляет собой структуру изометричной формы, выделяющуюся на пологом, террасовидном склоне, который погружается с северо-востока на юго-запад.

В результате проведенных геолого-геофизических работ на изучаемой площади установлены границы литологического выклинивания коллекторов, поэтому на месторождении выделяются три залежи пласта БС₁₀¹.

Для выделения и характеристики коллекторов проведена интерпретация ГИС в ПО Prime. Коэффициент пористости рассчитывался по кривой ГК, т.к. в ряде скважин кривая ПС отсутствует, либо бурение проводилось на соленом (полимерном) растворе.

Интерпретация осуществлялась по двойному разностному параметру [1], который равен отношению разности между текущим и минимальным значением ГК и разности между максимальным и минимальным значениями ГК:

$$\Delta J_{\gamma} = \frac{J - J_{\min}}{J_{\max} - J_{\min}},$$

где ΔJ_{γ} – двойной разностный параметр;

J – текущее значение ГК, гамма;

J_{\min} – минимальное значение ГК, гамма;

J_{\max} – максимальное значение ГК, гамма.

За предел коллектора принято значение пористости 15,8 %. По граничным значениям выделялись коллекторы и непроницаемые пропластки.

Для отложений пласта БС₁₀¹ была построена карта эффективных толщин (рис. 2) с учетом линий выклинивания коллектора, за пределами которой эффективная толщина равна нулю. Согласно проведенным построениям эффективная мощность пласта меняется от 0 м до 56,5 м, достигая своих максимальных значений в

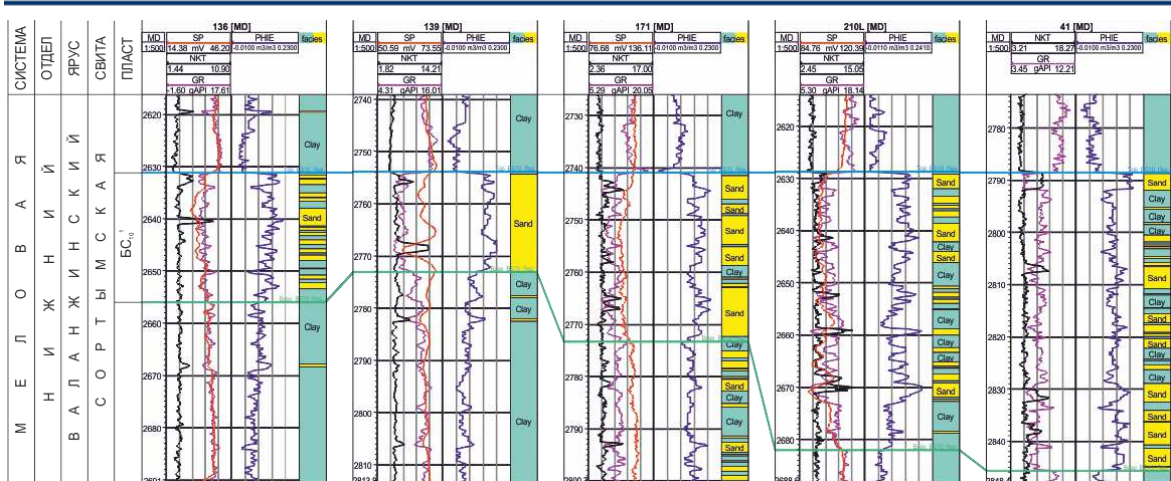


Рис. 1. Схема корреляции по направлению с СЗ на ЮВ по линии скважин 136 – 139 – 171 – 210L – 41

центре каждой залежи. Для южной залежи эти значения равны 56,5 м, для средней – 37,38 м, для северной – 50,34 м. Однако для достоверной оценки мощностей средней залежи необходимо иметь больше фактических данных по площади, в т.ч. бурение дополнительных скважин.

На основе полученной карты эффективных толщин, построена карта нефтенасыщенных толщин (рис. 3).

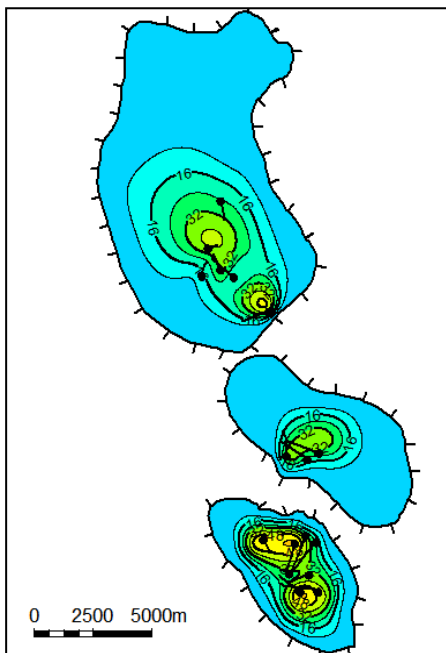


Рис.2 Карта эффективных толщин

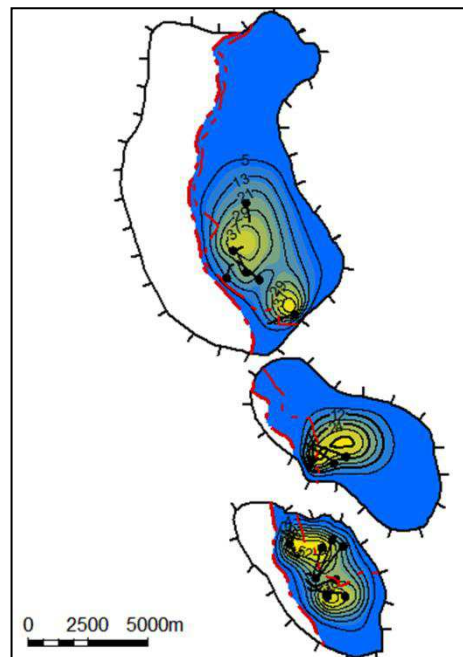


Рис. 3 Карта эффективных нефтенасыщенных толщин

Абсолютная отметка ВНК принята на уровне -2471 м на основе данных ГИС, данных опробования, перфорации и разработки пласта в первые месяцы работы. Нефтенасыщенная мощность пласта BC_{10}^1 меняется от 0 до 56,5 м. В южной залежи эффективная нефтенасыщенная мощность совпадает с эффективной, а в северной и средней залежи составляет 50,26 м и 37,48 м соответственно. Залежи по типу литологически экранированные [4]. Северная залежь имеет площадь 54,0, км², средняя и южная – 30,7 и 19,4 км² соответственно. Максимальная высота залежи достигает 61 м.

Для характеристики емкостных свойств (ЕС) коллекторов была построена карта распределения средних значений пористости (рис. 4). Максимальные значения отмечаются в купольной части залежей, где достигают 18,6 % и уменьшаются к линиям выклинивания до 15,8 %. В целом по всем трем залежам значения пористости распределены равномерно и характеризуются высокими ЕС.

Выводы:

Формирование отложений связано с обстановками мелководного шельфа, в которых формируются линзообразно-выпуклые ассиметричныетела, для которых характерно переслаивание песчаных и непроницаемых

глинистых и глинисто-алевритовых пород.

Увеличение общих толщин происходит в направлении с севера-запада на юго-восток.

Эффективная мощность пласта меняется от 0 м до 56,5 м.

Уровень ВНК принят на отметке -2471 м.

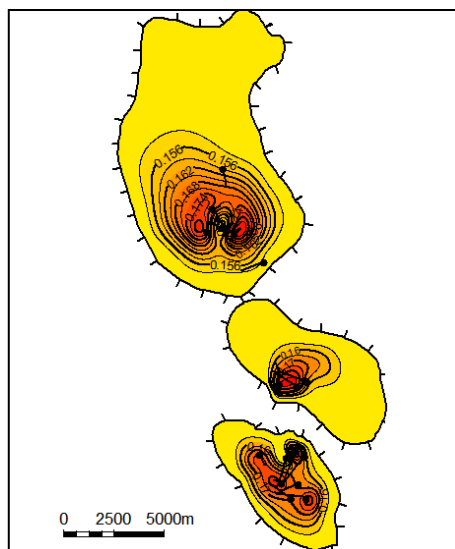


Рис. 4 Карта средних значений пористости

В пределах месторождения выделены 3 литологически экранированные залежи.

Все залежи характеризуются высокими значениями пористости, что по классификации А.А. Ханина позволяет их отнести к III классу коллектора.

Литература

1. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. – М.: Недра, 1991. – 368 с.
2. Гурари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ Западно-Сибирской плиты (история становления представлений). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. – 141 с.
3. Ежова А. В. Геологическая интерпретация геофизических данных. Учебное пособие. – Томск, Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 116 с.
4. Жарков А.М. Неантиклинальные ловушки углеводородов в нижнемеловой клиноформной толще Западной Сибири // Геология нефти и газа, 2001. – № 1. – С. 18 – 23.
5. Перевертайло Т.Г., Захарова А.А. Формирование 3D-геологических моделей месторождений нефти и газа в срезе программного комплекса Petrel («Shlumberger»). Практикум. – Томск, Изд-во ТПУ, 2010. – 93 с.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ РОЛЬ ВОДОРАСТВОРЕННЫХ ГАЗОВ В ФОРМИРОВАНИИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МЕДВЕЖЬЕ)

Н.Ю. Рахбари

Научный руководитель профессор Л.А. Абукова
Институт проблем нефти и газа, г. Москва, Россия

Месторождение Медвежье – гигантское месторождение газа на севере Западной Сибири - открыто в 1966 г. в Надым-Пурской нефтегазоносной области. Промышленная газоносность месторождения связана с отложениями сеноманского и валанжинского возрастов (покурская и мегнионская свиты).

Вопрос о механизмах и особенностях образования сеноманской газовой залежи не раз обсуждался в научной литературе, однако, некоторые особенности формирования газовой залежи месторождения Медвежье изучены в недостаточной степени. В частности, мало учитываются возможности выделения водорастворенных газов в свободное состояние на геологических этапах развития бассейна. Этому вопросу посвящена настоящая работа.

Ранее проведенный анализ гидродинамических условий нефтегазонакопления в пределах Западно-Сибирской водонапорной системы показал, что региональный поток подземных вод направлен с юга на север [3, 6]. Эта особенность может рассматриваться как один из факторов широкомасштабной латеральной миграции органических веществ и фазообособленных углеводородов из южных и центральных областей к Западно-Сибирского бассейна к северу, при этом подземные воды имели возможность на протяжении всей геологической истории насыщаться углеводородными газами. В.М. Александровым на примере Уренгойского и Тазовского нефтегазоносных районов показана прямая связь между объемом растворенного в пластовых водах газа и общим