

Среди генетических комплексов континентальных фаций Ононской впадины можно выделить два генерирующих типа. Первый, в составе элювиальных, делювиальных и пролювиальных отложений, обусловленный выветриванием и размывом бортовых частей и фундамента впадины и сносом материала мутьевыми потоками в пойму р. Онон. Для этого типа характерна повышенная битуминозность гравелитов и грубозернистых песчаников. Гравелиты образуют прослои мощностью 10–40 см. В них часты сложно изогнутые, бесформенные обрывки слойков и линз различных песчаников, алевролитов и аргиллитов. Скорее всего, они связаны с оползевыми явлениями. Для песчаников характерна светлая окраска и мелко-среднезернистая структура, а также массивная или горизонтально-слоистая текстура, обусловленная изменением окраски или наличием слойков алевролита.

Второй тип – аллювиально-речной, в составе пойменных, русловых и старичных фаций. Русловые фации представлены песчано-галечным материалом, в ее пределах выделяются более мелкие микрофации пристрежневой части русла и прирусловой отмели. Для первой характерны наиболее грубый материал и крупно линзовидная неправильная слоистость, для второй – значительно более мелкий и лучше промытый песчаный материал с правильной крупной косою слоистостью диагонального типа. Осадки русловой фации залегают на подстилающих отложениях с эрозионным контактом. Пойменная фация выражена тонкозернистыми горизонтально слоистыми осадками, выпадающими из взвеси медленно текущих полых вод, заливающих пойму (тонкозернистые песчаники, алевролиты). Старичная фация представлена илисто-углистыми песчаниками и алевролитами с характерными для них текстурами смятия и оползания. Во всех фациях присутствуют растительные остатки, наиболее крупные в пристрежневой части русловой фации и в старицах. Кроме того, встречены остатки пресноводных и наземных организмов (остракоды, конхостраки, моллюски, отдельные виды насекомых), особенно обильные в старицах.

Для континентальных фаций, как правило, накопление углеводородов связано с мелководными бассейнами. Для Ононской впадины, где определяется диагенетическая стадия образования углеводородов, на первый план выступают старичные фации. Именно эти условия наиболее благоприятны для образования нефтегазовых образований. Процентное содержание битумов здесь составляет практически 6 %.

Таким образом, для поисков нефтегазовых отложений на территории Ононской впадины необходимо тщательное фашиальное картирование для выделения старичных фаций, приуроченных к отложениям тургинской и мангутской свит.

Литература

1. Геологическая карта Читинской области масштаба 1:1000000 / К.К. Анашкина, К.С. Бутин [и др.]. – Чита, 2000. – 236 с.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ГЕОСТАТИСТИКИ ПРИ ПОСТРОЕНИИ ТРЕХМЕРНОЙ МОДЕЛИ 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

На сегодняшний день большинство трехмерных геологических моделей залежей строятся, основываясь на детерминистических методах. Однако при низкой степени изученности геологического строения залежи, достоверность таких моделей небольшая, поэтому все большую значимость приобретают стохастические геологические модели. Актуальность применения геостатистических методов в геологическом моделировании заключается в том, что оно дает возможность детализировать геологические неоднородности, а значит, позволяет с большей точностью спрогнозировать систему разработки и произвести подсчет запасов.

В работе исследовались нижнемеловые отложения сортымской свиты Западно-Усть-Балыкского нефтяного месторождения (Сургутского и Нефтеюганского районов Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области). В соответствии с тектонической картой (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.

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, 3]. Построение модели производилось в программном обеспечении (ПО) Petrel (Schlumberger)/

По данным геофизических исследований скважин (ГИС) и результатов сейсморазведки была построена структурная карта по кровле пласта БС₁₀¹ и карта эффективных толщин, на основе которых была получена структурная карта по подошве пласта БС₁₀¹. Построенные структурные карты представляют собой стратиграфический каркас модели [5]. Для расчета трехмерного грида выбран оптимальный размер горизонтальной сетки, равный 150×150 м с учетом минимального расстояния между скважинами. Вертикальное разбиение на слои, исходя из особенностей геологического строения, осуществлялось согласно кровле пласта. Для выбора оптимальной толщины слоя использовался модуль Data Analysis, который позволяет выполнять

детальный анализ свойств, выявлять распределения и тренды, а также взаимозависимости между различными типами данных. Представление данных в виде гистограмм, функций, кросс-плотов, круговых диаграмм помогает объективному анализу каротажных, сейсмических данных и распределенных свойств. На рисунке 1 видно, что наиболее подходящее значение для вертикального разрешения равняется 0,5 м.

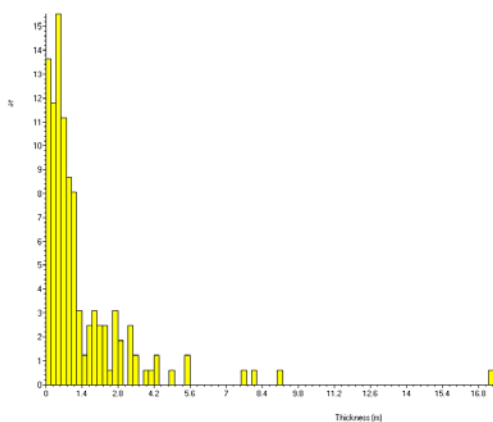


Рис. 1. Гистограмма распределения толщин песчаных слоев

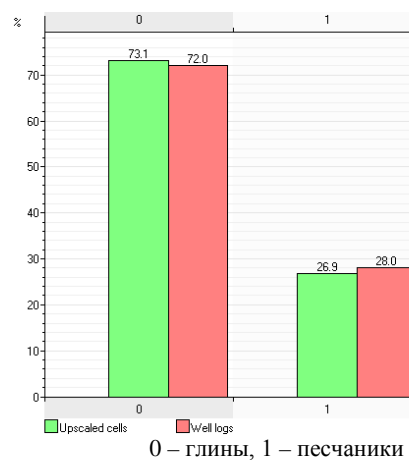


Рис. 2. Гистограмма перемасштабированных каротажных диаграмм (зеленым цветом), отображенных с исходной каротажной диаграммой (красным цветом)
0 – глины, 1 – песчаники

Дальнейшим этапом являлось перемасштабирование скважинных данных на сетку грида. На рис. 2 представлена гистограмма, показывающая сопоставимость перемасштабированных ячеек и исходных кривых ГИС [5].

Основным и одновременно самым сложным этапом построения трехмерных геологических моделей является интерполяция свойств в межскважинном пространстве. Для этого применяются методы математической статистики. Для выявления пространственной корреляции геологических данных применялся вариограммный анализ. Вариограмма – это функция, показывающая изменчивость некоторого параметра в зависимости от расстояния между двумя значениями этого параметра, причем при увеличении расстояния увеличивается степень вариации [1].

При построении геологических моделей первой строится фациальная модель, а далее на ее основе производится петрофизическое и гидродинамическое моделирование.

Исходные параметры для построения вариограммы устанавливались интерактивно через окно вариограммы и задавались по главному и перпендикулярно главному направлению. Для песчаников эти параметры по главному направлению имеют следующие значения:

1. ширина полосы пропускания – 1200 м (выбиралась исходя из сетки разбуривания);
2. радиус поиска – 4500 м (должен составлять 0,7-1 от всего поля измерений);
3. допустимый угол – 32,5° (позволяет ориентировать пары точек согласно выбранному направлению);
4. количество лагов – 10 (значение подбиралось исходя из получаемой гистограммы и расстояния отставания лага);
5. допуск длины лага 50 % (позволяет включать в интервал пары из последующего и предыдущего лагов);
6. расстояние отставания лага, равное отношению радиуса поиска к количеству лагов – 483,2 м.

Полученная экспериментальная вариограмма имеет следующие параметры:

1. главное направление (Major direction)– 303°;
2. второстепенное направление (Minor direction)– 212°;
3. ранг в главном направлении (Major range) – 679,294 м;
4. ранг во второстепенном направлении (Minor range) – 500 м;
5. наггет – 0.

Полученная экспериментальная вариограмма наиболее соответствует сферической модели вариограммы, характеризующаяся плавным, равномерным увеличением дисперсии между данными до определенного максимума [4].

В модуле Data Analysis были оценены и отредактированы кривые, описывающие вертикальное распределение фаций песчаников и глин на основании слоев модели. В дальнейшем эти кривые использовались для контроля вертикального распределения фаций при моделировании с учетом вариограмм.

Фациальное моделирование производилось с помощью метода последовательного индикаторного моделирования, базирующегося на данных экспериментальных вариограмм и трендов. Для большего приближения к реальному геологическому объекту в качестве горизонтального тренда использовалась карта эффективных толщин, построена с учетом линий выклинивания коллекторов. В результате проведенных построений получилась фациальная модель, представленная на рисунке 3.

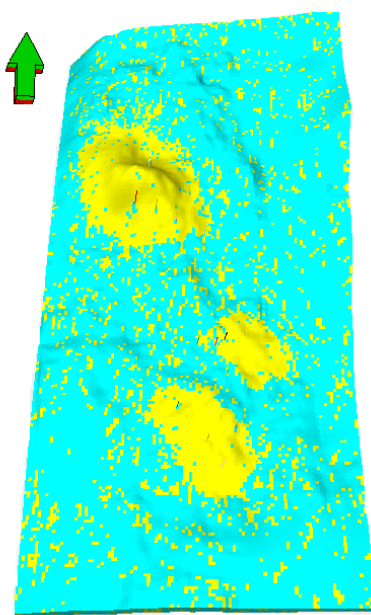


Рис. 3. Фациальная модель

Вывод:

1. Для построения трехмерной геологической модели пласта БС₁₀¹ использованы стохастические методы.
2. Для выявления закономерностей распределения свойств в пространстве применен вариограммный анализ.
3. Рассчитана экспериментальная вариограмма, которая наиболее точно соответствует сферической модели.
4. Значение наггета равняется нулю, что указывает на то, что получена хорошая функциональная связь и данные экспериментальной вариограммы можно использовать для фациального моделирования.
5. Получена фациальная модель пласта БС₁₀¹.

Литература

1. Дюбрюль О. Геостатистика в нефтяной геологии: пер. с англ. – Роснефть. – Ижевск; Москва: Регулярная и хаотическая динамика Институт компьютерных исследований, 2009. – 256 с.
2. Гулари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ Западно-Сибирской плиты (история становления представлений): Монография. – Новосибирск: СНИИГиМС, 2003. – 141 с.
3. Жарков А.М. Неантиклинальные ловушки углеводородов в нижнемеловой клиноформной толще Западной Сибири // Геология нефти и газа, 2001. – № 1. – С. 18 – 23.
4. Ковалевский Е.В. Geological modelling on the base of geostatistics: курс лекций. – М.: EAGE, 2011. – 117 с.
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.

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ВЕРХНЕДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НА ВОСТОЧНО-ТЭДИНСКОЙ ПЛОЩАДИ

Е.С. Пуштаков

Научный руководитель: ассистент Л.К. Кудряшова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция в последние годы занимает лидирующую позицию по объемам добычи и темпам открытия новых месторождений углеводородов (УВ), несмотря на то, что они в большей степени мелкие и очень мелкие по запасам нефти. Стоит отметить, что на данной территории за последние три года выявлено 22 месторождения. Основные залежи приурочены к рифогенному доманиково-турнейскому нефтегазоносному комплексу. Он имеет сложное геологическое строение, которое определяет закономерности размещения залежей УВ [5, 6]. Одним из таких вновь вводимых объектов является Восточно-Тэдинская площадь.

Цель работы: изучить особенности строения верхнедевонского карбонатного комплекса и рассмотреть перспективы его нефтегазоносности.