

## ОСОБЕННОСТИ ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ДЛЯ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ

В данной работе затрагивается вопрос построения 3D геологической модели с учетом литологического экранирования продуктивного пласта. Такое экранирование имеет различную природу, что влияет на характер изменения нефтенасыщенных толщин в межскважинном пространстве. Таким образом, построение карт нефтенасыщенных толщин требует определенного подхода к решению проблемы «выклинивания-замещения» продуктивного пласта.

*Ключевые слова:* геологическое моделирование, структурная модель, геологическое строение.

В настоящее время одним из обязательных требований при выполнении подсчета запасов, а также при его сдаче и защите в Государственной комиссии по запасам (ГКЗ) является предоставление трехмерной (3D) цифровой геологической модели месторождения. 3D модель используется для подсчета начальных геологических запасов и как цифровая основа для гидродинамического моделирования. По модели 3D определяются такие параметры, как площадь залежи, объемы нефтенасыщенных, газонасыщенных пород, углеводородов в пластовых условиях и др.

При построении 3D моделей в стремлении автоматизации процесса могут быть допущены ошибки, неточности, вызванные процессами интерполяции данных. Первоначально строится структурная модель месторождения. Под структурной моделью понимается набор послойных поверхностей, построенных по результатам интерпретации и корреляции ГИС, комплексной интерпретации результатов сейсморазведочных и магнито-гравиметрических работ, согласованных с геологическим представлением о строении территории (Булыгин, Булыгин, 1996; Ганиев, 2007; Методические рекомендации..., 2003).

Построение структурной модели должно происходить с учетом особенностей строения месторождения, которые могут быть не учтены программой построения. Так, на основании комплексных данных о месторождении, перечисленных выше, можно построить достаточно точную структурную модель месторождения. Построение модели включает цикл следующих операций: наполнение программы исходными данными, фильтрацию ошибок, адаптацию программных средств и корректировку геологической модели. На этом этапе надо учесть такую важную особенность строения продуктивного пласта, как его литофациальное замещение или выклинивание. Необходимо установить как природу выклинивания, так и положение в пространстве соответствующей границы, что влияет на геометризацию залежей и, следовательно, на объем нефтенасыщенных пород.

Обычно выделяется два типа границ литологического экранирования:

– замещение пород-коллекторов – это потеря пластом коллекторских свойств при сохранении его толщины. При замещении появление и исчезновение коллекторов мо-

жет происходить на очень малых расстояниях (несколько десятков метров) и их, как правило, трудно прогнозировать и картировать;

– выклинивание пород-коллекторов – постепенное уменьшение толщины пласта до нуля по различным геологическим причинам: стратиграфическое срезание, линзовидный характер залегания, тектоническое нарушение и др. Для выклинивающихся пластов характерно закономерное уменьшение мощности до нуля на линии литологического выклинивания. Границы распространения коллектора в этом случае можно определить по закономерности уменьшения мощности коллектора в сторону линии замещения.

Основным источником информации для определения геологической природы и положения границ замещения пород-коллекторов являются данные бурения скважин, а в благоприятных случаях – косвенная геофизическая информация: детальная сейсморазведка, высокоразрешающая электроразведка и др., на основе которых проводятся палеофациальные исследования для восстановления условий формирования пород-коллекторов.

Существуют различные модели замещения пород-коллекторов. В настоящее время нет единого мнения по поводу применения того или иного типа модели замещения пласта-коллектора. В данной работе представлены расчеты по двум моделям (Рисунок).

Первая модель описывает уменьшение толщины коллектора до нуля на середине расстояния между скважинами, вскрытыми коллектор, и скважинами, пробуренными в зоне отсутствия коллектора.

Согласно второй модели коллектор сохраняет свою толщину до середины расстояния между скважинами и затем резко уменьшается до нуля.

Рассмотрим применение приведенных типов моделей замещения на примере коллекторов терригенного типа (бобриковский горизонт) и карбонатного типа (турнейский ярус). Первоначально граница замещения пород-коллекторов проводится на структурных картах по кровле и подошве горизонта или пласта. Затем, исходя из структурных построений, строятся карты общих толщин, эффективных толщин, и, наконец, анализируя полученные выше построения, получаем карту эффективных нефтенасыщенных толщин. Исходя из того, что на границе зоны замеще-

ния нефтенасыщенная толщина по представленным моделям замещения принимается равной нулю, на карте эффективных нефтенасыщенных толщин линия, отражающая границу замещения также проецируется со структурной со значением по всей её длине равным нулю. При этом, согласно второй модели, перепад значений в соседних ячейках сетки возможен достаточно большой. Подсчет запасов производился объемным методом, путем перемножения параметрических сеток. При этом мы принимаем, что при прочих равных условиях, т.е. при сохранении залежью своей площади и постоянном значении других подсчетных коэффициентов, различные типы модели замещения дают разные сетки эффективных нефтенасыщенных толщин, так как изменяется значение средневзвешенной нефтенасыщенной толщины, что в свою очередь влияет на величину запасов.

Другой аспект подсчета, особо актуальный для бобриковского горизонта, заключается в следующем. Сложность построения модели бобриковской залежи связана с наличием нескольких продуктивных пластов-коллекторов. Бобриковские пласты чаще всего залегают в виде линз, при этом некоторые из них выдержаны в пространстве, а некоторые нет. Именно поэтому при построении геологической модели для бобриковских отложений большое значение имеет как характер распространения, так и площадь распространения нефтенасыщенных пластов, а также характер их литологических границ, который определяется либо замещением, либо выклиниванием пластов. Все эти параметры, в свою очередь, влияют на объем нефтенасыщенных пород и величину запасов.

Рассмотрим такие параметры, как характер и площадь распространения бобриковских залежей. На данном месторождении выделено несколько бобриковских пластов-коллекторов, таких как Сбр-3, Сбр-2, Сбр-1, а также отдельные линзы нижезалегающих нефтесодержащих бобриковских песчаников. При выполнении работ по подсчету запасов и обоснованию коэффициента извлечения нефти для такого типа залегания бобриковских пластов-коллекторов сложность представляет именно линзообразный характер их залегания, что в свою очередь создает сложности при построении карт нефтенасыщенных толщин, а также при расчете пористости и нефтенасыщенности.

Существует две модели расчета названных выше параметров, используемых при подсчете 2D запасов. Так, одна группа геологов предлагает считать все бобриковские пласты в пределах одного поднятия как единый неф-

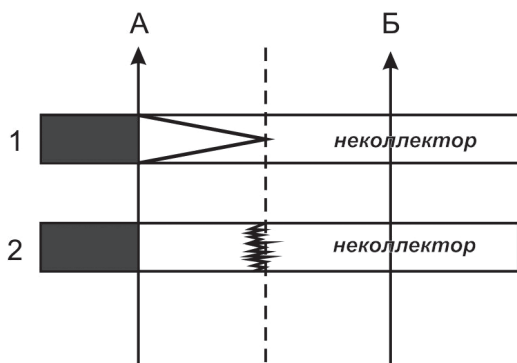


Рисунок. Модели замещения коллекторов в неоднородном разрезе (скважины: А – вскрывшая коллектор, Б – пробуренная в зоне отсутствия коллектора).

тесодержащий резервуар, предполагая при этом их гидродинамическую связь. В подтверждение данного мнения можно отметить такой фактор, как слияние пластов на отдельных участках с общей повышенной нефтенасыщенной толщиной. Например, слияние пластов Сбр-3 и Сбр-2, также Сбр-2 и Сбр-1. В противоположность этой точке зрения, другая группа геологов считает, что объединять бобриковские пласты-коллекторы в один резервуар нецелесообразно, во-первых, по причине линзовидного залегания разных пластов. Во-вторых, при объединении происходит усреднение подсчетных параметров, что приводит к ошибкам в вычислениях. При объединении всех пластов в один расчетный возникают области повышенных нефтенасыщенных толщин, что не соответствует действительности.

Проведенные нами исследования показывают, что в пределах небольших месторождений выбор той или иной модели подсчета запасов бобриковских пластов-коллекторов не дает ощутимой разницы в количестве начальных запасов нефти, но когда речь идет о крупных месторождениях, в которых толщина линзы может достигать нескольких, а то и десятков метров, на данный аспект проблемы следует обратить особое внимание. В настоящее время нет документа, регламентирующего проведение расчетов тем или иным способом. Отсутствие такого документа затрудняет процесс прохождения экспертизы, поскольку, как указывалось выше, две противоположные точки зрения приводят в некоторых случаях к недопониманию между экспертами-геологами и геологами-подсчетчиками.

## Литература

Булыгин Д.В., Булыгин В.Я. Геология и имитация разработки залежей нефти. М.:Недра. 1996. 382.

Ганиев Р.Р. Основы компьютерного моделирования нефтяных месторождений метод указания к практич. занятиям в 3-х кн. Казань: Казанский государственный университет им.В.И. Ульянова-Ленина. 2007. 368.

Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под редакцией В.И. Петерсилье, В.И.Пороскуна, Г.Г. Яценко. Москва-Тверь: ВНИГНИ. НПЦ «Тверьгеофизика». 2003.

## S.E. Valeeva, Y.M. Arefiev, A.G. Baranova. Particular Qualities of the Productive Layer Geological Model Construction for the Reserves Calculation.

In this paper we touch upon the question of geological 3D model construction taking into account a productive layer lithologic shielding. Such a shielding has various natures that influence on the behavior of oil-filled stratum in the interwell space. Thus, oil-filled stratum maps construction requires a certain problem-solving approach to the "attenuation-substitution" of the productive layer.

*Key words:* geological modelling, structural model, geological structure.

Светлана Евгеньевна Валеева  
младший научный сотрудник

Институт проблем экологии и недропользования  
Академии наук Республики Татарстан  
420087, Казань, ул. Даурская, 28. Тел.: (843) 298-31-65.