

## ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ МАССИВНОГО ТИПА В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ БАШКИРСКОГО ЯРУСА

**Ж.З. Кааров**, инженер отдела анализа и разработки месторождений УВ  
ООО «ГеоЭкоАудит»  
(Россия, г. Тюмень)

DOI: 10.24411/2500-1000-2020-10295

**Аннотация.** В данной статье рассматривается опыт создания геологической модели массивной залежи в карбонатных коллекторах башкирского яруса на примере Трифоново-ского месторождения. Модель была создана для описания емкостно-фильтрационной неоднородности резервуара, подсчета запасов нефти и формирования параметрической основы для гидродинамических расчетов, проектирования и анализа разработки.

**Ключевые слова:** скважина, геологическое строение, залежь, 3D модель, геологостатистический разрез, грид, структурный каркас, продуктивный пласт, фильтрационно-емкостные свойства пласта.

Важнейшим аспектом создания геологическо-технологической модели (ГТМ) является заключение о полноте, достаточности и представительности исходных данных, базирующееся на характеристике изученности рассматриваемого месторождения.

Геологической основой для построения 3D геологической модели пласта С2b Трифоново-ского месторождения являются результаты обоснования концепции геологического строения месторождения по состоянию на 01.01.2020 г. Построение представленной модели выполнено в программном комплексе Igar RMS (версия 2013) фирмы Rohag.

Сформированный проект включает в себя 1 скважину, расположенный в пределах Ганьковско-Сагдинского лицензионного участка. База данных для построения 3D модели сформирована по итоговому варианту РИГИС, использованному при обосновании геологической модели. Шаг квантования загруженных в проект кривых формата LAS равен 0,1 м. Инклинометрия по скважине загружена с учетом принятых поправок на гипсометрию скважин, полученных при обосновании уровней ВНК моделируемых пластов.

При 3D построениях учитывалась инклинометрия всего ствола скважины (с альтитудой, учитывающей правку, если она вводилась при обосновании геологического строения), загруженная с учетом смещения координат X и Y. Данные стратиграфических границ пластов и РИГИС для

построения 3D геологической модели полностью соответствуют информации, принятой при обосновании геологической концепции моделируемых пластов.

Исходные данные

Данные РИГИС загружены с учетом характера насыщения коллекторов, определенного на начальное состояние залежи. Первично определяемый характер насыщения «неясно» в используемом РИГИС также отсутствует – загружается признак насыщения, принятый при обосновании геологической концепции.

Контроль качества построения поверхностей структурного каркаса

Структурные построения продуктивного пласта С2b башкирского яруса базируются на результатах обработки и комплексной интерпретации материалов сейсморазведочных работ МОГТ-3D, проведенных на Трифоново-ской структуре Ганьковско-Сагдинского лицензионного участка недр. Карта кровли коллектора продуктивного пласта С2b отстраивалась от поверхности отражающего горизонта С2b (по кровле башкирского яруса), с учетом выделенных границ коллектора в разрезе скважин по результатам интерпретации ГИС.

По итогам структурных построений в 3D модели учитывались результаты построения 2-х поверхностей, построенных в задаче структурного моделирования:

- кровля С2b;
- подошва С2b;

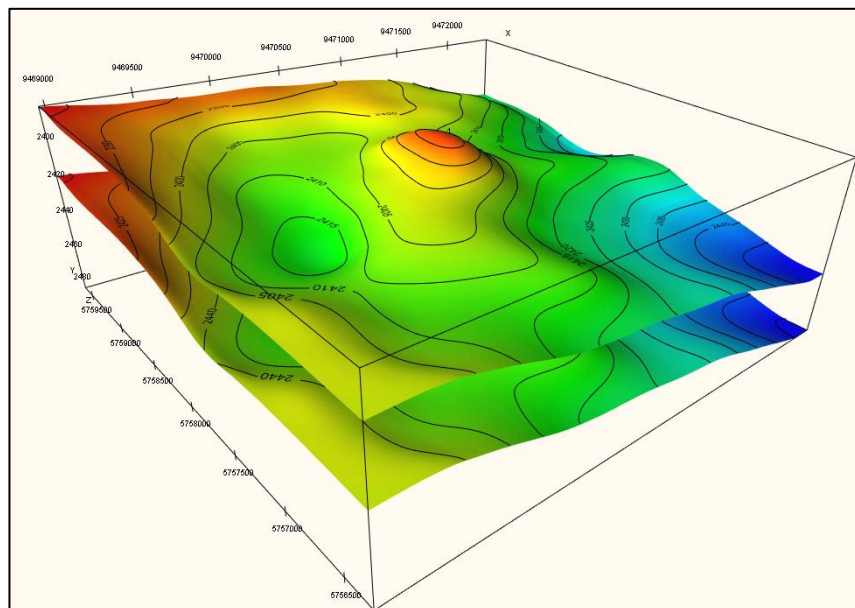


Рис. 1. Структурный каркас пласта С2b Трифоновского месторождения  
Обоснование объемной сетки и параметров модели

В соответствии с принятым в подсчете запасов геологическим строением пласта Трифоновского месторождения при формировании 3D каркаса логично применять пропорциональную модель напластования с определенной максимальной размерностью слоя внутри пласта. Выбранная размерность сетки 3D модели (50×50 м) согласована со специалистами по гидродинамическому моделированию и является достаточной для осреднения данных каждой пробуренной скважины на отдельный набор ячеек каркаса (blocked wells) без их пересечений.

Представленная 3D геологическая модель состоит из одной сеточной области и состоит из одной подсетки (рис. 2). Максимальный шаг напластования в пределах

продуктивной части пластов в представленной модели составляет 0,35 м. Итоговые подсетки продуктивных пластов характеризуются следующими размерностями:

– С2b = 69\*57\*100 ячеек

Общее количество ячеек в гриде – 462 300.

Полученный каркас продуктивного пласта Трифоновского месторождения, соответствует структурному плану поверхностей, принятых при подсчете запасов в 2D модели. Принятые размерности сетки каркасов позволяют корректно осреднить скважинные данные и достигнуть достаточной детализации сетки для гидродинамических расчетов.

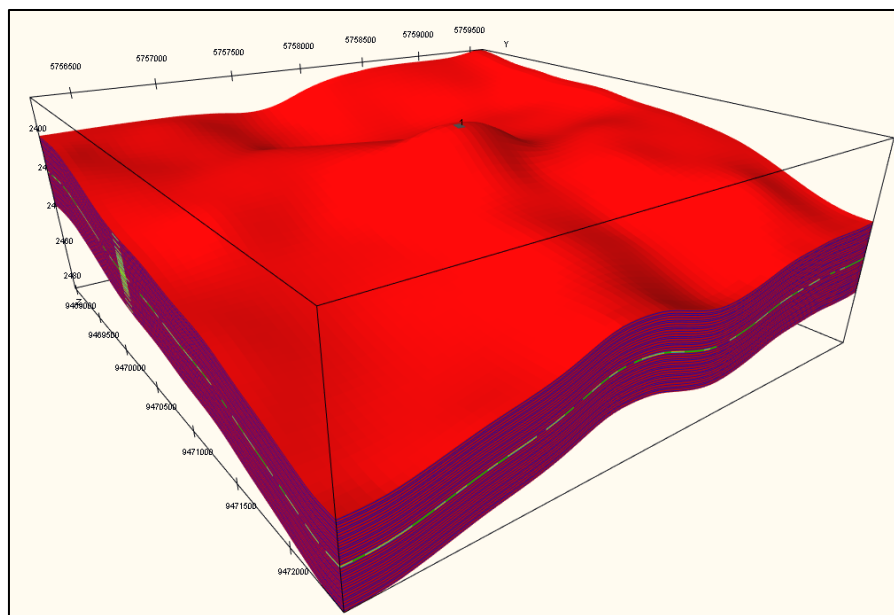


Рис. 2. 3D модель пласта С2b Трифоновского месторождения  
Построение литологической модели залежей

В настоящее время используется два основных подхода к прогнозированию данных – стохастический и детерминистический.

Стохастический (вероятностный) подход используется, как правило, на разведочной стадии бурения, на неразбуренных месторождениях. Он заключается в распространении значений в скважинах, выявленной по вариограммам на разбуренном участке площади на всю изучаемую площадь.

При построении куба литологии авторы остановились на стохастических алгоритмах.

Создание модели литологии включает два основных этапа:

- построение непрерывного куба песчаности;
- получение куба литологии путем дискретизации модели песчаности.

Результирующий куб содержит целочисленные значения: 1 (коллектор) и 0 (неколлектор).

При построении непрерывной модели песчаности продуктивного пласта Трифоновского месторождения применялся инструмент стохастического петрофизического моделирования «Petrophysical modeling», в качестве исходных скважинных данных использовалась кривая коллектор-неколлектор непрерывного типа. С

тем, чтобы учесть в модели зоны глинизации, при построениях использовался дискретный куб-маска, содержащий два значения: 0 (ячейка принадлежит зоне замещения коллекторов) и 1 (ячейка находится вне этой зоны).

Моделирование петрофизического параметра в программном комплексе «RMS» предполагает разделение скважинной информации на «трендовую» и «остаточную» компоненты, что в настоящей работе достигается путем применения следующей последовательности трансформаций:

- задание интервала изменения моделируемого параметра (от 0 до 1);
- задание среднего значения;
- задание карты песчаности;
- задание трансформации, преобразующей данные к нормальному распределению.

Использование на данном этапе двумерной карты и ГСР позволяет «проконтролировать» итоговое распределение параметра песчаности в трехмерной модели как по площади, так и по разрезу пласта.

После интерполяции параметра песчаности ячейки модели содержат непрерывные значения в интервале от 0 до 1. Далее куб по граничному значению песчаности разделялся на дискретные значения: 1 (коллектор) и 0 (неколлектор). Ис-

пользование при этом единого граничного значения в большинстве случаев искажает общую картину распределения коллекто-

ра. На рисунке 3 представлена иллюстрация модели литологии продуктивного пласта Трифоновского месторождения.

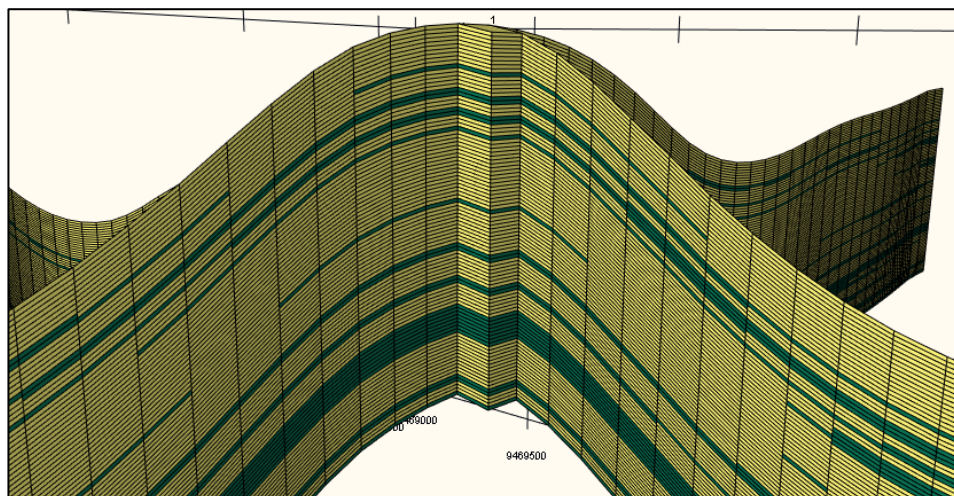


Рис. 3. Фрагмент куба литологии пласта С2b  
Построение модели фильтрационно-емкостных свойств

После распространения по объему пласта параметра литологии ячейкам коллектора присваиваются петрофизические свойства.

В качестве исходных данных для построения моделей пористости использовались результаты интерпретации данных ГИС.

При построении модели пористости и нефтенасыщенности продуктивного пласта Трифоновского месторождения применялся инструмент петрофизического моделирования «Petrophysical modeling». С тем, чтобы «проконтролировать» распределение пористости в ГМ, на этапе анализа данных авторы использовали следующую последовательность трансформаций:

- задание интервала изменения моделируемого параметра (от минимального до максимального значения по данным РИ-ГИС);
- задание среднего значения;
- задание карты (построенной по средневзвешенным значениям пористости по скважинам);
- задание трансформации, преобразующей данные к нормальному распределению.

В целом, выбранная методика моделирования кубов пористости и нефтенасыщенности позволила исключить нелогичные изменения осредненных средних значений на картах, полученных из итоговых кубов (рис. 4).

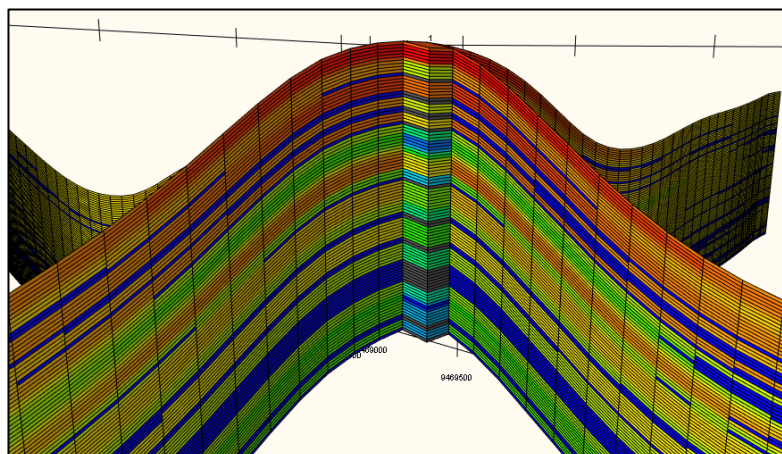


Рис. 4. Фрагмент куба пористости пласта С2b

Сопоставление подсчетных параметров и запасов нефти по трехмерной геологической модели с утвержденными начальными запасами показало, что расхождения не

превышают  $\pm 5\%$ , что позволяет использовать данные модели для моделирования гидродинамических процессов при разработке месторождения.

#### Библиографический список

1. Давыдов А.В., Черницкий А.В. Разработка месторождений с карбонатными коллекторами: текущее состояние, проблемы, перспективы // Нефтяное хозяйство. – 1993. – №3. – С. 18-21.

2. Максимов М.М., Рыбickaя Л.П. Математическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра 1973. – 250 с.

3. Методика изучения неоднородности и составление дифференцированных геологических моделей залежей нефти в карбонатных коллекторах для совершенствования технологии их разработки. Отчет сЙИР ВНИИ (Рук. Черницкий А.В.). – М., 1990.

4. Черницкий А.В., Карпова С.А. Геологическое моделирование залежей нефти в карбонатных коллекторах на примере Филипповского месторождения Ульяновской области // XIV Губкинские чтения. – М., 1996.

### GEOLOGICAL MODELING OF THE MASSIVE TYPE OIL DEPOSITS IN THE CARBONATE COLLECTORS OF THE BASHKIR TIER

**Z.Z. Kaarov**, *Engineer of the department for analysis and development of oil and gas fields*  
«GeoEkoAudit» LLC  
(Russia, Tyumen)

**Abstract.** *This article discusses the experience of creating a geological model of a massive deposit in the carbonate reservoirs of the Bashkirian stage using the example of the Trifonovskoye oil field. The model was created to describe the reservoir-filter heterogeneity of the reservoir, to calculate oil reserves and to form a parametric basis for hydrodynamic calculations, design and development analysis.*

**Keywords:** *well, geological structure, reservoir, 3D model, geological and statistical section, grid, structural framework, reservoir, reservoir properties.*