

ЭТАПЫ ПОСТРОЕНИЯ ТРЕХМЕРНОЙ ЦИФРОВОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ГРУППЫ ПЛАСТОВ ЮВ

Ж.З. Кааров¹, инженер отдела анализа и разработки месторождений УВ

М.Ж. Гаджиев², аспирант

¹ООО «ГеоЭкоАудит»

²Тюменский индустриальный университет
(Россия, г. Тюмень)

DOI: 10.24411/2500-1000-2020-10207

Аннотация. В статье рассматриваются основные этапы построения геологической модели верхнеюрских отложений группы пластов ЮВ васюганской свиты Сороминского месторождения. Методика 3D моделирования продуктивных пластов верхнеюрских отложений выбрана таким образом, чтобы максимально соответствовать требованиям к качеству построения 3D геологических моделей. При 3D построениях учитывалась инклинметрия всего ствола скважин (с альтитудой, учитывающей правку, если она вводилась при обосновании геологического строения), загруженная с учетом смещения координат X и Y. Данные стратиграфических границ пластов и результаты интерпретации ГИС для построения 3D геологической модели полностью соответствуют информации, принятой при обосновании геологической концепции моделируемых пластов.

Ключевые слова: скважина, 3D моделирование, геологическое строение, запасы, пласт, объект, залежь, РИГИС, фильтрационно-емкостные свойства пласта.

Геологической основой для построения 3D геологической модели пластов группы ЮВ Сороминского месторождения являются результаты обоснования концепции геологического строения пластов ЮВ11 и ЮВ12. Построение представленной модели выполнено в программном комплексе Igar RMS (версия 2013) фирмы Roxar.

Построение структурных моделей залежей.

Залегание пластов группы ЮВ Сороминского месторождения характеризуется пликративным строением при наличии окон гидродинамической связи между коллекторами моделируемых пластов ЮВ11 и ЮВ12 (отсутствие глинистой перемычки между ними или ее незначительной толщиной).

Структурный каркас продуктивных пластов Сороминского месторождения (рисунок 1) строился методом схождения с учетом ОГ «Б» и «ЮВ13», полученных по результатам интерпретации 3D сейсмических исследований 2009 г. Наиболее однозначным репером для юрских отложений Западно-Сибирской НГП является ОГ «Б».

По итогам структурных построений в 3D модели учитывались результаты построения 4 поверхностей, построенных в задаче структурного моделирования:

1. кровля ЮВ11;
2. подошва ЮВ11;
3. кровля ЮВ12;
4. подошва ЮВ12.

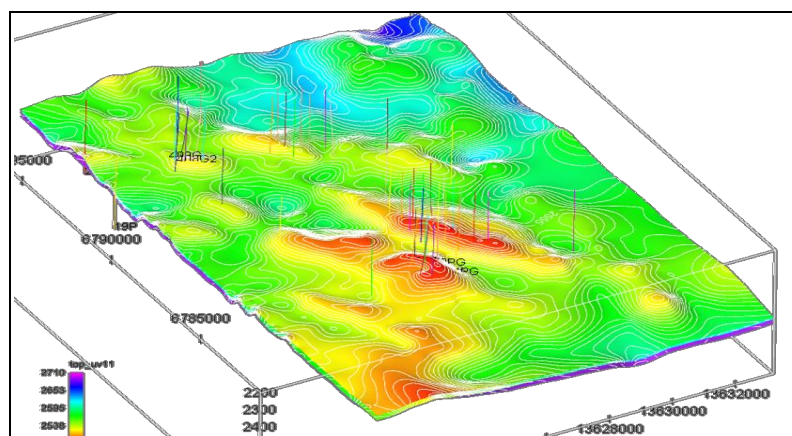


Рис. 1. Каркас пластов группы ЮВ1 Сороминского месторождения

В процессе структурных построений стратиграфических поверхностей продуктивных пластов месторождения проводился следующий контроль:

- соответствия границ пластов в скважинах (well picks) полученным поверхностям;
- отсутствия пересечения получаемых поверхностей каркаса;
- контроль геометрии выклинивания, выявленной по данным стратиграфического моделирования (в двух скважинах);
- визуальный анализ 2D гридов распределения общих толщин моделируемых пластов и пачек.

Полученный структурный каркас месторождения соответствует имеющейся принятой геологической основе продуктивных пластов и отвечает основным требованиям, предъявляемым к построению геологических 3D моделей.

Обоснование объемной сетки и параметров модели.

В соответствии с геологическим строением пластов Сороминского месторождения при формировании 3D каркаса логично применять пропорциональную модель напластования с определенной максимальной размерностью слоя внутри пласта. Размерность сетки 3D модели (50×50 м) является достаточной для осреднения данных каждой пробуренной скважины на отдельный набор ячеек каркаса (blocked wells) без их пересечений. В дальнейшем такая размерность сетки позволит выполнить более детальные расчеты при планировании ГТМ (в частности при выборе направления бокового ствола).

Тип ячеек для построения каркаса принят XY regular, т.к. необходимость встраивания разломов отсутствует.

Полученный каркас продуктивных пластов месторождения должна соответствовать 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.

Построение кубов ФЭС.

Построение куба Кпор проводилось с учетом литологической модели продуктивных пластов месторождения стохастическим методом (метод Petrophysical modelling). Входными данными для построения этого куба являются осредненные скважинные данные продуктивных пластов.

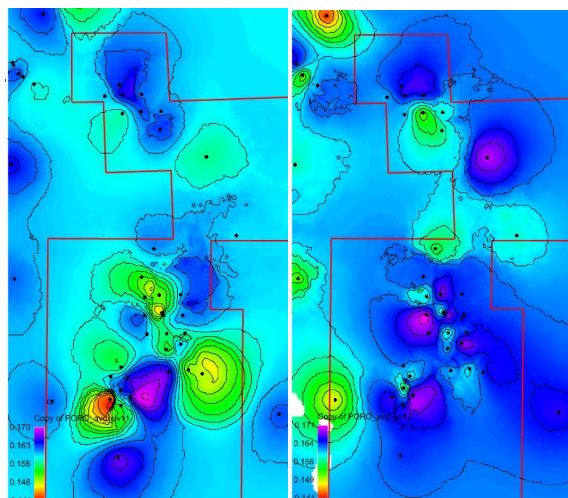
Данные Кпор, считанные на ячейки blocked wells из куба Кпор полностью соответствуют осредненным значениям blocked wells, а значит и исходным данным РИГИС, принятого за основу при построении представленной модели.

Латеральная изменчивость Кпор коллекторов в слоях итогового куба может быть неоднородной в межскважинном пространстве. Это связано с резкой изменчивостью значений Кпор по скважинным данным в пределах одного слоя (в плане).

Выбранная размерность сетки в плане обеспечивает наличие достаточного количества ячеек между скважинами для повышения свободы интерполяции в межскважинном пространстве, что позволяет

избежать наличия экстремумов на месте blocked wells. В целом, выбранная методика моделирования кубов Кпор позволила

исключить нелогичные изменения осредненных средних значений на картах, полученных из итоговых кубов (рис. 2).



пласт ЮВ11

пласт ЮВ12

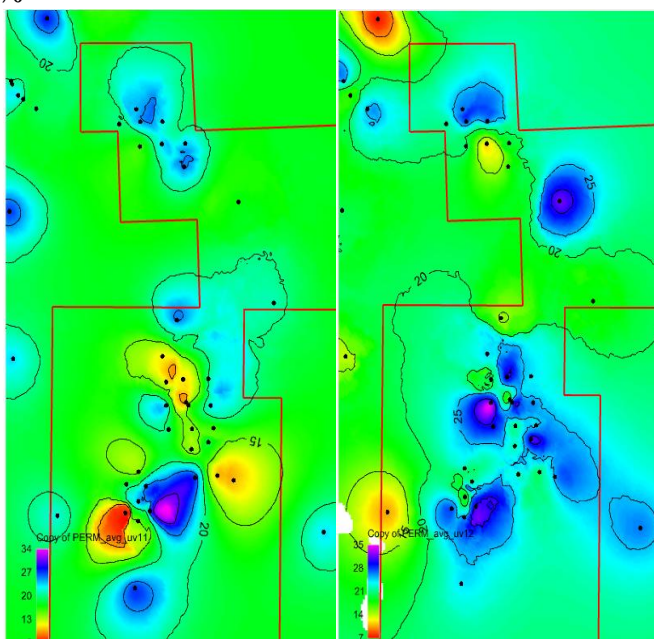
Рис. 2. Итоги построения куба Кпор на примере осредненных карт продуктивных пластов Сороминского месторождения

Построение куба проницаемости (PERM).

Кубы Кпр коллекторов продуктивных пластов группы ЮВ Сороминского месторождения получены с учетом кубов Кпор по обоснованной петрофизической зависимости вида:

$$\begin{aligned} K_{пр} &= 0.0023 * [E^{(0.5625 * K_{пор})}], & (1.1) \\ [K_{пр}] &= 10^{-3} * \text{мкм}^2, \\ [K_{пор}] &= \% \end{aligned}$$

Представленный куб проницаемости построен с учетом корректно отстроенного куба пористости, поэтому не содержат экстремальные значения ячеек на месте расположения blocked wells. Карты, полученные из модели, также характеризуются последовательным распределением (рис. 3).



пласт ЮВ11

пласт ЮВ12

Рис. 3. Итоги построения куба Кпр на примере осредненных карт продуктивных пластов Сороминского месторождения

Построение модели насыщения пласта флюидами.

Исходными данными для моделирования кубов нефтенасыщенности (K_n) продуктивных пластов Сороминского месторождения являются осредненные скважинные данные, зависимости K_n от высоты залежи, кубы залежи и литологии.

В представленной модели куб K_n получен с учетом зависимости K_n от высоты залежи, построенной для каждой залежи отдельно с заданием на уровне ВНК значений $K_n = 0,392$, то есть минимальному значению по данным РИГИС.

Итоговая методика построения куба K_n продуктивных пластов (рис.4) представленной модели следующая:

– в пределах нефтяной части пласта строится трендовый куб tr_OIL ;

– проводится интерполяция значений K_n по скважинам с учетом трендового куба tr_OIL , полученного в п. 1 в качестве 3D тренда (радиусы интерполяции и весовой коэффициент тренда подбираются таким образом, чтобы отсутствовали экстремумы по скважинам и охватывался максимальный объем трендового куба).

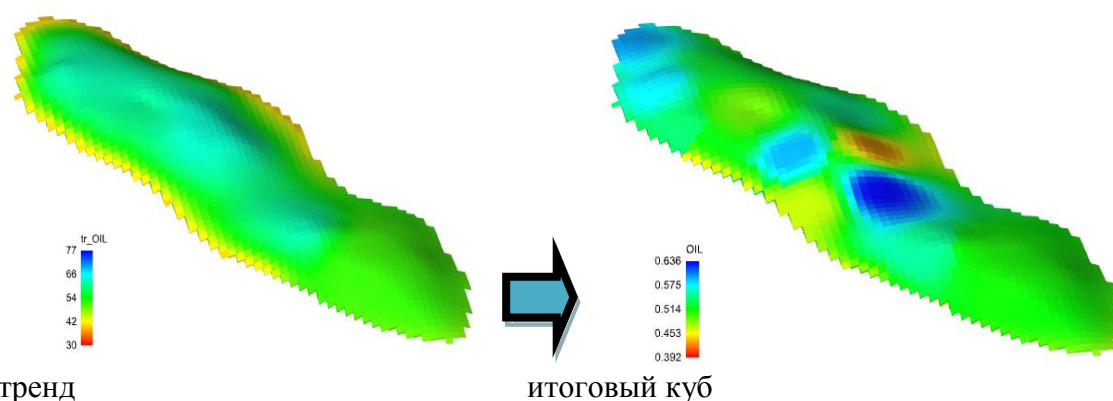


Рис. 4. Результат построения куба K_n в 3D модели 2018 года по залежи р-на скв. 3Р Сороминского месторождения

Указанная последовательность построения куба K_n использована для всех моделируемых залежей пластов Сороминского месторождения.

Значения K_n , считанные на ячейки blocked wells из куба K_n , полностью соответствуют осредненным значениям (в пропластках, где они определялись) по blocked wells.

Выбранная размерность сетки в плане обеспечивает наличие достаточного количества ячеек между скважинами для корректной интерполяции (с постепенным изменением значений) в межскважинном пространстве, что позволяет избежать наличия экстремумов в слоях куба K_n на месте ячеек blocked wells.

Библиографический список

1. Гладков Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа: учебное пособие / Е.А. Гладков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 99 с.
2. Сметанин А.Б., Щергин В.Г., Скачек К.Г., Шайхутдинов А.Н., Осерская Ю.А. Особенности построения трехмерных геологических моделей в клиноформных отложениях на примере залежи горизонта БС102-3 Тевлинско-Русскинского месторождения. Вестник нефтепользователя. 2013 г.
3. Белкина В.А., Бембель С.Р., Забоева А.А., Санькова Н.В. Основы геологического моделирования: учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 168 с.

STAGES OF CONSTRUCTION OF THE 3-D DIGITAL GEOLOGICAL MODEL OF THE UPPER JURASSIC DEPOSITS

Zh.Z. Kaarov¹, *Engineer of the department for analysis and development of oil and gas fields*

M.Zh. Gadzhiev², *Postgraduate*

¹«GeoEkoAudit» LLC

²Tyumen industrial University

(Russia, Tyumen)

Abstract. *This article discusses the main stages of constructing a geological model of the Upper Jurassic deposits in Vasyugan Formation of Sorominskoe oil field. The 3D modeling technique for the productive strata of the Upper Jurassic sediments was chosen in such a way as to best meet the quality requirements for the construction of 3D geological models. In 3D constructions, the inclinometry of the entire wellbore was taken into account (with altitude taking into account corrections if they were introduced when substantiating the geological structure), load taking into account the X and Y coordinate offsets. The stratigraphic boundaries of the reservoirs and the results of the well logging interpretation for constructing a 3D model, fully corresponds to the information adopted when substantiating the geological concept of simulated formations.*

Keywords: *well, 3D modeling, geological structure, reserves, reservoir, object, reservoir, well logging interpretation results, reservoir properties.*