

СОЗДАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ОСНОВЕ ИНТЕГРАЦИИ ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ И ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

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

И.М. Соснова², магистрант

¹ООО «ГеоЭкоАудит»

²Тюменский индустриальный университет
(Россия, г. Тюмень)

DOI: 10.24411/2500-1000-2020-10554

Аннотация. В данной статье рассматривается опыт создания геологической модели нефтяной залежи среднеюрских отложений тюменской свиты (пласт Ю4) на примере Смоляного нефтяного месторождения. Задачи, решаемые с использованием трехмерных моделей, это оценка запасов углеводородов, обоснование заложения новых скважин, контроль за выработкой запасов, оценка влияния работы нагнетательных и добывающих скважин и многое другое. Таким образом, построение трёхмерных геологических моделей месторождений должно позволить добиться максимального экономического эффекта от более полного извлечения из пластов запасов углеводородов за счет оптимизации и управления процессом разработки месторождения.

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

Смоляное нефтяное месторождение открыто в результате поисково-разведочного бурения в 1987 году. В 2016 году Смоляное месторождение введено в пробную эксплуатацию. Промышленная разработка месторождения не вводится.

Месторождение является однопластовым, сложное по геологическому строению. Выявленная залежь продуктивного пласта Ю1 имеет сложное строение и, кроме структурного плана, контролируется литологическим фактором. Промышленная нефтеносность установлена в терригенных отложениях тюменской свиты

средней юры. По величине начальных извлекаемых запасов нефти месторождение относится к очень мелким. Объект разработки Ю4.

Трёхмерное геологическое моделирование Смоляного месторождения выполнено в программном пакете ROXAR RMS 10.1.2.

С целью последующего корректного гидродинамического моделирования границы области построения выбирались таким образом, чтобы расстояние от них до внешнего контура нефтеносности залежи составляли около 2 км.

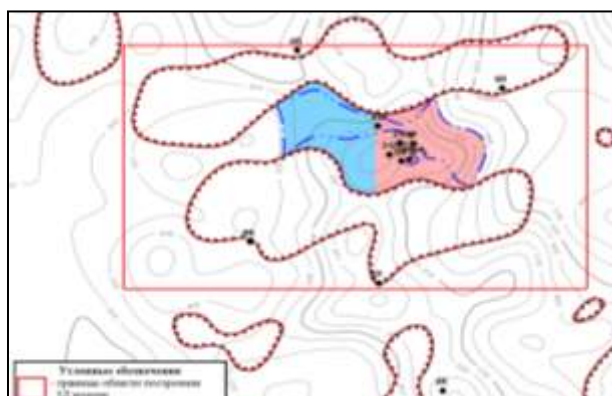


Рис. 1. Границы области построения трехмерной геологической модели

Исходные данные для моделирования

В качестве исходной цифровой информации при построении геологической модели продуктивного пласта Ю4 Смоляного месторождения использованы:

- координаты и альтитуды устьев скважин, инклинометрия;
- набор каротажных диаграмм ГИС;
- глубины стратиграфических границ продуктивного пласта, положения флюидных контактов в скважинах;
- результаты интерпретации данных сейсморазведки 2D – структурная карта по отражающему горизонту Ib-1 (кровля пласта Ю4);
- данные результатов интерпретации материалов ГИС, нижние предельные значения пористости и проницаемости для пород-коллекторов, критические значения нефтенасыщенности коллекторов, статистические данные петрофизических параметров (пористости, проницаемости);
- полигоны выклинивания коллектора пласта Ю4, карты толщин, коэффициентов пористости и нефтенасыщенности, построенные при 2D моделировании для подсчета запасов;
- петрофизические зависимости, обоснованные по результатам лабораторных исследований керна.

Структурное моделирование, обоснование объемной сетки

Для построения структурного каркаса продуктивного пласта была использована сейсмическая поверхность по отражающему горизонту Ib-1, ассоциированный со стратиграфической кровлей пласта Ю4. От этой поверхности методом схождения были сгенерированы остальные структурные карты: по стратиграфической подошве пласта, по кровле и подошве коллектора.

В настоящей работе принята модель выклинивания коллекторов резервуара, поэтому при построении объемной сетки для более точного воспроизведения эффективных толщин в качестве направляющих поверхностей были использованы и стратиграфические структурные карты, и карты по границам коллектора пласта Ю4 (рис. 2). Трехмерный грид был разбит на три подсетки. Основная подсетка №2 включает в себя весь объем коллекторов пласта Ю4, подсетки №1 и №3 представлены перекрывающимися и подстилающими непроницаемыми отложениями, входящими в стратиграфический интервал пласта Ю4.

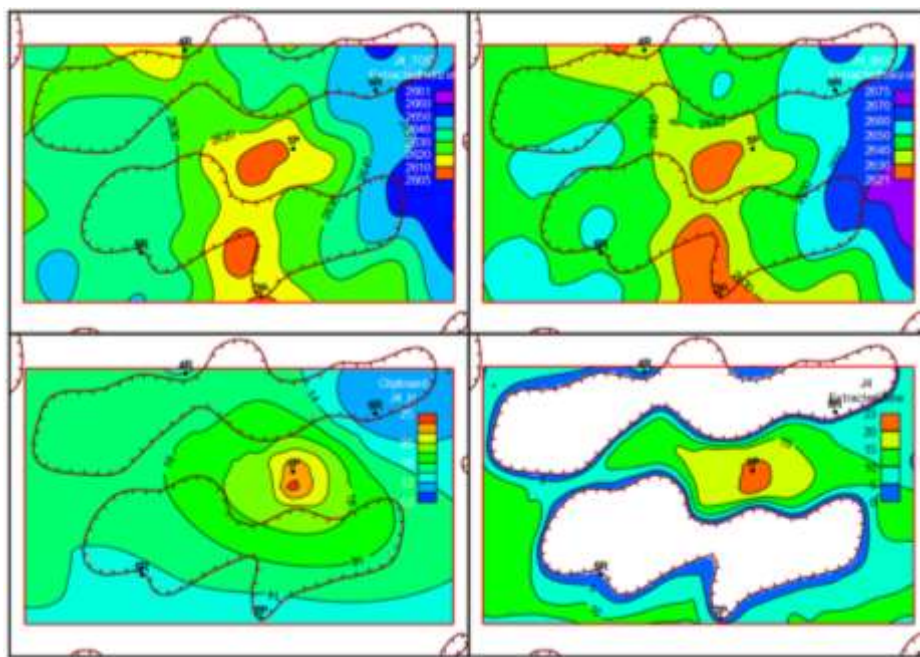


Рис. 2. Примеры структурных карт и карт толщин по пласту Ю4
а) и б) структурные карты по стратиграфической кровле и подошве пласта, в) карта общих толщин, г) карта общин толщин коллектора

Геологическая модель месторождения

Целью этого этапа является получение куба литологии – представления о пространственном распределении в пласте проницаемых и непроницаемых пород. Данные о типах пород в скважинах получены в результате комплексной интерпретации ГИС.

Моделирование куба литологии осуществлялось стохастическим методом в модуле Indicators. Предварительно, путем совмещения карты коэффициента песчаности (рис. 3) и ГСР был сгенерирован трендовый куб песчаности, который в настройках стохастического моделирования применялся в качестве главного тренда. Для более точного соответствия эффективных толщин в кубе литологии материалам подсчета запасов также устанавливался

вторичный 2D тренд в виде карты песчаности.

Применяя описанные тренды с рангами 4000×4000 м по латерали и 1 м по вертикали, в модуле Indicators было построено 20 реализаций куба литологии. Показатель максимального подобия образа ГСР сгенерированных кубов геологостатистическому разрезу по скважинам послужил критерием выбора реализации для дальнейшего моделирования, согласно которому подходящей признана реализация №2.

С целью проверки распределения коллекторов по площади, из куба литологии выгружались карты эффективных толщин. Сравнение этих карт с аналогичными картами, построенными в двумерном варианте, показывает их хорошую сходимость.

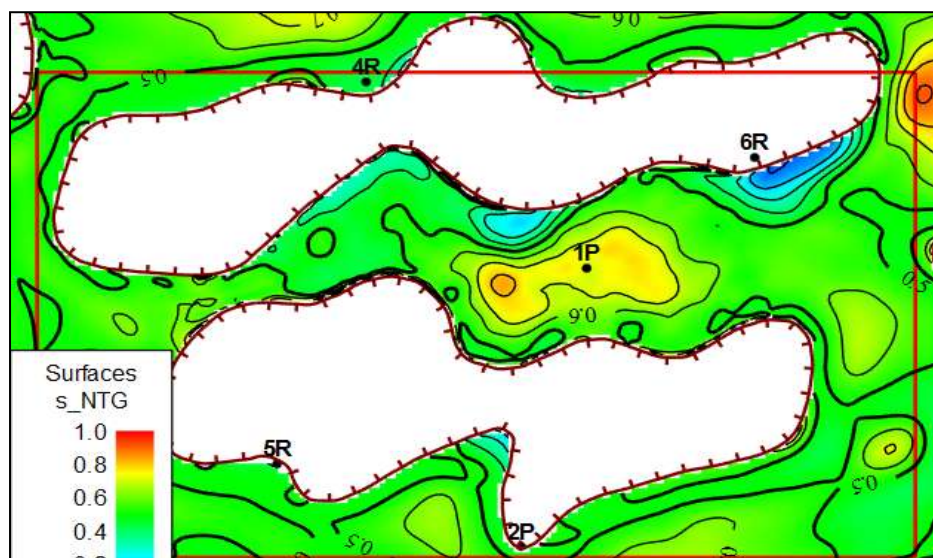


Рис. 3. Карта коэффициента песчаности пласта Ю4

Моделирование коэффициента пористости

Распределение коэффициента открытой пористости выполнялось детерминистическим методом в модуле «петрофизического моделирования». Входными данными послужили значения коэффициента пористости в скважинах, нижние и верхние предельные значения моделируемого параметра. Для выполнения условия соответствия данного подсчетного параметра в

трехмерной модели произведенному в 2D подсчету запасов, при распределении использовался трехмерный тренд коэффициента пористости. Трендовый куб получен совмещением ГСР пористости по скважинам и карты коэффициента пористости из материалов подсчета запасов. На рисунке 4 представлена гистограмма распределения значений коэффициентов пористости по скважинам и по кубу пористости.

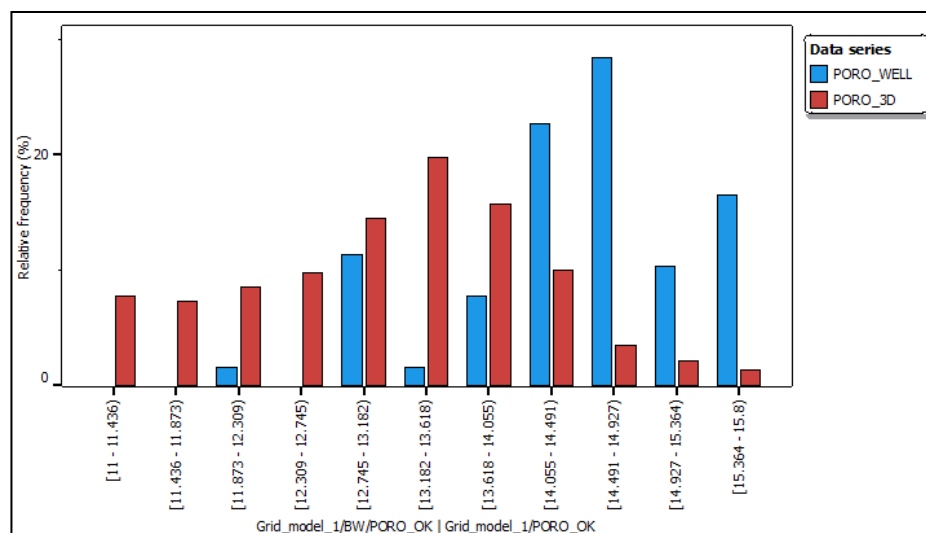


Рис. 4. Гистограммы распределения коэффициента пористости по скважинам и кубу пористости

Приведенные на рисунке 5 геолого-статистические разрезы коэффициента пористости показывают хорошую сходимость куба пористости со скважинными данными. Смещение ГСР по кубу порис-

тости в область меньших значений объясняется влиянием низких значений коэффициентов пористости, присутствующих вблизи границ выклинивания.

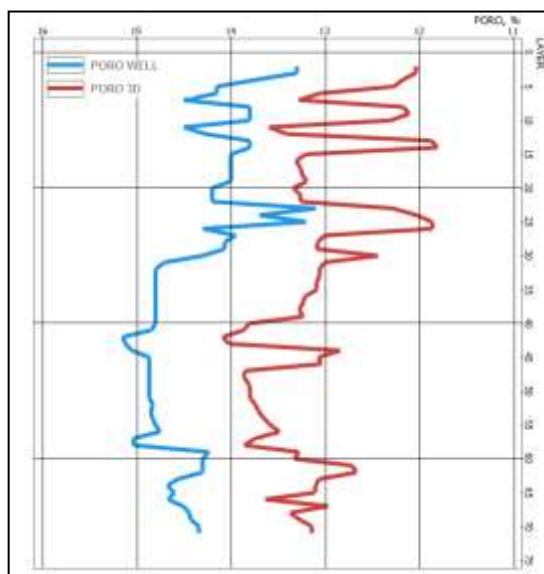


Рис. 5. Геолого-статистические разрезы коэффициента пористости по скважинам и кубу пористости

Моделирование коэффициента проницаемости

Проницаемость в трехмерной геологической модели получена расчетным путем от коэффициента пористости по петрофизической зависимости:

$$K_{пр} = 0,0016 \cdot \exp(0,5232 \cdot K_p). \quad (1)$$

Моделирование коэффициента нефтенасыщенности

Перед началом моделирования коэффициента нефтенасыщенности, с использованием поверхности ВНК, был создан куб индекса залежи (Fluid). Распределение нефтенасыщенности производилось в пределах ячеек коллектора, проиндексированных как нефтенасыщенные.

Пласт Ю4 Смоляного месторождения слабо охарактеризован керновыми данными: в пределах залежи коллекторы пласта изучены лишь в одной скважине – №312ST2 (130 образцов), еще в одной законтурной скважине №3R выполнено определение ФЕС на одном образце. По этой причине модель переходной зоны для залежи Смоляного не строилась. Входными данными для построения куба нефтенасыщенности послужили значения нефтенасыщенности в скважинах, а также исполь-

зованная при подсчете запасов карта нефтенасыщенности. В качестве предельных приняты значения нефтенасыщенности $K_{nmin} = 30,8\%$, соответствующее граничному значению $K_{во}$, и $K_{nmax} = 61,8\%$, соответствующее максимальному значению нефтенасыщенности по скважинам.

Сопоставление карт нефтенасыщенности, построенной в 2D варианте при подсчете запасов и выгруженной из 3D модели (рис. 6) и показывает их хорошую сходимость.

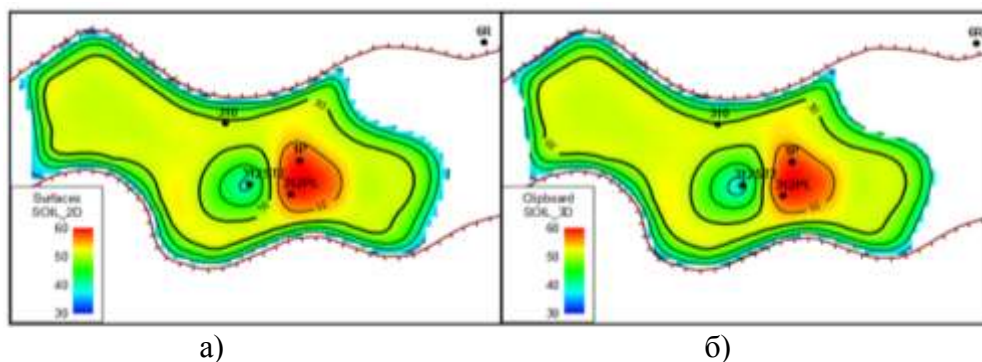


Рис. 6. Карты коэффициента нефтенасыщенности залежи пласта Ю4 (а) построенная в 2D варианте при подсчете запасов б) выгруженная из 3D модели)

Подсчет запасов на основе трехмерной геологической модели

Подсчет запасов нефти в трехмерной модели произведен объемным методом и заключается в последовательном перемножении кубов геометрического объема, литологии, коэффициента пористости, коэффициента нефтенасыщенности с учетом коэффициента усадки и плотности нефти.

Объем рассчитывается только в тех ячейках, которые находятся в пределах залежи. Расхождение между подсчетными параметрами и запасами нефти, полученными при геологическом моделировании, по сравнению с параметрами и запасами по 2D модели, не превышает допустимых значений.

Библиографический список

1. Попов И.П. Геолого-промысловое моделирование фильтрационно-емкостных и гидродинамических характеристик залежей нефти и газа при подготовке к разработке: автореф. дис. канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12 / Попов Иван Павлович. – Тюмень, 1997. – 48 с.
2. Черницкий А.В., Карпова С.А. Геологическое моделирование залежей нефти в карбонатных коллекторах на примере Филипповского месторождения Ульяновской области. XIV Губкинские чтения. – Москва, 1996.
3. Потехин Д.В. Методика изменения нефтенасыщенности в пределах переходной зоны при трехмерном геологическом моделировании на примере Трифоновогo месторождения // Материалы XXXIII научно-практической конференции горно-нефтяного факультета ПГТУ. – Пермь. Изд-во Перм. Гос. Техн. Ун-та, 2004 г.
4. Писецкий В.Б. О модели современных геодинамических процессов земной коры в границах восточной окраины Югры / В.Б. Писецкий, К.С. Иванов, Д.Г. Решиков, Д.В. Бурдейный // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа-Югры: тринадцатая науч.-практ. конф. / под ред. В.И. Карасева.

CREATION OF A GEOLOGICAL MODEL OF MIDDLE JURY DEPOSITS BASED ON THE INTEGRATION OF GEOPHYSICAL AND PETROPHYSICAL INFORMATION

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

I.M. Sosnova², *Graduate Student*

¹«GeoEkoAudit» LLC

²Industrial University of Tyumen

(Russia, Tyumen)

Abstract. *This article discusses the experience of creating a geological model of an oil deposit of the Middle Jurassic deposits of the Tyumen Formation (reservoir U4) using the Smolyanoye oil field as an example. The tasks to be solved using three-dimensional models are the estimation of hydrocarbon reserves, the justification for laying new wells, monitoring the development of reserves, assessing the impact of the operation of injection and producing wells, and much more. Thus, the construction of three-dimensional geological models of deposits should allow achieving the maximum economic effect from a more complete extraction of hydrocarbon reserves from the reservoirs through optimization and management of the field development process.*

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