

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ВАНАВАРСКОЙ СВИТЫ ВЕНДСКОГО КОМПЛЕКСА

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

М.Д. Гаджиев², аспирант

¹ООО «ГеоЭкоАудит»

²Тюменский индустриальный университет
(Россия, г. Тюмень)

DOI: 10.24411/2500-1000-2020-10552

Аннотация. В данной статье рассматривается опыт создания геологической модели нефтегазоконденсатных залежей приуроченных к трем продуктивным песчаным пластам ванаварской свиты вендского комплекса (ВН-I, ВН-II и ВН-III-V) в пределах Пайгинского 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.

Пайгинское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1987 г, разрабатывается с 1992 года. В пределах месторождения выделено шесть залежей УВ, приуроченных к трем продуктивным песчаным пластам ванаварской свиты вендского комплекса: ВН-I, ВН-II и ВН-III-V.

Региональной покрывкой служат алевролитоглинистые породы, расположенные в кровле ванаварской свиты толщиной 3-10 м в сочетании с доломитово-ангидритовой толщей (3-10 м) низов оскобинской свиты.

Пайгинское месторождение разбито тектоническими нарушениями на два гидродинамически изолированных блока (центральный и восточный), с которыми связаны самостоятельные залежи УВС с разными флюидами контактами.

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

Модели построены с использованием программ Petrel и Eclipse. В качестве исходных данных были использованы структурные карты пластов ВН-I, ВН-II и ВН-III-V приложенные к оперативному подсчету запасов Пайгинского месторождения от 2007 г. Карты были в формате приложения CorelDraw. С карт были сняты положения контуров залежей, разломы, изогипсы, а также положения забоев скважин. Скважины в модели условно приняты вертикальными.

Результаты интерпретации ГИС были переданы для 15 скважин. В таблице интерпретации присутствовали данные относительно отбивок пластов ВН-I, ВН-II и ВН-III-V, значения эффективных толщин, эффективных газонасыщенных и нефтенасыщенных толщин.

Структурные построения

Основой для структурных построений послужили оцифрованные с карт изогипсы и результаты интерпретации ГИС (рис. 1).

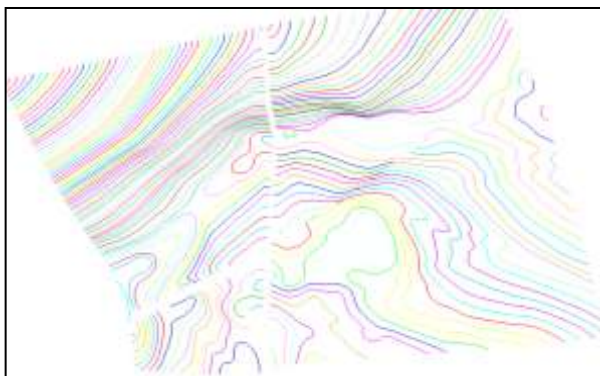


Рис. 1. Изогипсы поверхности кровли пласта ВН-І

Кровли пластов строились методом ConvergentInterpolation, с последующей посадкой на скважинные отметки. Затем были построены карты эффективных толщин пластов. Поверхности подошв пластов получены путем прибавления карт эффективных толщин к кровлям. Такой подход к структурным построениям обусловлен ограниченностью исходных данных. Таким образом получены условные поверхности подошв пласта. Пласты в структурной модели представлены условными интервалами, учитывающими только толщину коллектора.

При построении структурных поверхностей было учтено наличие тектонических нарушений. Амплитуда разломов бы-

ла взята с исходных карт. Разломы приняты вертикальными. Модель тектонических нарушений приведена на рисунке 2.

Полученные поверхности, а также модель разломов использованы для построения структурного каркаса модели месторождения. При этом разломы использовались в качестве элементов границ модели с целью оптимизации ее размеров. Структурный каркас модели приведен на рисунке 3.

Далее интервалы пластов были разбиты на слои. Разбиение выполнено пропорционально, таким образом в плане в каждой точке пласта насчитывается одинаковое количество слоев.

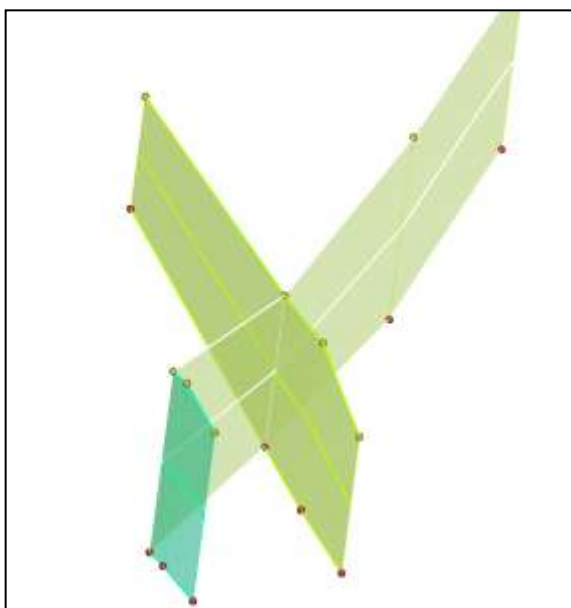


Рис. 2. Модель тектонических нарушений

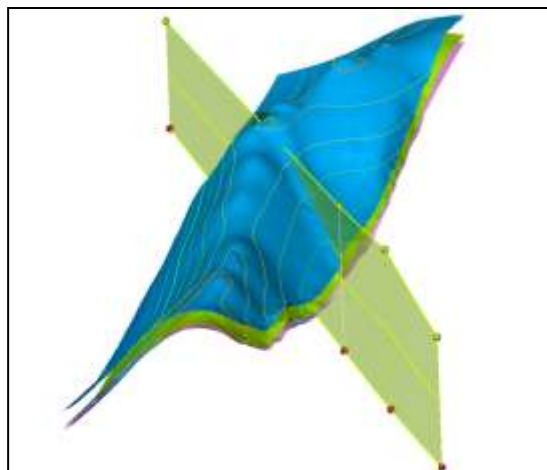


Рис. 3. Структурный каркас модели

Построение моделей фильтрационно-емкостных свойств пластов

Коэффициент песчаности принят равным 1. В кубах коэффициента песчани-

стости учтены зоны замещения коллектора в пластах ВН-I и ВН-II. Полученный куб приведен на рисунке 4. Синим цветом обозначены зоны замещения коллектора.

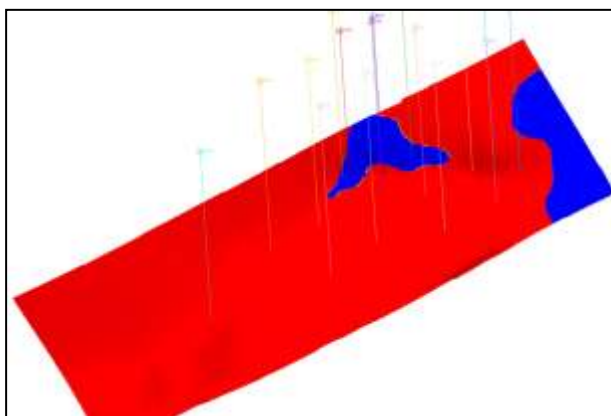


Рис. 4. Распределение коэффициента песчаности в пласте ВН-II

Кубы пористости проницаемости приняты константами, по причине отсутствия необходимого количества исходных данных. Аналогичным образом получены куб-

бы начальной нефтенасыщенности и газонасыщенности (рис. 6, 7, 8). Куб пористости для пласта ВН-II приведен на рисунке 5.

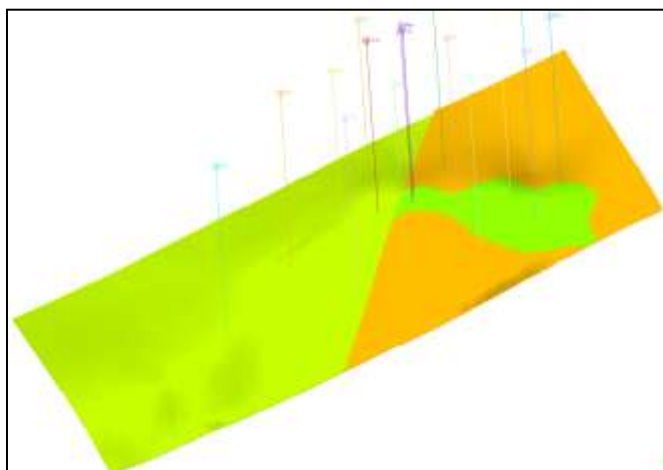


Рис. 5. Куб пористости пласта ВН-II

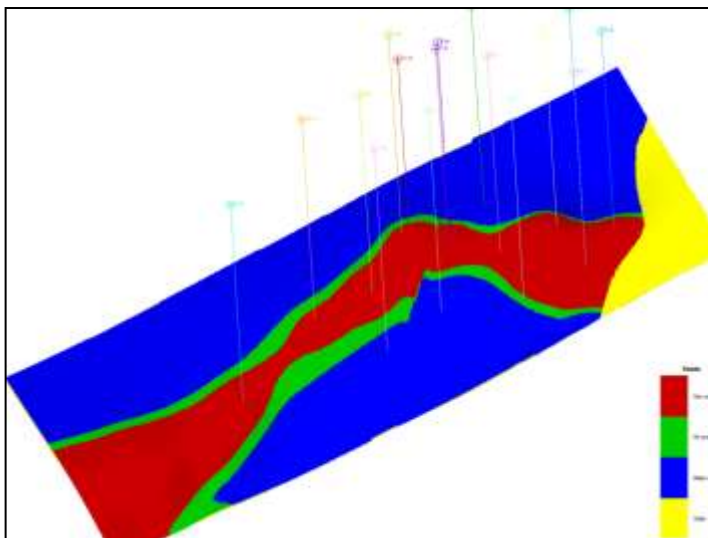


Рис. 6. Распределение насыщенности в модели пласта ВН-I

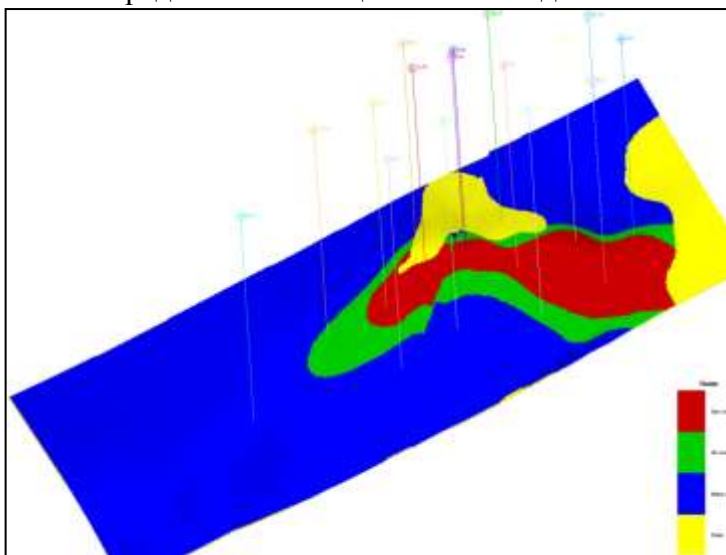


Рис. 7. Распределение насыщенности в модели пласта ВН-II

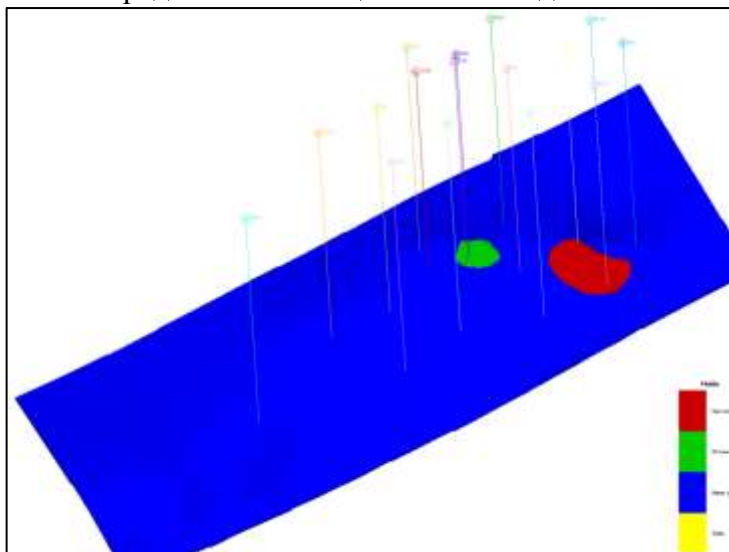


Рис. 8. Распределение насыщенности в модели пласта ВН-III-V

На основе построенной модели выполнен расчет запасов нефти в пластах месторождения. Сопоставление запасов в моде-

ли с принятыми значениями приведено в таблице 1.

Таблица 1. Сопоставление начальных геологических запасов нефти

пласт, сектор	ПЗ	ГМ	□, %
Вн-1, центр	2837	2834	-0.1
Вн-1, восток	1633	1603	-1.8
Вн-2, центр	7215	7098	-1.6
Вн-2, восток	13029	12658	-2.8
Вн-3-5, восток	2081	2120	1.9

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. Черницкий А.В., Карпова С.А. Геологическое моделирование залежей нефти в карбонатных коллекторах на примере Филипповского месторождения Ульяновской области // XIV Губкинские чтения. – Москва, 1996.
2. Дерюшев А.Б., Потехин Д.В. Применение многовариантного моделирования при распределении Кп с целью оценки достоверности построения трехмерных литолого-фациальных моделей на примере нижнетиманских отложений Кирилловского месторождения нефти // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – Т. 11. №5. – С. 32-38.
3. Кулагин А.В., Мушин И.А., Павлов Т.Ю. Моделирование геологических процессов при интерпретации геофизических данных. – М.: Недра, 1994. – 250 с.
4. Потехин Д.В., Путилов И.С. Опыт корректировки распределения литологии при трехмерном геологическом моделировании на основе представлений о геологическом строении нефтяных залежей // Геология геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – №9-10. – С. 48-50.
5. Потехин Д.В. Методика изменения нефтенасыщенности в пределах переходной зоны при трехмерном геологическом моделировании на примере Трифионовского месторождения // Материалы XXXIII научно-практической конференции горно-нефтяного факультета ПГТУ. – Пермь. Изд-во Перм. Гос. Техн. Ун-та, 2004 г.

GEOLOGICAL MODELING OF OIL AND GAS CONDENSATE DEPOSITS IN TERRIGENEOUS COLLECTORS OF THE VANAVARA SUITES IN VENDA COMPLEX

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

M.D. Gadzhiev², Postgraduate

¹«GeoEkoAudit» LLC

²Industrial University of Tyumen
(Russia, Tyumen)

Abstract. This article has the experience of creating a geological model of oil and gas condensate deposits confined to the product of the sand formation of the Vanavar Formation of the Vendian complex (VN-I, BH-II and BH-III-V) within the Payginskoe field. The model was created to describe heterogeneous reservoirs, calculate oil reserves and 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.