DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-1-27-33

УДК 622.279.6

Г.Ф. Шамсутдинова, А.А. Садвакасов, Э.М. Альмухаметова (Филиал
Уфимского государственного нефтяного технического университета
в г. Октябрьском, г. Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация)

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ФЕДОРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

G.F. Shamsutdinova, A.A. Sadvakasov, E.M. Almukhametova
(Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum Technological University,
Oktyabrskiy, Republic of Bashkortostan, Russian Federation)

MODELING OF FEDOROVSKOE OIL FIELD DEVELOPMENT

Введение

Геологическая модель является неотъемлемой частью современного проектирования разработки месторождений. На основе результатов моделирования подбирается рациональная система разработки нефтяного месторождения, которая дает возможность обеспечить заданный уровень добычи нефти и оптимальную защиту окружающей среды.

Цели и задачи

Анализ геологических моделей месторождения на основе геологических, гидродинамических и промысловых данных.

Результаты

Выполнен анализ геологических моделей Федоровского месторождения, который выявил:

- запасы нефти, вовлекаемые в процесс гидродинамического моделирования, соответствуют геологическим запасам (расхождения не превышают 5 %);
- в целом по объектам получена хорошая сходимость фактических и рассчитанных по модели показателей разработки;
- представленные трехмерные цифровые геологические и фильтрационные модели продуктивных пластов Федоровского месторождения могут быть использованы для расчетов прогнозных технологических показателей разработки.

Background

The geological model is an integral part of the modern design of field development. Based on the results of the simulation, a rational oil field development system is selected, which makes it possible to provide a given level of oil production and optimal protection of the environment.

Aims and Objectives

Analysis of geological models of the oil field on the basis of geological, hydro-dynamic and field data.

Results

An analysis of geological models of the Fedorovskoye oil field was carried out, which revealed:

- oil reserves involved in the process of hydrodynamic modeling correspond to geological reserves (discrepancies do not exceed 5 %);
- in general, the objects obtained a good convergence of actual and modeled development indicators;
- presented three-dimensional digital geological and filtration models of reservoirs of the Fedorovskoe oil field can be used to calculate predictive technological development indicators.

Ключевые слова: геологическая модель, структурные поверхности, литология, нефтенасыщенность

Key words: geological model, structural surfaces, lithology, oil saturation

На основе разработки геологической модели подбирается рациональная система разработки нефтяного месторождения, позволяющая обеспечить заданный уровень добычи нефти и оптимальную защиту окружающей среды. В статье представлен анализ построения геологических моделей Федоровского месторождения на основе геологических, гидродинамических и промысловых данных. В качестве данных для построения геологических моделей использовались структурные поверхности горизонтов, прослеженные по данным сейсмических исследований и вертикальных скважин; координаты точек плаstopересечений; попропластовая интерпретация материалов геоинформационных системы (ГИС), содержащая рассчитанные значения коэффициентов пористости, нефтенасыщенности, проницаемости в пластах [1].

Геологические модели пластов AC_{4-8} , AC_6^1 , AC_{7-8} , AC_9 , BC_{1-2} , BC_{10} , $ЮС_1^3$, $ЮС_2$ создавались в целом по объекту, пластов BC_{10}^1 , $ЮС_1^{1-2}$ - отдельно по Федоровской и Восточно-Моховой площадям. Ачимовская толща моделировалась единым объектом по разрезу, при этом по площади было выделено 4 участка на Федоровской площади и 1 - на Восточно-Моховой площади.

Согласно степени изменчивости структурных планов и плотности геолого-геофизических наблюдений расстояния между узлами сетки по осям X и Y приняты 100 м для объектов AC_6^1 , AC_{7-8} , AC_9 - 50 м. Сетки созданы с использованием геометрии XY regular, то есть все ячейки сетки имеют одинаковую длину и ширину в плане.

В соответствии с принятой моделью осадконакопления (конформное залегание относительно кровли) объем между структур-

ными поверхностями от кровли к подошве делился на прослои равной толщины параллельно кровле в геологических моделях объектов AC_{4-8} , AC_6^1 , AC_9 , BC_{10}^1 , BC_{10} , $BC_{14}^{\Phi-18\Phi}$ (участки 1, 3), $ЮС_2$ и на равное количество прослоев с пропорционально изменяющейся толщиной в моделях объектов AC_{7-8} , BC_{1-2} , $BC_{14}^{\Phi-18\Phi}$ (участки 2, 4), BC_{16-19} , $ЮС_1^{1-2}$, $ЮС_1^3$. Средние толщины слоев по моделям составили не более 0.4 м, такое высокое разрешение необходимо для точного построения литологических границ и детального выделения тонких прослоев в объеме трехмерной модели [2-5].

Трехмерные цифровые геологические и фильтрационные модели объектов AC_{4-8} , AC_6^1 , AC_{7-8} , AC_9 , BC_{1-2} , BC_{10}^1 , BC_{10} , BC_{14-19} , $ЮС_1^{1-2}$, $ЮС_1^3$, $ЮС_2$ были построены согласно документам, разработанным Тюменским отделением «СургутНИПИнефть» и утвержденным ГКЗ РФ (протокол № 2179 от 16.04.2010 г.): «Пересчет геологических запасов углеводородов Федоровского месторождения» и «Технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти Федоровского месторождения». Технология моделирования и полученные результаты соответствуют требованиям Регламента по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и нефтегазовых месторождений (РД 153-39.0-047-00) и Методическим указаниям по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и нефтегазовых месторождений.

Геологическое моделирование и построение карт проведено в пакете программ фирмы Schlumberger Petrel 2007 и CPS3. Ремасштабирование, передача ремасштабированных моделей в систему фильтрационного

моделирования осуществлялись с использованием блока геологического моделирования программного комплекса «Техсхема» (ТО «СургутНИПИнефть») [3].

На этапе построения единого структурного каркаса для дальнейшего геологического моделирования использовались полученные в результате корреляции разрезов скважин абсолютные отметки стратиграфических кровли и подошвы каждого цикла, содержащего продуктивный пласт.

Структурные поверхности строились с учётом особенностей геологического строения, отражённых на сейсмических картах 2D и 3D (рисунок 1). В процессе разработки геологических моделей Федоровского месторождения было построено 36 структурных поверхностей по стратиграфическим границам: кровля и подошва пластов, которые между собой залегают согласно.

При интерполяции использовался стандартный интерполяционный полиномиальный алгоритм, позволяющий минимизировать кривизну получаемой поверхности [1, 4].

В скважинах проведена увязка структурных отметок согласно с принятым положением газонефтяных (ГНК) и водонефтяных контактов (ВНК).

При построении кубов литологии учитывались закономерности распространения коллекторов, построенные и проанализированные по скважинным данным при послойном моделировании. Объёмы построенных дискретных кубов литологии (0 - неколлектор, 1 - коллектор) соответствуют объёмам, полученным согласно эффективным толщинам 2D модели.

Объёмы газонасыщенных коллекторов получали из куба литологии выше ГНК, нефтенасыщенных - из куба литологии между ГНК и ВНК [2, 5].

В процессе создания моделей насыщения учитывались закономерности изменения нефтенасыщенности в зависимости от высоты над водонефтяным контактом и свойств коллектора.

При этом в расчете зависимости участвовали только те пропластки, в которых по ГИС можно было определить значение коэффициента, и те скважины, которые не затронуты процессами разработки (обводнены). В нефтенасыщенных коллекторах значения кубов нефтенасыщенности K_{nn} в ячейках сетки не выходят за пределы граничных значений, в водонасыщенных и в неколлекторах они считались равными нулю.

Рисунок 1. Структурная модель пласта БС₁₋₂

Кубы остаточной нефтенасыщенности Кон рассчитывались для каждого объекта согласно алгоритмам, построенным на основании результатов петрофизических исследований, из кубов нефтенасыщенности (Кнн) и пористости (Кп):

- для объектов AC_{4-8} , AC_6^1 , AC_{7-8} , AC_9 :
 $Кон = (0.2856 \cdot Кнн \cdot Кп + 0.032) / Кп$;
- для объекта BC_{1-2} :
 $Кон = (0.169 \cdot Кнн \cdot Кп + 0.0344) / Кп$;
- для объектов BC_{10}^1 , BC_{10} :
 $Кон = (0.1644 \cdot Кнн \cdot Кп + 0.0362) / Кп$;
- для объекта BC_{14-19} : $Кон = (0.3574 \cdot Кнн \cdot Кп + 0.0136) / Кп$;
- для объектов $ЮС_1^{1-2}$, $ЮС_1^3$:
 $Кон = (0.2609 \cdot Кнн \cdot Кп + 0.0162) / Кп$;
- для объекта $ЮС_2$:
 $Кон = (0.256 \cdot Кнн \cdot Кп + 0.0291) / Кп$.

По результатам оценки, геологические модели пластов Федоровского месторождения можно считать достоверными, по средним параметрам расхождение не превышает 5 %.

Для оптимизации гидродинамических расчетов из геологических моделей объектов AC_6^1 , AC_{7-8} , AC_9 , BC_{1-2} , BC_{10}^1 , $BC_{14}^{\Phi-18}$, BC_{16-19} , $ЮС_1^{1-2}$, $ЮС_1^3$ были сделаны вырезки без изменения шагов по осям X, Y, Z.

Таким образом, геологические модели этих объектов не ремасштабировались, их детальность сохранена в фильтрационных моделях.

В геологических моделях объектов AC_{4-8} , BC_{10} , $ЮС_2$ проведено ремасштабирование по оси Z. По объекту AC_{4-8} толщины слоев изменяются от 0.4 м в нефтегазонасыщенной прикровельной части до 2.8 м в подошвенной водонасыщенной части объекта. По объектам BC_{10} , $ЮС_2$ толщины слоев составили 0.8 м.

Цифровые фильтрационные модели (ЦФМ) создавались с использованием программного комплекса «Техсхема», версия 4.0 (сертификат соответствия № РОСС RU.СП.19.400005 от 16.06.2009).

При построении фильтрационных моделей были использованы результаты лабораторных исследований керна, свойств пластовых флюидов, анализа геолого-промысловой информации, геофизического контроля за разработкой залежи.

Фильтрационные модели описывают неравновесную трехмерную фильтрацию нефти, газа и воды в пористой среде, учитывают следующие факторы и условия:

- геологическое строение и фильтрационно-емкостные свойства пластов с высокой степенью детализации их описания;
- неоднородность пласта по проницаемости и толщине, прерывистый характер распространения песчаных тел;
- возможный массообмен в пласте между нефтью и газом при изменении пластового давления;
- сжимаемость коллектора и насыщающих его флюидов;
- влияние гравитационных и капиллярных сил на распределение фаз по высоте.

Для построения модифицированных функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП) использованы результаты лабораторных исследований керна.

При создании цифровых фильтрационных моделей газонефтяных залежей объектов AC_{4-8} , AC_6^1 , AC_{7-8} трехфазная функция ОФП определялась по трем двухфазным функциям ОФП (один из методов, реализованных в программном комплексе «Техсхема») [4].

В областях двухфазной фильтрации функции ОФП аппроксимируются степенными зависимостями, если одна из фаз неподвижна, то функция ОФП второй фазы линейна.

Трехфазная функция ОФП рассчитывается путем интерполяции значений попарных двухфазных функций ОФП в любую точку области определения трехфазной фильтрации.

На границах расчетных участков были заданы следующие условия:

- кровля и подошва пласта непроницаемые;
- на западной, восточной, южной и северной границах участков заданы давления, равные начальным пластовым;
- начальные пластовые давления рассчитывались моделирующей программой, использующей глубины расчетных слоев и их толщины.

При настройке истории разработки в качестве граничных условий в добывающих скважинах приняты фактические дебиты жидкости, пересчитанные при пластовых условиях с учетом изменения режимов работы скважин, проведенных геолого-технических мероприятий (ГТМ) и степени совершенства скважин по характеру вскрытия.

При гидродинамическом моделировании проведенные ГТМ учитывались следующим образом:

- потокоотклоняющие технологии, водоизоляционные работы (ВИР), ремонтно-изоляционные работы (РИР), перфорационные методы - изменением интервалов перфорации;
- депрессионные методы - изменением забойных давлений;
- физико-химические методы - изменением относительной продуктивности скважин;
- нестационарное заводнение - кратковременной (не превышающей расчетный шаг) остановкой добывающих или нагнетательных скважин.

В нагнетательных скважинах в качестве граничного условия принята приемистость скважин по воде.

Адаптация истории разработки эксплуатационных объектов осуществлялась за период с начала разработки до 01.01.2010 г.

Основными критериями адаптации модели по истории разработки были выбраны:

- годовые объемы добычи;
- накопленная добыча нефти;
- обводненность продукции скважин.

По объекту АС₄₋₈ настройка истории проводилась по 2762 скважинам, добывавшим нефть.

Получена удовлетворительная сходимость - по основной доле фонда (2296 скважин, 83 %) расхождение в показателях не превышает 20 %. С отклонением более 30 % воспроизведены показатели 466 скважин (16.9 %). В основном, это скважины, приуро-

ченные к краевым частям залежи и подгазовым зонам.

По объекту АС₆¹ фонд перебивавших в эксплуатации скважин составляет 5 единиц. По всем скважинам получена удовлетворительная сходимость показателей разработки (не более 10 %).

По объекту АС₇₋₈ по всему перебивавшему в эксплуатации фонду (75 %) модельные показатели разработки имеют отклонение от фактических не более, чем на 20 %.

По объекту АС₉ из 188 скважин перебивавшего в эксплуатации фонда модельные показатели разработки отличаются от фактических в 15 скважинах (8 % фонда). Это скважины, расположенные на залежи 3 в краевых частях и подгазовой зоне.

По объекту БС₁₋₂ из 725 скважин перебивавшего в эксплуатации фонда с отклонением более 30 % воспроизведены показатели разработки 8 скважин (1.1 % фонда). Это скважины с боковыми стволами, расположенные на Моховой площади залежи 1.

По объекту БС₁₀¹ из 495 скважин перебивавшего в эксплуатации фонда с отклонением более 30 % воспроизведены показатели разработки 23 скважин (4.6 % фонда). Это скважины, расположенные в краевых частях и в непосредственной близости к линиям выклинивания [5].

По объекту БС₁₀ фонд перебивавших в эксплуатации скважин составляет 2925 скважину. С отклонением до 20 % воспроизведены показатели по 2600 скважинам, по 325 скважинам (11.1 % фонда) отклонение превышает 30 %.

По объекту БС₁₄₋₁₉ с отклонением 30 % воспроизведены показатели разработки по 30 скважинам (12 % фонда). В основном это скважины с боковыми стволами и многоствольные скважины.

По объектам ЮС₁ и ЮС₂ с отклонением более 30 % воспроизведены показатели менее, чем по 3 % фонда.

Таким образом, по всем эксплуатационным объектам получена удовлетворительная сходимость модельных и фактических показателей разработки.

Выводы

В результате анализа построения геологических моделей Федоровского месторождения установлено:

- геологические модели объектов АС₆¹, АС₇₋₈, АС₉, БС₁₋₂, БС₁₀¹, БС₁₄^Ф-18^Ф, БС₁₆₋₁₉, ЮС₁¹⁻², ЮС₁³ не ремасштабировались, их детальность сохранена в фильтрационных моделях;
- в геологических моделях объектов АС₄₋₈, БС₁₀, ЮС₂ проведено ремасштабирование по оси Z (по объекту АС₄₋₈

толщины слоев изменяются от 0.4 м до 2.8 м, по объектам БС₁₀, ЮС₂ толщины слоев составили 0.8 м);

- запасы нефти, вовлекаемые в процесс гидродинамического моделирования, соответствуют геологическим запасам (расхождения не превышают 5 %);
- в целом по объектам получена хорошая сходимость фактических и рассчитанных по модели показателей разработки;
- представленные трехмерные фильтрационные модели могут быть использованы для расчетов прогнозных технологических показателей разработки.

Список литературы

1. Владимиров И.В., Альмухаметова Э.М. Нестационарное тепловое воздействие при разработке залежей высоковязкой нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 4. С. 23-27.
2. Владимиров И.В., Альмухаметова Э.М., Велиев Э.М. Условия эффективного применения заводнения горячей водой при разработке послойно неоднородных по проницаемости пластов с высокой вязкостью // Нефтяное хозяйство. 2016. № 9. С. 62-65.
3. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 1995. 496 с.
4. Коробейников А.Ф. Теоретические основы моделирования месторождений полезных ископаемых. 2009. С. 5-9.
5. Закревский К.Е. Практикум по геологическому 3D моделированию. Построение тестовой модели в Petrel 2009. М., 2010. С. 105-110.

References

1. Vladimirov I.V., Al'mukhametova E.M. Nestatsionarnoe teplovoe vozdeistvie pri razrabotke zalezhei vysokovязкой нефти [Non-Stationary Thermal Effect when Developing Deposits of High-Viscous Oil]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii - Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2016, No. 4, pp. 23-27. (in Russ.).
2. Vladimirov I.V., Al'mukhametova E.M., Veliev E.M. Usloviya effektivnogo primeneniya zavodneniya goryachei vodoi pri razrabotke posloino neodnorodnykh po pronitsaemosti plastov s vysokoi вязкостью [Conditions of the Effective Use of Hot Water Flooding for Development of Heavy Oil Deposits with Non-Uniform Permeability]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2016, No. 9, pp. 62-65. (in Russ.).
3. Gavura V.E. *Geologiya i razrabotka neftyanykh i gazonefityanykh mestorozhdenii* [Geology and Development of Oil and Gas and Oil Fields]. Moscow, VNIIOENG, 1995. 496 p. (in Russ.).
4. Korobeinikov A.F. *Teoreticheskie osnovy modelirovaniya mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh* [Theoretical Bases of Mineral Deposits Modeling]. 2009, pp. 5-9. (in Russ.).
5. Zakrevskii K.E. *Praktikum po geologicheskomu 3D modelirovaniyu. Postroenie testovoi modeli v Petrel 2009* [Workshop on 3D Geological Modeling. Building a Test Model in Petrel 2009]. Moscow, 2010, pp. 105-110. (in Russ.).

Авторы

• Шамсутдинова Гульназ Фагимовна
Филиал Уфимского государственного нефтяного
технического университета в г. Октябрьском
Студент кафедры «Разведка и разработка
нефтяных и газовых месторождений»
Российская Федерация, 452607, Республика
Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54 а
тел. (34767) 6-60-30
e-mail: sh25gulnaz@mail.ru

• Садвакасов Алмаз Аскарлович
Филиал Уфимского государственного нефтяного
технического университета в г. Октябрьском
Студент кафедры «Разведка и разработка
нефтяных и газовых месторождений»
Российская Федерация, 452607, Республика
Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54 а
тел. (34767) 6-60-30
e-mail: almaz.s._97@mail.ru

• Альмухаметова Эльвира Маратовна, канд. техн.
наук
Филиал Уфимского государственного нефтяного
технического университета в г. Октябрьском
Доцент кафедры «Разведка и разработка
нефтяных и газовых месторождений»
Российская Федерация, 452607, Республика
Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54 а
тел. (34767) 6-60-30
e-mail: elikaza@mail.ru

The Authors

• Shamsutdinova Gulnaz F.
Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum
Technological University
Student of Exploration and Exploitation of Oil
and Gas Fields Department
54 a, Devonskaya str., Oktyabrskiy, Republic
of Bashkortostan, 452607, Russian Federation
tel: (34767) 6-60-30
e-mail: sh25gulnaz@mail.ru

• Sadvakasov Almaz A.
Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum
Technological University
Student of Exploration and Exploitation of Oil
and Gas Fields Department
54 a, Devonskaya str., Oktyabrskiy, Republic
of Bashkortostan, 452607, Russian Federation
tel: (34767) 6-60-30
e-mail: almaz.s._97@mail.ru

• Almukhametova Elvira M., Candidate of Technical
Sciences
Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum
Technological University
Assistant Professor of Exploration and Exploitation
of Oil and Gas Fields Department
54 a, Devonskaya str., Oktyabrskiy, Republic
of Bashkortostan, 452607, Russian Federation
tel: (34767) 6-60-30
e-mail: elikaza@mail.ru