

DOI 10.25689/NP.2018.1.79-88

УДК 622.276.1/.4(470.41)

**ЧИСЛЕННЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ ПО РАСЧЕТУ ПЛОТНОСТИ
ПОДВИЖНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
КИЗЕЛОВСКОГО ОБЪЕКТА ЗАПАДНО-УРУСТАМАКСКОГО
НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА БАЗЕ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ
МОДЕЛИ**

Низаев Р.Х., Зацарина Л.В., Кизим О.В., Павлова К.В.,

Ямгутдинов М.Р.

Институт «ТатНИПИнефть»

**RESERVOIR SIMULATION STUDY FOR ESTIMATING THE
DENSITY OF MOBILE OIL RESERVES AND FORECASTING
RESERVOIR PRODUCTION PERFORMANCE FOR CARBONATE
SEDIMENTS OF THE KIZELOVIAN PRODUCING INTERVAL OF
ZAPADNO-URUSTAMAKSKOYE OIL FIELD**

Nizaev R.Kh., Zatsarina L.V., Kizim O.V., Pavlova K.V.,

Yamgutdinov M.R.

TatNIPIneft Institute

E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Аннотация. Построение параметра начальной нефтенасыщенности проводилось с использованием зависимости функции Леверетта от водонасыщенности для пород кизеловского горизонта. Результаты адаптации фильтрационной модели и расчета прогнозных параметров подчеркивают степень соответствия геолого-технологической модели реальному объекту разработки.

Созданы геологическая и фильтрационная модели карбонатных отложений кизеловского объекта с учетом зависимости функции Леверетта от водонасыщенности. Проведена адаптация параметров модели по истории разработки кизеловского объекта. Проведены гидродинамические расчеты с учетом мероприятий по зарезке четырех боковых горизонтальных стволов. Накопленная добыча нефти к концу разработки месторождения составит 99 тыс.т, КИН - 0,270.

Ключевые слова: геологическая и гидродинамическая модель, остаточная нефтенасыщенность, продуктивные отложения, кизеловский горизонт, пласт, структурный каркас, геологический профиль, отметки ВНК, адаптация параметров модели, предельная обводненность, подвижные запасы нефти

Abstract. Initial oil saturations have been obtained from Leverett J-function versus water saturation for Kizelovian sediments. History matching and forecasting data are indicative of the degree of match between predicted and actual field production data.

Geological and fluid flow models have been created for carbonate sediments of the Kizelovian producing interval considering Leverett J-function versus water saturation.

Historical production data for the Kizelovian production zone have been used to history match model parameters. Reservoir simulations were run to predict reservoir production performance after drilling of four horizontal sidetracks. Cumulative oil production by the end of field development period has been estimated at 99 000 tones with oil recovery factor of 0.270.

Key words: geological and reservoir simulation model, residual oil saturation, pay zone, Kizelovian horizon, formation, structural framework, geological cross section, oil-water contact, history matching, critical water cut, mobile oil reserves.

Геологическая модель месторождения

Построение геологической модели карбонатных отложений кизеловского горизонта Западно-Урустамакского нефтяного месторождения [1–3] проводилось на базе материалов подсчета запасов, промыслово-геофизической и петрофизической информации в программном комплексе Irap RMS 10 компании ROXAR. Объектом моделирования являются продуктивные отложения пласта Скз-1 кизеловского горизонта.

После загрузки всей имеющейся исходной информации был построен структурный каркас продуктивных отложений (рис. 1).

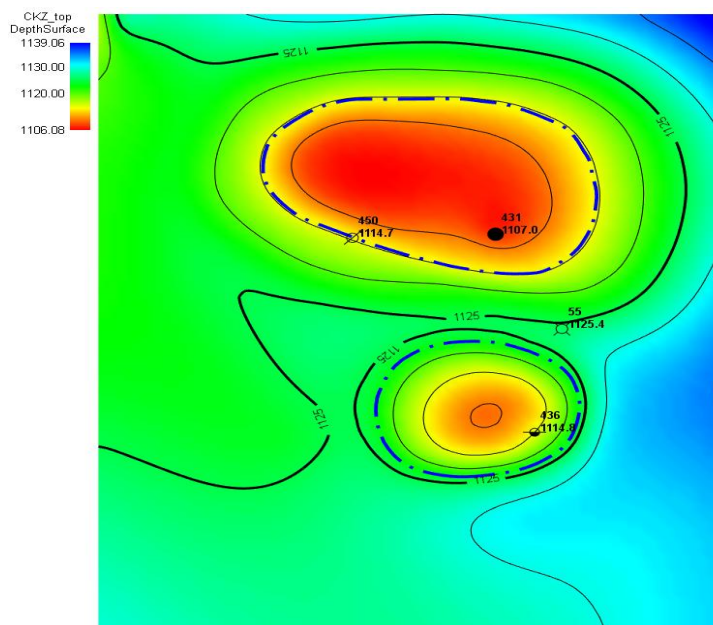


Рис. 1. Структурная сетка по кровле продуктивных отложений пласта Скз-1

На основе согласованной структурной модели построили структурную трехмерную сетку, на которой смоделировали пространственное распределение типов пород и петрофизические параметры.

При расчете поля насыщенности использовались данные о контуре нефтеносности, а также значения отметок водонефтяного контакта (ВНК). При этом в ячейках трехмерной сетки, находящихся в пределах внешних контуров и выше отметки ВНК, задавалось распределение

нефтенасыщенности в зависимости от высоты расположения над уровнем ВНК.

В отличие от предыдущих вариантов определения начальной нефтенасыщенности, в данной работе использовалась зависимость функции Леверетта от водонасыщенности для пород кизеловского горизонта. Коэффициенты зависимости определены в лабораторных условиях на образцах собственного керна.

В ячейках, находящихся за внешним контуром или ниже отметки ВНК значение нефтенасыщенности задавалось, равное нулю.

Отметка ВНК была принята с учетом данных интерпретации ГИС и подсчета запасов [4, 5]. Подсчет начальных балансовых запасов нефти в модели выполнялся объемным методом. В расчете объема использовались ячейки, находящиеся выше поверхности ВНК. При подсчете начальных балансовых запасов нефти значения объема, пористости и нефтенасыщенности в каждой ячейке модели перемножались и затем суммировались. Полученное произведение умножалось на значения пересчетного коэффициента и плотности нефти.

Цифровая фильтрационная модель представляет нефтяные залежи месторождения в виде трехмерной сетки ячеек, каждая из которых характеризуется набором идентификаторов и параметров геологической модели и дополнительно включает динамические характеристики пластовых процессов и промысловые данные по скважинам (данные о конструкции скважин, дебиты жидкости, режим работы, данные о пластовом и забойном давлении).

Фильтрационное моделирование выполнялось с помощью расчетных программ, реализующих численное решение системы уравнений, описывающих фильтрацию пластовых флюидов и закачиваемых агентов с учетом их взаимодействия с горной породой. Гидродинамическая модель была построена с использованием пакетов программ Irap RMS компании

ROXAR - Tempest 7.2. В фильтрационной модели были сохранены размеры и количество ячеек геологической модели. Для дальнейших расчетов принята геологическая модель без укрупнения. В табл. 1 приведены данные запасов нефти, утвержденные в ГКЗ, и по фильтрационным моделям.

Таблица 1

Запасы нефти, тыс. т

Объект	ГКЗ	Фильтрационные модели	%
Кизеловский	199	208	4,0

Функции, зависящие от насыщенности

Функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) модифицировались по динамике добыче нефти и воды, обеспечивая максимальную сходимость расчетных и фактических показателей.

Остаточная нефтенасыщенность была задана в представленных моделях одним числом для каждой залежи. Заданные при моделировании коэффициента вытеснения соответствуют утвержденным в ГКЗ. В табл. 2 приводятся данные по коэффициентам вытеснения.

Таблица 2

Коэффициенты вытеснения

Объект	Кизеловский
ГКЗ	0,299
Фильтрационные модели	0,299
%	<1

Относительные фазовые проницаемости по кизеловскому горизонту, полученные в результате адаптации параметров модели приведены на рис. 5. Необходимо отметить, что вид ОФП (рис.5.) не соответствует данным полученным по исследованиям на керне. Это связано с двумя факторами.

Первое, объем исследований не представительный. Второе, количество и качество исходных данных для создания моделей имеются в неполном объеме.

Основные исходные данные для расчетов приведены в табл. 3.

Таблица 3

Исходные данные для расчетов

Параметры	Кизеловский объект
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,884
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	11,0
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,17
Начальное пластовое давление, МПа	13,8
Давление насыщения нефти газом, МПа	2,4
Начальная средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,68

Адаптация параметров трехмерной модели [6, 7] осуществлялась с 2005 г. по 1 января 2017 г. по объекту и по скважинам. Уточнение параметров проводилось как по дебиту скважин, так по дебиту нефти. Расчеты показали, что нефтяные залежи Западно-Урустамакского месторождения имеют влияние законтурной области.

Результаты адаптации приведены на рис. 2.

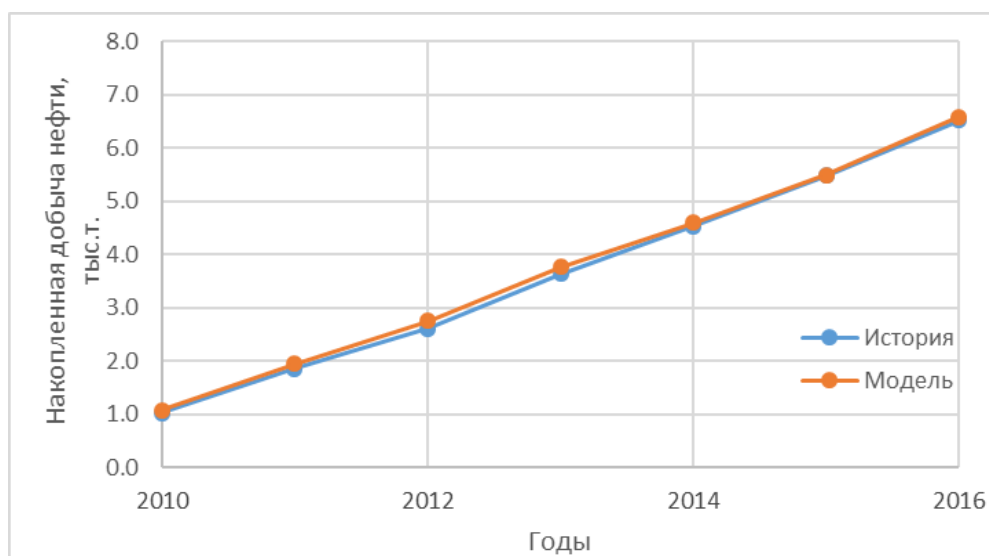


Рис. 2. Накопленная добыча нефти

Предельная обводненность для скважин на прогнозный период задана равной 0,98. Технологические показатели разработки на прогноз приведены на рис. 3.

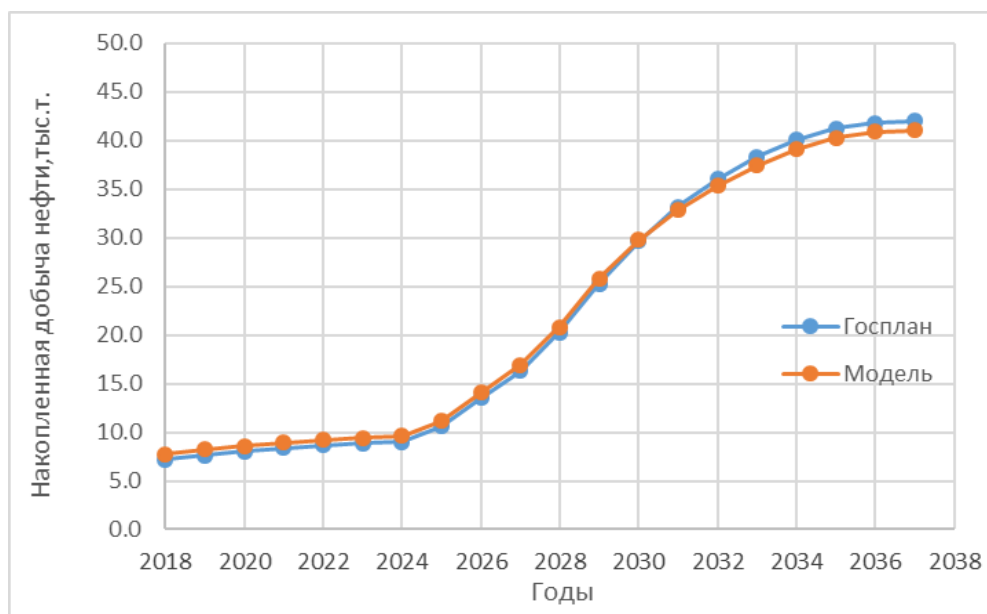


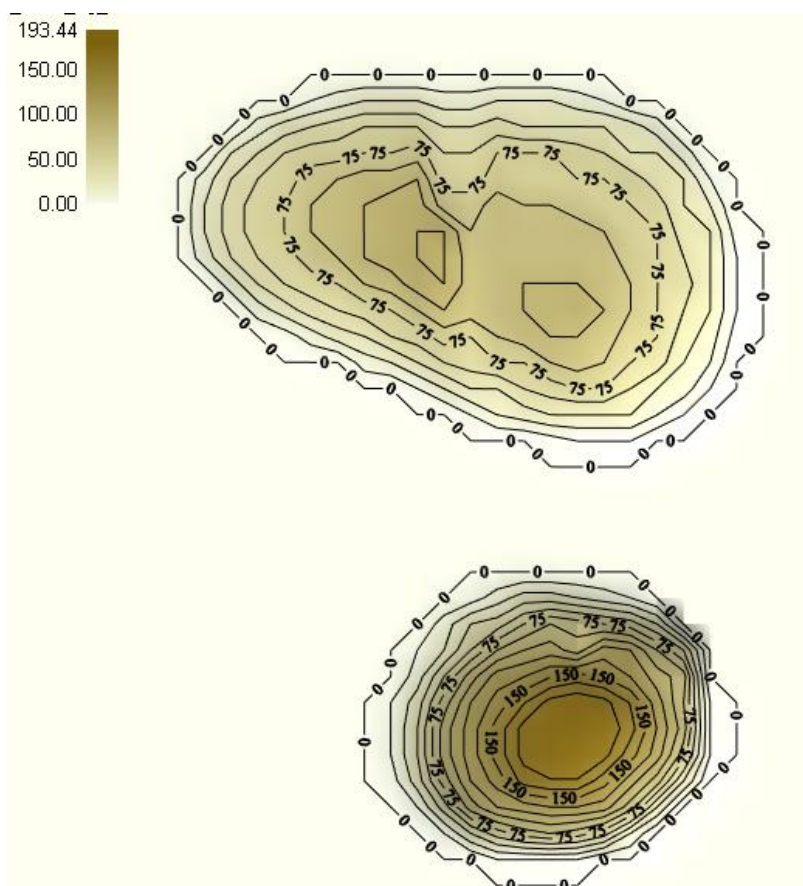
Рис. 3. Накопленная прогнозная добыча нефти

В настоящее время добыча нефти ведется по двум объектам – кизеловскому и муллинскому. Месторождение находится в начальной стадии разработки.

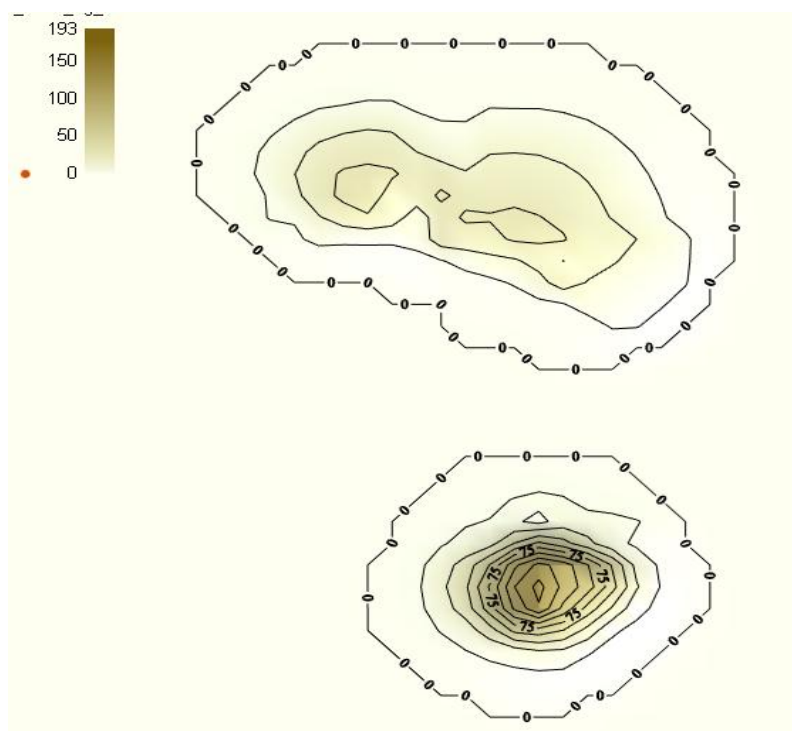
Согласно рекомендуемого варианта общий фонд Западно-Урустамакского месторождения четыре скважины, в т.ч. три добывающие и одна нагнетательная.

Основным мероприятием рекомендуемого варианта является зарезка четырех боковых горизонтальных стволов, что в свою очередь позволит в короткие сроки охватить наибольшее количество запасов. Накопленная добыча нефти к концу разработки месторождения составит 99 тыс.т, КИН 0,270.

На рис. 4, 5 представлены карты плотности подвижных запасов нефти на разных этапах разработки (кг/м^2).



**Рис. 4. Распределение плотности подвижных запасов нефти
на начало разработки**



**Рис. 5. Распределение плотности подвижных запасов нефти
на конец разработки**

Выводы.

1. Созданы геологическая и фильтрационная модели карбонатных отложений кизеловского объекта с учетом зависимости функции Леверетта от водонасыщенности.
2. Проведена адаптация параметров модели по истории разработки кизеловского объекта. Проведены гидродинамические расчеты с учетом мероприятий по зарезке четырех боковых горизонтальных стволов. Накопленная добыча нефти к концу разработки месторождения составит 99 тыс.т, КИН - 0,270.

Список литературы

1. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. – М.: Маска, 2009. – 376 с.
2. Практические советы по 3D геологическому моделированию / Б.В. Белозёров, А.В. Буторин, П.Н. Герасименко, Е.В. Журавлёва, Р.З. Фаизов. – СПб. : Газпромнефть НТЦ, 2015. – 354 с.
3. Технологическая схема разработки Западно-Урустамакского нефтяного месторождения / рук.: В.Н. Петров, И.А. Котлубаева, В.В. Исаева ; ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2009. – 350 с.
4. ГОСТ Р 53710-2009. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки. – Введ. 2011-07-01. – М.: Стандартинформ, 2010. – IV, 53 с.
5. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений: информ.-аналит. бюл. – М.: НП НАЭН, 2007. – 70 с. – (Приложение к журналу «Недропользование-XXI»; вып. 3).
6. Низаев Р.Х., Судо Р.М. Оценка подвижных запасов нефти при различной остаточной нефтенасыщенности в объеме резервуара. Принципы построения рисунков-карт подвижных запасов углеводородов // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО «Татнефть». – М.: Нефтяное хозяйство, 2015. – Вып. 83. – С. 58-63.
7. Низаев Р.Х., Судо Р.М. Принципы построения распределения плотности подвижных запасов нефти // Территория «Нефтегаз». – 2016. – № 3. – С. 126-130.

Сведения об авторах

Низаев Рамиль Хабутдинович, доктор технических наук, доцент, ведущий научный сотрудник, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Зацарина Лада Валерьевна, инженер отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: zacarina@tatnipi.ru

Кизим Оксана Владимировна, инженер 2 категории отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: kizim@tatnipi.ru

Павлова Ксения Владимировна, инженер отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: pavlova_kn@tatnipi.ru

Ямгутдинов Марат Рифович, инженер 2 категории отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: yammr@tatnipi.ru

Authors

Nizaev R.Kh., Dr.Sc., Assistant Professor, Leading Research Associate, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Zatsarina L.V., Engineer, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: zacarina@tatnipi.ru

Kizim O.V., Engineer, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: kizim@tatnipi.ru

Pavlova K.V., Engineer, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: pavlova_kn@tatnipi.ru

Yamgutdinov M.R., Engineer, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: yammr@tatnipi.ru

Низаев Рамиль Хабутдинович
423236, Российская Федерация, Республика Татарстан,
г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32
тел.: 8 (85594) 4-87-07
E-mail: nizaev@tatnipi.ru