

DOI 10.25689/NP.2018.2.78-87

УДК 622.276.1/.4(470.41)

**ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
БОБРИКОВСКОГО ОБЪЕКТА ЮЖНО-НУРЛАТСКОГО
НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**Низаев Р.Х., Габдрахманова Р.И., Шакирова Р.Т., Андреев Б.В.,
Данилов Д.С.**

Институт «ТатНИПИнефть»

**RESERVOIRS SIMULATION STUDIES OF PRODUCTION
PERFORMANCE OF TERRIGENOUS BOBRIK RESERVOIRS OF
YUZHNO-NURLATSKOYE OIL FIELD**

**Nizaev R.Kh., Gabdrakhmanova R.I., Shakirova R.T., Andreev B.V.,
Danilov D.S.**

TatNIPIneft Institute

E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Аннотация. В данной работе авторами рассматривается построение геолого-гидродинамической модели для терригенных коллекторов бобриковского горизонта Южно-Нурлатского нефтяного месторождения, адаптация фильтрационной модели под историю разработки месторождения, использование результатов адаптации полученной модели для определения прогнозных технологических показателей объекта разработки.

Процедура построения геологической модели является стандартной, отражающей геологическое строение залежей. Необходимо отметить построение параметра начальной нефтенасыщенности с использованием зависимости функции Леверетта от водонасыщенности для пород

бобриковского горизонта. Также следует обратить внимание на сложность получения кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП) при построении фильтрационной модели бобриковского горизонта Южно-Нурлатского нефтяного месторождения вследствие неполного объема исходных данных.

Результаты адаптации фильтрационной модели и расчета прогнозных параметров подчеркивают степень соответствия геолого-технологической модели реальному объекту разработки.

Проведены гидродинамические расчеты с учетом комплекса мероприятий для интенсификации отбора и повышения нефтеотдачи на прогнозный период.

Ключевые слова: продуктивные пласты, неоднородность, терригенный коллектор, бобриковский горизонт, структурная поверхность, геологическая и фильтрационная модель, интерпретация ГИС, относительная фазовая проницаемость, адаптация параметров модели, предельная обводненность

Abstract. The authors of the present paper consider construction of geological and reservoir simulation model for terrigenous Bobrik reservoirs of Yuzhno-Nurlatskoye oil field, history matching of the resultant fluid flow model to historical production data and application of the history matched model for forecasting the performance of producing reservoirs.

Initial oil saturations have been obtained from Leverett J-function for Bobrik deposits. However, deficiency of initial data has hindered construction of relative permeability curves.

History matching and forecasting data are indicative of the degree of match between predicted and actual production data.

Reservoir simulations have been run to evaluate various improved and enhanced recovery methods as of the forecast period.

Key words: *producing reservoirs, heterogeneity, terrigenous reservoir, Bobrik horizon, stratal surface, geological and fluid flow model, well logging interpretation, relative permeability, history matching, ultimate water cut*

Южно-Нурлатское нефтяное месторождение открыто в 1956 году. В региональном структурном плане оно расположено на восточном бортовом склоне Мелекесской впадины в юго-восточной части Вишнево-Полянской структурной террасы. На месторождении выявлены две залежи бобриковского горизонта, приуроченные к вышеназванным куполам и имеющие сложное геологическое строение. В пределах залежей выделяются зоны размыва турнейских отложений, имеющие площадной характер. Средняя общая толщина бобриковских отложений составляет 25 м, эффективная нефтенасыщенная – 13,4 м. Количество эффективных прослоев достигает 14, в среднем расчлененность равна 5,15 ед. Коллекторы, слагающие пласты, высокопроницаемые – проницаемость по ГИС составляет в среднем $1,465 \text{ мкм}^2$, высокочемкие – пористость в среднем равна 25 %. В кровле и подошве пласты-коллекторы перекрываются и подстилаются одновозрастными плотными глинистыми породами.

Нефти бобриковского горизонта битуминозные, средняя плотность составляет $0,913 \text{ г/см}^3$, высоковязкая – динамическая вязкость пластовой нефти – $75,6 \text{ мПа} \cdot \text{с}$.

Основой структурного каркаса геологической модели является поверхность – сетка, отражающая особенности геологического строения объекта исследования (Рис. 1). Полученные объемные сетки позволяют подробно распределить фильтрационно-емкостные свойства и насыщение флюидом, её параметры описаны в табл. 1.

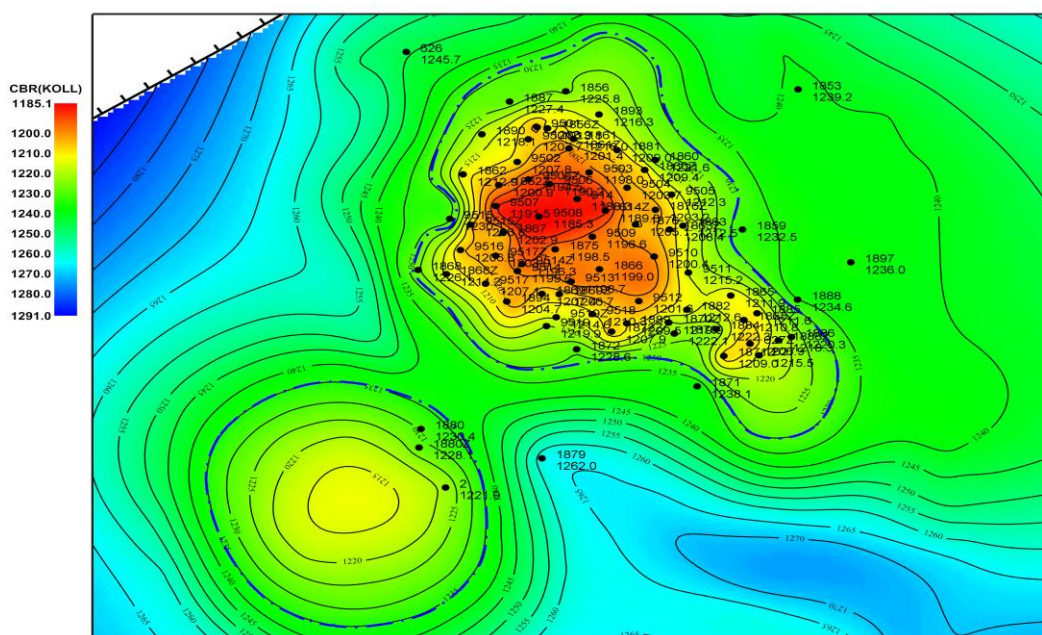


Рис. 1. Структурная поверхность по кровле продуктивных отложений

Таблица 1

Параметры полученной объемной сетки геологической модели

Объект (поднятие)	Размерность модели			Общее количество ячеек, шт.	Количество активных ячеек, шт.
	X	Y	Z		
бобриковский горизонт	95	91	69	596505	553932

Для построения пластов нижнего карбона использовалась структурная поверхность по кровле продуктивных отложений бобриковского горизонта (Рис. 1).

При расчете полей насыщенности использовались данные о контурах нефтеносности, коэффициент нефтенасыщенности по результатам интерпретации ГИС. Пространственное распределение коэффициента начальной нефтенасыщенности выполнялось с учетом литологической модели, т.е. только в ячейках с кодом «коллектор». В ячейках, находящихся за внешним контуром или ниже отметки водонефтяного контакта, задавалось значение, равное нулю.

В отличие от предыдущих вариантов определения начальной нефтенасыщенности, в данной работе использовалась зависимость

функции Леверетта от водонасыщенности для пород бобриковского горизонта. Коэффициенты зависимости определены в лабораторных условиях на образцах собственного керна.

Заключительным этапом построения геологической модели является оценка геологических запасов нефти [1, 2].

Расхождение величин моделируемых параметров с подсчетом запасов в целом по горизонтам не превышает допустимой величины погрешности 5 %.

В фильтрационной модели были сохранены размеры и количество ячеек геологической модели. В табл. 2 приведены данные запасов нефти, утвержденные в ГКЗ, и по фильтрационным моделям.

Таблица 2

Запасы нефти по объектам, тыс. т

Утвержденные	Фильтрационные модели	%
Бобриковский горизонт		
7671	7783	1,4

Заданные при моделировании коэффициенты вытеснения соответствуют утвержденным в ГКЗ. В табл. 3 приводятся данные по коэффициентам вытеснения для Южно-Нурлатского месторождения.

Таблица 3

Коэффициенты вытеснения

Объект	Бобриковский горизонт
ГКЗ	0,534
ФМ	0,531
%	<1

Относительные фазовые проницаемости (ОФП) и капиллярные давления имеют важнейшее значение в адресных гидродинамических моделях. В связи с неполнотой информации не было необходимости получения ОФП по скважинам и по группам коллекторов. Необходимо

отметить, что вид ОФП не соответствует данным полученным исследованиям на керне: объем исследований не представительный, а также количество и качество исходных данных для создания моделей имеются в неполном объеме.

Основные исходные данные для расчетов приведены в табл. 4.

Таблица 4

Исходные данные для расчетов

Параметры	Бобриковский
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,913
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	75,6
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,1677
Начальное пластовое давление, МПа	14,0
Давление насыщения нефти газом, МПа	2,4
Начальная средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,93

Для расчета технологических показателей использована геолого-гидродинамическая модель. Адаптация параметров трехмерной модели осуществлялась с 1979 г. по 1 января 2017 г. по скважинам. Уточнение параметров проводилось как по дебиту скважин, так по дебиту нефти. При адаптации по истории разработки временной интервал задавался по месяцам.

Результаты адаптации приведены на рис. 2.

Бобриковский объект Южно-Нурлатского нефтяного месторождения является основным объектом, как по запасам, так и по количеству пробуренных скважин и добыче углеводородов. В категории АВ₁ числятся запасы нефти Северного и Южного куполов. Поднятия разбурены по неравномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 150 – 300 метров.

Общий фонд составляет 51 скважину: 46 добывающих, три пьезометрические и две ликвидированные. Объект разрабатывается без поддержания пластового давления.

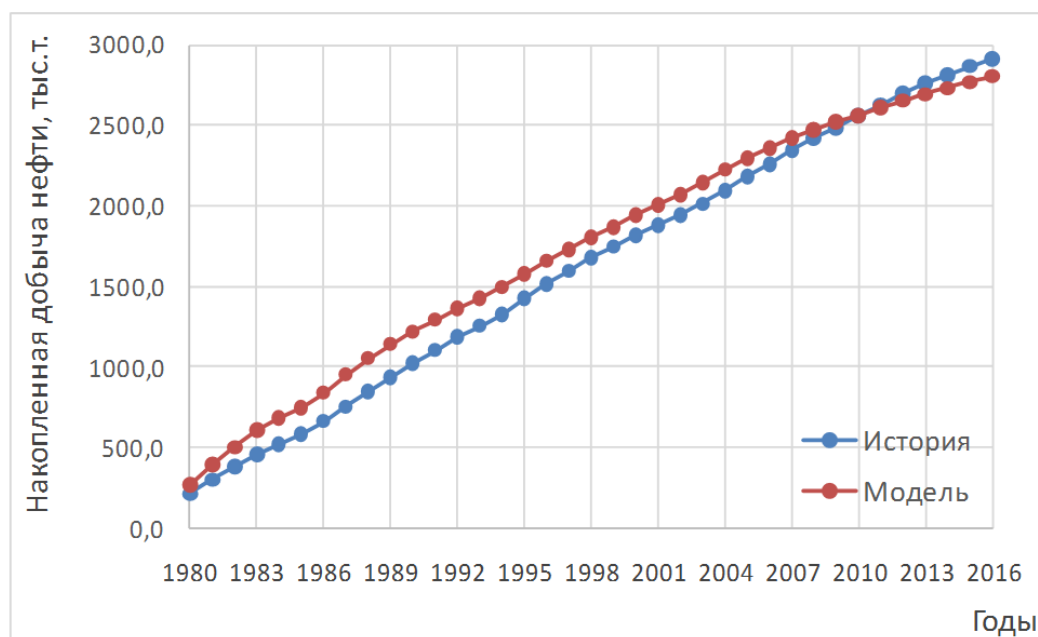


Рис. 2. Накопленная добыча нефти

Более двух треть фонд скважин добывают менее 5 т/сут. Основная доля скважин (70,5 %) работает с обводненностью более 80%.

С начала разработки добыто около 3 млн. т нефти.

Для расчета технологических показателей использована геолого-гидродинамическая модель. Рекомендуется размещение проектных скважин по неравномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 200 м. Предусматривается бурение четырех добывающих скважин, трех БГС и ГС.

Общий фонд составит 55 скважин, в т. ч. 50 добывающих, три пьезометрические и две ликвидированные. Планируемая накопленная добыча нефти – 3700 тыс. т.

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

На рис. 4 представлены карты плотности подвижных запасов нефти [3, 4] на разных этапах разработки.

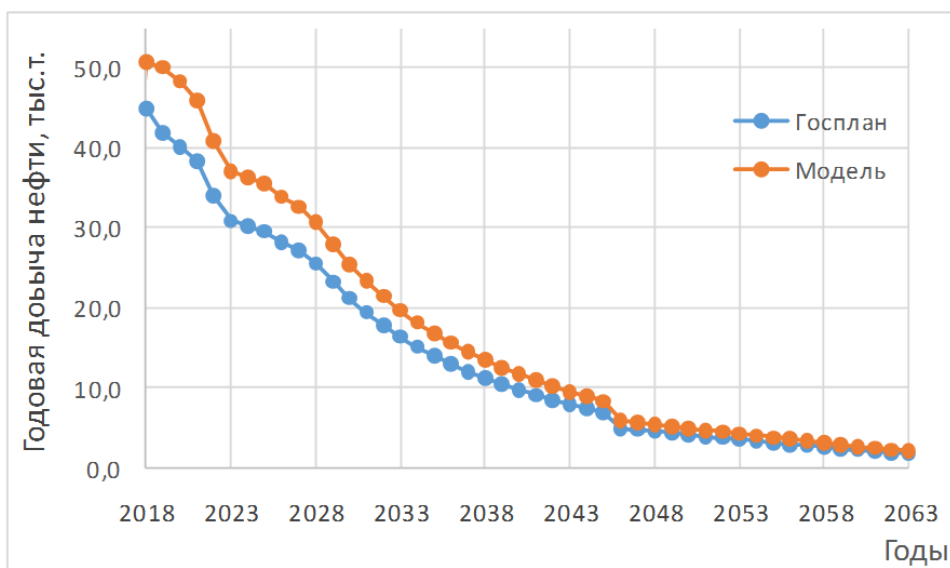


Рис. 3. Годовая прогнозная добыча нефти

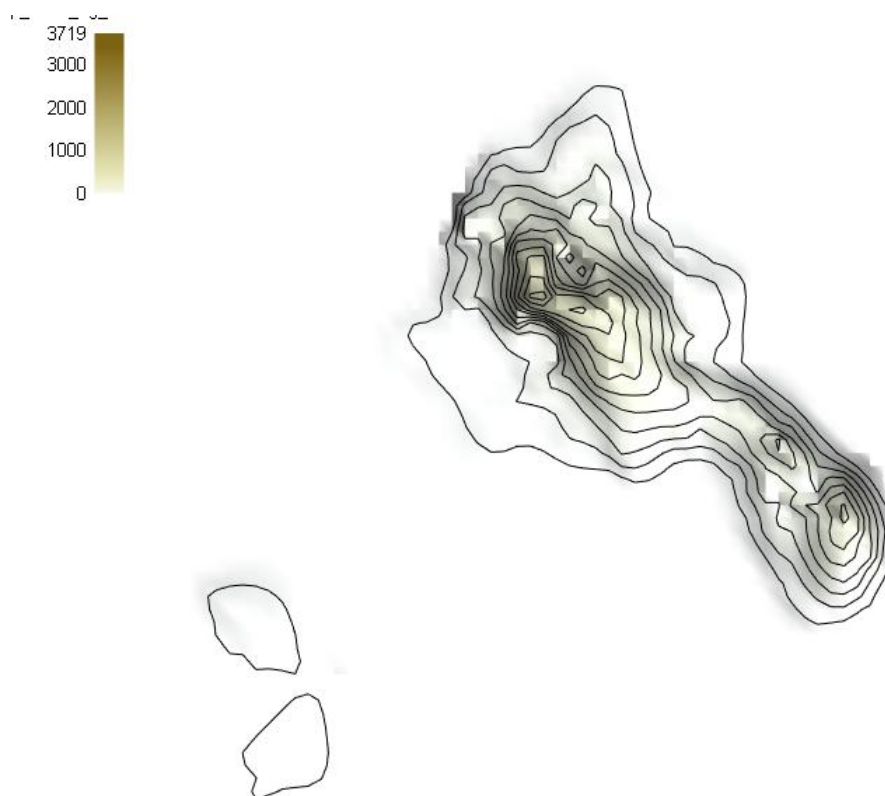


Рис. 4. Распределение плотности подвижных запасов нефти на конец разработки, кг/м^2

Выводы.

1. Созданы геологическая и фильтрационная модели бобриковского горизонта с учетом зависимости функции Леверетта от водонасыщенности.
2. Проведена адаптация параметров модели по истории разработки. Проведены гидродинамические расчеты с учетом комплекса мероприятий для интенсификации отбора и повышения нефтеотдачи.

Список литературы

1. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / под ред. Ш. К. Гиматудинова. – М. : Недра, 1983. – 455 с.
2. Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья : утв. распоряжением № 12-р Минприроды России от 18.05.2016 г. – М., 2016. – 179 с.
3. 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.
4. 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

Габдрахманова Регина Илдусовна, инженер отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: gabdrakhmanovari@tatnipi.ru

Шакирова Рузалия Талгатовна, зав. сектором отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: razr@tatnipi.ru

Андреев Борис Владимирович, инженер отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: AndreevBV@tatnipi.ru

Данилов Данил Сергеевич, младший научный сотрудник отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: razrdds@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

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

Shakirova R.T., Chief of Sector, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: razr@tatnipi.ru

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

Danilov D.S., Junior Research Associate, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: razrdds@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**