

*DOI 10.25689/NP.2018.1.89-98*

*УДК 622.276.1/4(470.41)*

**РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ И  
ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ  
БАШКИРСКОГО ОБЪЕКТА КАМЫШЛИНСКОГО НЕФТЯНОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГО-ФИЛЬТРАЦИОННОЙ  
МОДЕЛИ**

**Низаев Р.Х., Кемаева Ю.П., Шаймухаметова В.Л.,**

**Давлетшин Р.Ф., Александров С.А.**

Институт «ТатНИПИнефть»

**EVALUATING OIL PRODUCTION PERFORMANCE OF  
BASHKIRIAN-STAGE CARBONATE RESERVOIRS OF  
KAMYSHLINSKOYE OIL FIELD BASED ON GEOLOGICAL AND  
FLUID FLOW MODEL**

**Nizaev R.Kh., Kemaeva Yu.P., Shaimukhametova V.L.,**

**Davletshin R.F., Aleksandrov S.A.**

TatNIPIneft Institute

**E-mail: nizaev@tatnipi.ru**

**Аннотация.** Рассматривается построение геолого-гидродинамической модели для карбонатных коллекторов Камышлинского нефтяного месторождения, настройка и адаптация полученной модели под историю разработки месторождения, использование результатов и параметров адаптация полученной модели для определения прогнозных технологических показателей объекта разработки. Созданы геологическая и фильтрационная модели карбонатных отложений башкирского объекта с учетом зависимости функции Леверетта от водонасыщенности. Проведена адаптация параметров модели по истории разработки кизеловского

объекта. Проведены гидродинамические расчеты с учетом комплекса мероприятий для интенсификации отбора и повышения нефтеотдачи.

**Ключевые слова:** коллектор, пласт, башкирский ярус, геологическая фильтрационная модель, средний карбон, интерпретация ГИС, кросс-плот, относительная фазовая проницаемость, история разработки, подвижные запасы нефти

**Abstract.** The paper looks at such issues as the construction of a geological and reservoir simulation model for carbonate reservoirs of Kamyshlinskoye oil field, history matching of the resultant model to actual field production data, and application of the results and history matching parameters for prediction of production performance of producing reservoirs. Geological and fluid flow model has been created for carbonate sediments of the Bashkirian stage considering Leverett J-function versus water saturation. History matching of the model has been performed based on historical production data of the Kizelovian producing interval. Reservoir simulation runs have encompassed various improved and enhanced recovery methods.

**Key words:** reservoir, formation, Bashkirian stage, geological fluid flow model, middle Carboniferous, interpretation of well logging data, crossplot, relative permeability, production history, mobile oil

Построение геологической, а на ее основе гидродинамической модели выполняется в целях дальнейшего изучения и уточнения геологического строения месторождения, более детального анализа и оценки текущего состояния разработки. Объектом геологического моделирования Камышлинского нефтяного месторождения явились пласты башкирского яруса среднего карбона.

Для построения геологической модели Камышлинского нефтяного месторождения по среднему карбону использовался программный комплекс Irap RMS10 компании ROXAR.



ГИС, алгоритмы определения параметров продуктивных пластов нефтяных месторождений РТ» [2].

Начальная нефтенасыщенность для башкирского яруса среднего карбона моделировалась методом стохастического петрофизического моделирования, по осредненным скважинным данным вариограммно рассчитывался непрерывный параметр, соответствующий коэффициенту начальной нефтенасыщенности.

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

По башкирскому ярусу по результатам трехмерного геологического моделирования получены начальные геологические запасы нефти в количестве 8581,1 тыс. т.

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 программного пакета компании ROXAR – Tempest 7.1.

Граничные условия на скважинах задаются либо в виде установки на них забойных давлений, либо дебитов (по нефти, жидкости или газу) для добывающих скважин и приемистостей для нагнетательных скважин.

Начальные условия определяются заданием полей распределения давления и насыщенныхностей. При этом начальное давление может задаваться как постоянная величина, приведенная к определенной глубине пласта.

В фильтрационной модели были сохранены размеры и количество ячеек геологической модели.

Сопоставление величин начальных геологических запасов нефти модели и запасов, принятых для проектирования, показывает удовлетворительное соответствие (табл. 1).

Таблица 1

*Сопоставление геологических запасов нефти по модели и запасов, принятых для проектирования*

Продуктивный объект	НГЗ (принятые для проектирования), тыс. т	НГЗ по фильтрационной модели, тыс. т	Расхождение, %
Башкирский	8768	8677,6	1,0

Функции относительных фазовых проницаемостей модифицировались по динамике добыче нефти и воды, что обеспечило максимальную сходимость расчетных и фактических показателей.

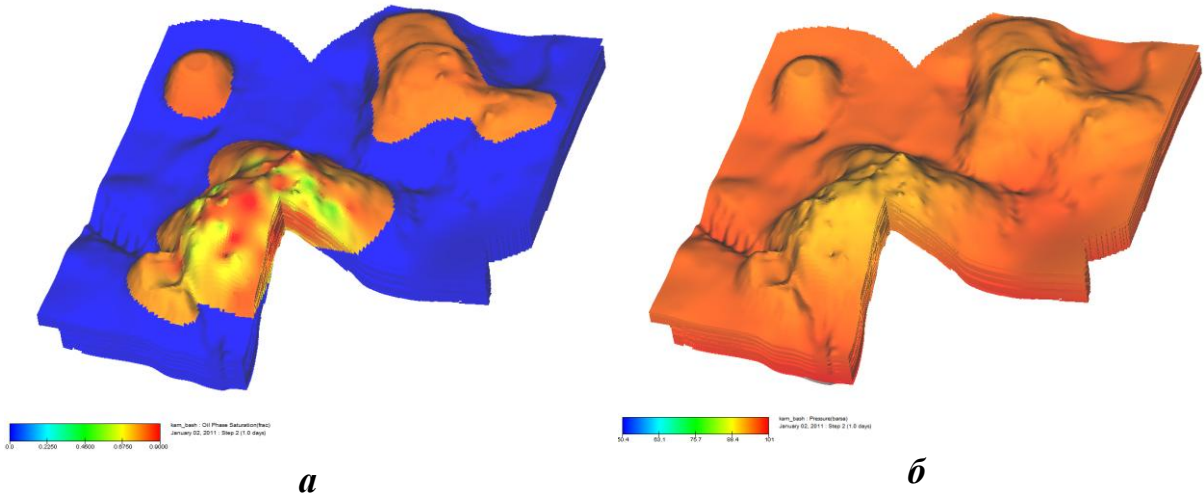
При настройке моделей по истории разработки формы кривых относительных фазовых проницаемостей модифицированы для лучшей сходимости расчетных и фактических показателей.

Для задания начального условия модели был выбран уровень приведения, соответствующий уровню водонефтяного контакта. Пластовое давление для всех ячеек сетки рассчитывалось исходя из капиллярно-гравитационного равновесия. Общий вид полученных моделей приведен на рис. 2.

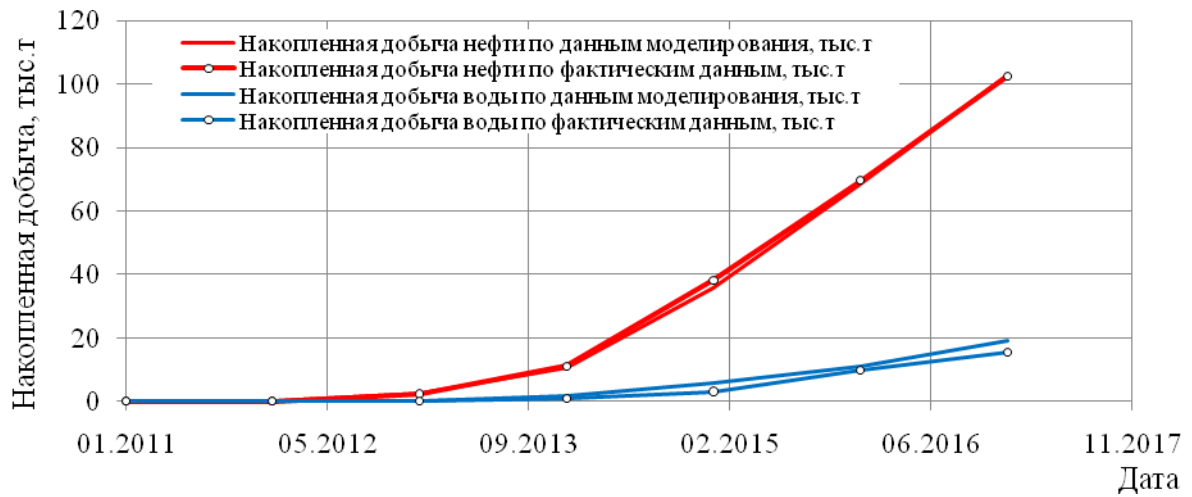
Для аналитически задаваемой законтурной зоны были определены объем, коэффициент продуктивности, координаты I, J, K ячеек сетки, которые гидродинамически связаны с законтурной областью.

Предельная обводненность для скважин на прогнозный период задана равной 0,98.

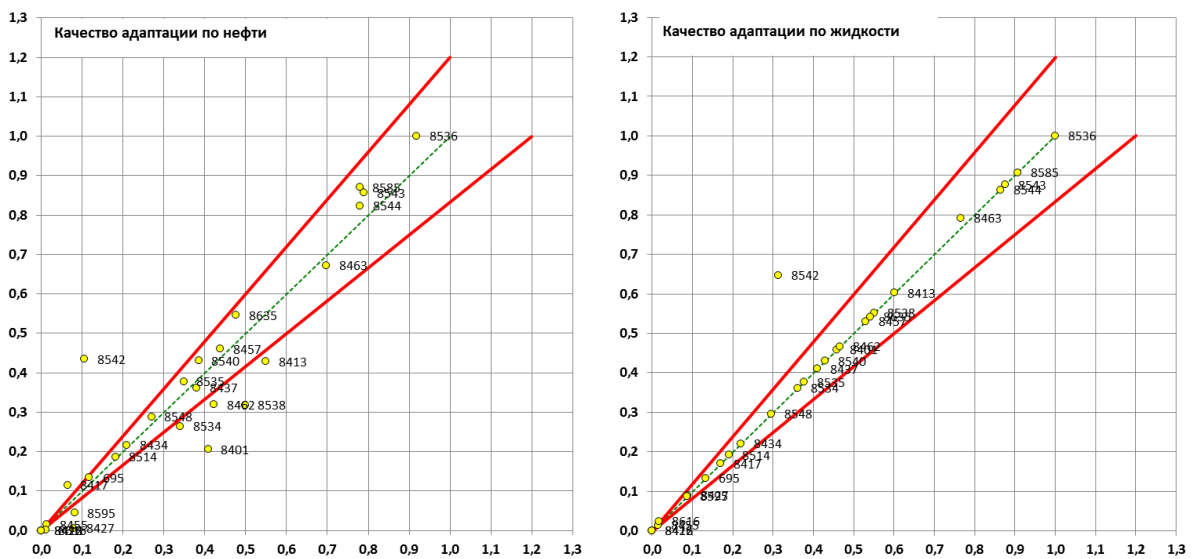
Сравнение фактических и расчетных накопленных отборов нефти и воды приведено на рис. 3. Качество адаптации по нефти и жидкости проиллюстрировано рис. 4.



**Рис. 2. Распределение начальной нефтенасыщенности (а) и начального давления (б) для башкирских залежей Камышлинского месторождения**



**Рис. 3. Сравнение фактических и расчетных накопленных отборов нефти и воды**

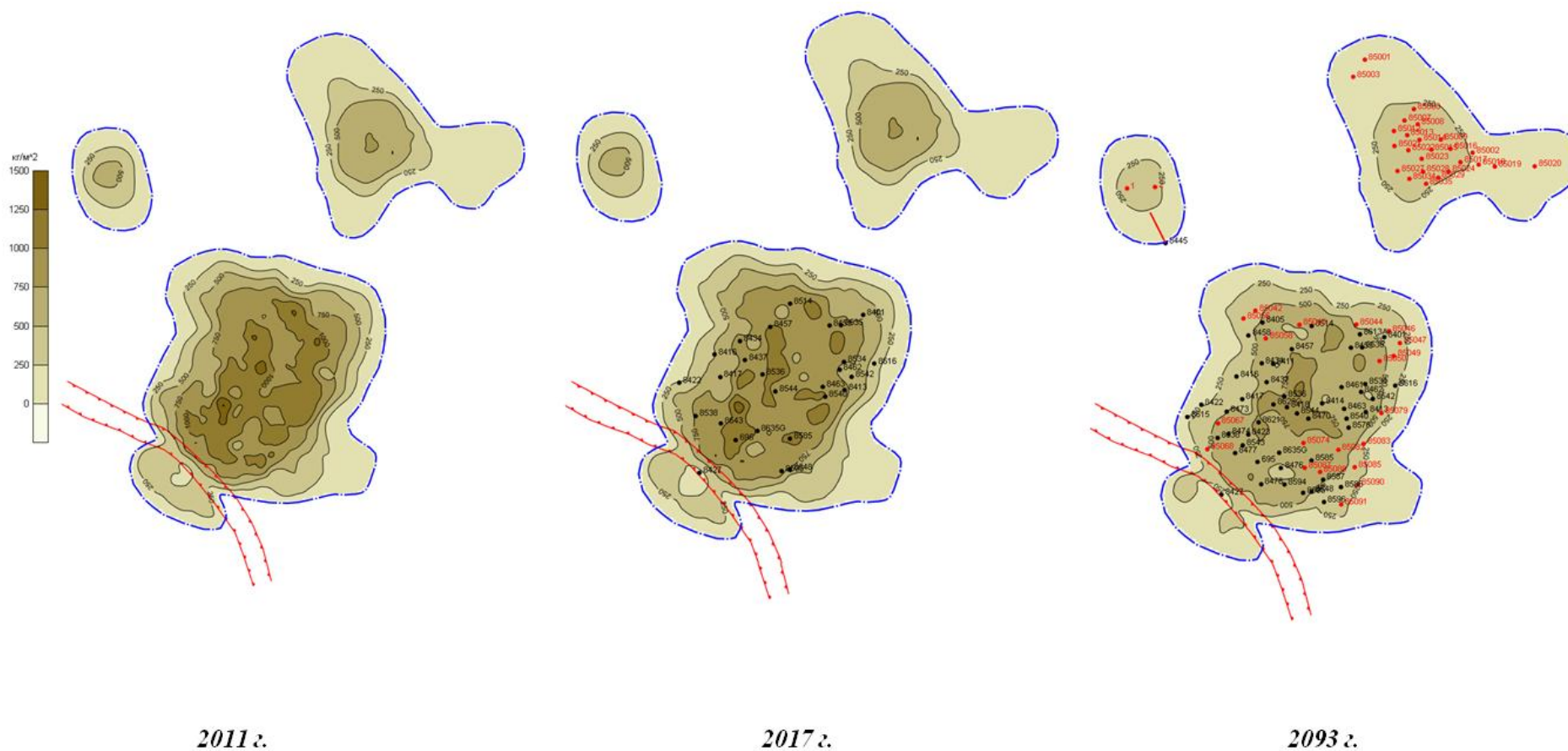


**Рис. 4. Качество адаптации по нефти и жидкости**



На рис. 5 представлены карты подвижных запасов нефти [3] башкирского объекта Камышлинского месторождения на разных этапах разработки.

Башкирский объект эксплуатируется с 2011 года. С 2014 по 2016 год на башкирском ярусе были пробурены 13 скважин, из них 10 – с горизонтальным окончанием ствола, одна - многозабойная разветвленная, выполнены переводы скважин с бобриковского объекта и приобщение башкирского объекта с внедрением оборудования для одновременно-раздельной добычи (ОРД) и закачки (ОРЗ). Прослеживается значительное снижение дебита нефти и увеличение обводнённости в первый год работы практически у половины скважин. На третий-четвертый год работы резкое падение дебитов наблюдается по всем скважинам. Существующая система заводнения за небольшой срок своей работы не обеспечила достаточной компенсации отбора жидкости на объекте, с начала разработки пластовое давление на объекте снизилось на 4,4 МПа (44,6%) и составляет 5,4 МПа. На текущий момент на объекте наблюдается дефицит закачки и отсутствие полноценной системы поддержания пластового давления (ППД). Для разработки башкирского объекта принято решение об использовании отработавшего фонда бобриковского объекта и применении оборудования ОРД и ОРЗ в скважинах бобриковского и верейского объектов на залежах, совпадающих в плане. Всего планируется к переводу на башкирский объект 4 добывающие и 4 нагнетательные скважины, для внедрения оборудования ОРД - 66 добывающих скважин, оборудования ОРЗ- 4 нагнетательные скважины. Также для интенсификации системы ППД планируется перевод 13 добывающих скважин по мере их отработки в нагнетательные. Для ввода в эксплуатацию недоразведанной северо-западной залежи планируется бурение одной разведочной скважины, одной скважины малого диаметра, реликвидация скважины №8445 с бурением БГС. Предусмотрен комплекс мероприятий для интенсификации отбора и повышения нефтеотдачи.



*Рис. 5. Карта начальных, текущих и конечных подвижных запасов нефти*



Общий фонд оставит 107 скважин, в т. ч. 83 добывающие (из них девять горизонтальных, одна – МЗС, 67 оборудованы для ОРД), 24 нагнетательные (из них одна горизонтальная, пять – ОРЗ).

### **Выводы**

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

### **Список литературы**

1. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. – М.: Маска, 2009. – 376 с.
2. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1985. – 310 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.

### **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

*Кемаева Юлия Петровна*, инженер 2 категории отдела увеличения нефтеотдачи пластов, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация  
E-mail: razrkem@tatnipi.ru

*Шаймухаметова Венера Ленаровна*, научный сотрудник отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация  
E-mail: georaz@tatnipi.ru

*Давлетшин Ренат Фатыхович*, инженер 1 категории отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация  
E-mail: davletshinrf@tatnipi.ru

*Александров Сергей Александрович*, инженер 2 категории отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация  
E-mail: alexandrov\_sa@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

*Kemaeva Yu.P.*, Engineer, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation  
E-mail: razrkem@tatnipi.ru

*Shaimukhametova V.L.*, Research Associate, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation  
E-mail: georaz@tatnipi.ru

*Davletshin R.F.*, Engineer, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation  
E-mail: davletshinrf@tatnipi.ru

*Aleksandrov S.A.*, Engineer, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation  
E-mail: alexandrov\_sa@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**