

DOI 10.25689/NP.2018.4.163-174

УДК 622.276.1/4.001

**ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ПРОЕКТНЫХ СКВАЖИН С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОГО МОДУЛЯ ДЛЯ
ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**Насыбуллин А.В., Разживин Д.А., Латифуллин Ф.М., Саттаров Рам.З.,
Смирнов С.В., Хафизов Р.Р., Шарифуллина М.А.**

Институт «ТатНИПИнефть»

**OPTIMIZATION OF PROJECT WELLS' PLACEMENT USING
SOFTWARE MODULE FOR OIL PRODUCTION AND ECONOMIC
ANALYSIS**

**Nasybullin A.V., Razzhivin D.A., Latifullin F.M., Sattarov Ram.Z.,
Smirnov S.V., Khafizov R.R., Sharifullina M.A.**

TatNIPIneft Institute

E-mail: arslan@tatnipi.ru

Аннотация. В статье рассматривается автоматизированная расстановка различных вариантов размещения проектных скважин для достижения наилучших экономических результатов при заданных технологических и экономических ограничениях на разрабатываемых месторождениях.

Цель работы – создание программного модуля технико-экономической оценки запасов нефтяных месторождений, позволяющего оптимизации расстановку проектных скважин.

Авторами разработана методика оптимизации поэтапной расстановки проектных скважин по неравномерной сетке, которая удовлетворяет технологическим и экономическим ограничениям и имеет максимально возможную плотность. Данная методика реализована в программном модуле.

С использованием программного модуля технико-экономической оценки запасов нефтяных месторождений выполнены расчеты на 208 объектах разработки ПАО «Татнефть». По каждому объекту выполнена расстановка проектных скважин, расчет базовых показателей и технико-экономической эффективности планируемых ГТМ.

Ключевые слова: базовая добыча нефти, технико-экономическая оценка, геолого-техническое мероприятие, оптимизация, проектная сетка скважин, вовлеченные запасы, извлекаемые запасы, чистый дисконтированный доход, индекс доходности затрат

Abstract. A software module for production and economic analysis can be a useful tool to optimize placement of project wells. The paper considers different options of computerized placement of project wells to achieve the best possible economic performance under predetermined production and economic constraints for fields under development.

The authors have developed a procedure for a stage-wise placement of project wells by irregular well spacing pattern with maximum density that satisfies all predetermined operational and economic constraints. The procedure has found its realization in a software module.

The software module for production and economic analysis was used to perform calculations for 208 development targets of PJSC TATNEFT, including placement of project wells, calculation of basic performance data, and production and economic efficiency of the planned production enhancement operations.

Key words: *forecast of reservoir performance without production enhancement operations, production and economic analysis, production enhancement operations, optimization, project well spacing pattern, developed reserves, recoverable reserves, NPV, profitability index*

В условиях меняющейся конъюнктуры рынка и налогового законодательства важной задачей для нефтяных компаний является выявление наиболее перспективных объектов разработки для инвестирования с получением максимального экономического эффекта.

Для эффективного и долгосрочного планирования инвестиций на проведение геолого-технологических мероприятий (ГТМ) требуется выполнение технико-экономического обоснования. В институте «ТатНИПИнефть» для решения данной задачи разработан программный модуль для технико-экономической оценки (ТЭО) запасов нефтяного месторождения. Оценка проводится на 2D-модели объекта, которая, используя метод материального баланса, позволяет прогнозировать истощение запасов при разработке с учетом ГТМ. Модуль включен в собственный программный комплекс «КИМ Эксперт», использует его интерфейс и графические возможности (Рис. 1) [1-2].

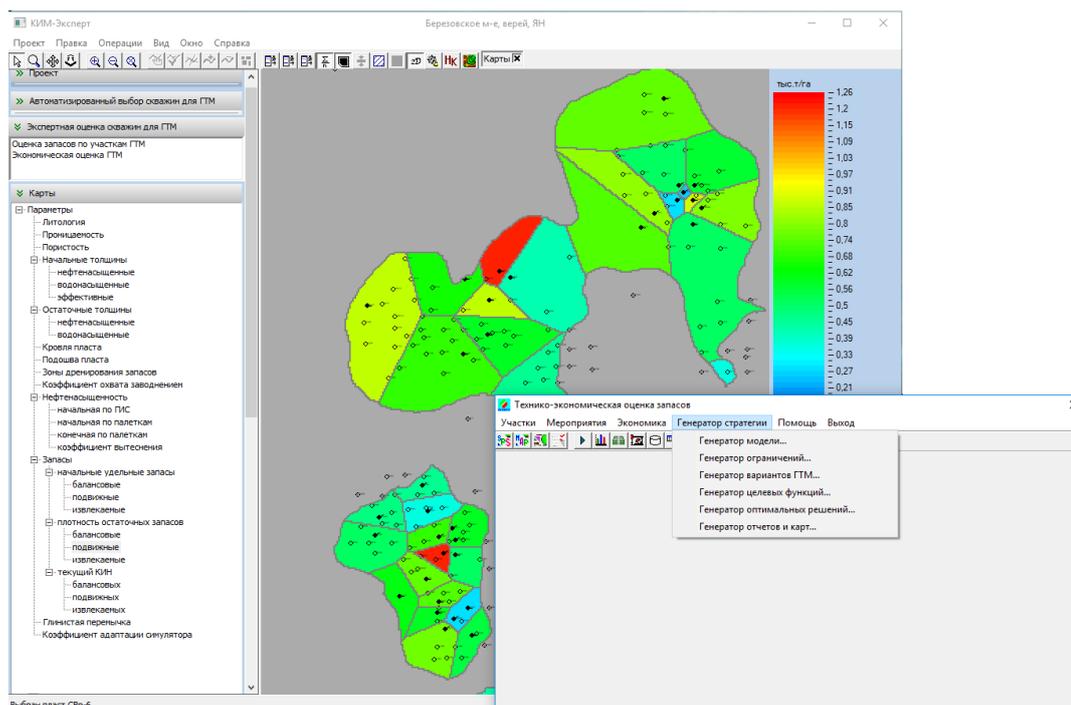


Рис. 1. Программный модуль для технико-экономической оценки запасов нефти

Программный модуль ТЭО запасов позволяет:

- рассчитать базовую добычу нефти;
- выполнить оценку вовлеченных, извлекаемых и рентабельных запасов нефти;
- сформировать массив планируемых мероприятий по скважинам из возвратного фонда и бурению новых с учетом заданных ограничений по минимально необходимой экономической эффективности ГТМ и максимально допустимому уровню геологических рисков;
- выполнить прогноз достижимого уровня ключевых экономических показателей разработки месторождений на основе данных о распределении подвижных запасов нефти и параметров системы разработки;
- оценить влияние изменения исходных условий и факторов, связанных с технологическими и управленческими вызовами, на ожидаемые доходы от добычи нефти.

Технико-экономическая оценка выполняется в несколько этапов. На первом этапе создается 2D-модель объекта путем конвертации

3D-прокси модели АРМ «ЛАЗУРИТ» [3]. Для контроля качества создаваемой 2D-модели в программном комплексе «КИМ Эксперт» реализован модуль ее визуализации. Далее пользователь формирует матрицу ограничений на количество планируемых ГТМ и/или затраты на их проведение. На последнем этапе выполняется поиск оптимальных решений.

Блок поиска оптимальных решений формирует массив планируемых мероприятий по геологическим, технологическим и экономическим критериям [4-6]. Программа в автоматизированном режиме выполняет поэтапную расстановку проектных скважин по критериям применимости для ввода в добычу (Рис. 2).

Рис. 2. Генератор оптимальных решений

Расстановку проектных скважин по неравномерной сетке выполняется по следующему алгоритму.

Шаг 1. Пользователь задает критерии, определяющие целесообразность бурения проектной скважины. Критерии представляют

собой ограничения на набор геологических, технологических и экономических параметров по скважине: остаточная нефтенасыщенная толщина, остаточные подвижные запасы нефти, коэффициент охвата заводнением, индекс дисконтированной доходности затрат (ИДДЗ).
Задается начальная плотность сетки скважин.

Шаг 2. Выполняется расстановка проектных скважин по начальной сетке. Осуществляется распределение остаточных запасов по действующим пробуренным и проектным скважинам.

Шаг 3. Производится оценка технологических и экономических параметров проектных скважин.

Шаг 4. На основе параметров, полученных на шаге 3, определяется рентабельность и экономическая целесообразность ввода каждой проектной скважины. Осуществляется выборка скважин, удовлетворяющих критериям, в результате чего определяется проектный фонд для данного шага сетки. Осуществляется повторный расчет с выбранными скважинами для перераспределения остаточных запасов.

Шаг 5. Выполняется расстановка скважин по следующей сетке, повторяются шаги 3-4. В программе реализован перебор сеток с плотностью 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 500, 700, 1000 м. В качестве начальной пользователь может задать любую из приведенных выше плотностей. Изменение начальной сетки приведет к получению нового решения.

В результате выполнения алгоритма формируется неравномерная проектная сетка скважин, которая удовлетворяет технологическим и экономическим ограничениям и имеет максимально возможную плотность.

На рис. 3 показан пример результата генерирования проектных скважин для одного из объектов разработки ПАО «Татнефть».

Результат расстановки проектных скважин определяется исходными параметрами. В модуле предусмотрен перебор начального шага сетки и минимального ИДДЗ (ИДДЗ отсечки) для достижения лучших результатов.

По максимальным значениям целевых функций – чистого дисконтированного дохода (ЧДД) или ИДДЗ – определяется вариант с наилучшими входными параметрами (Рис. 4).

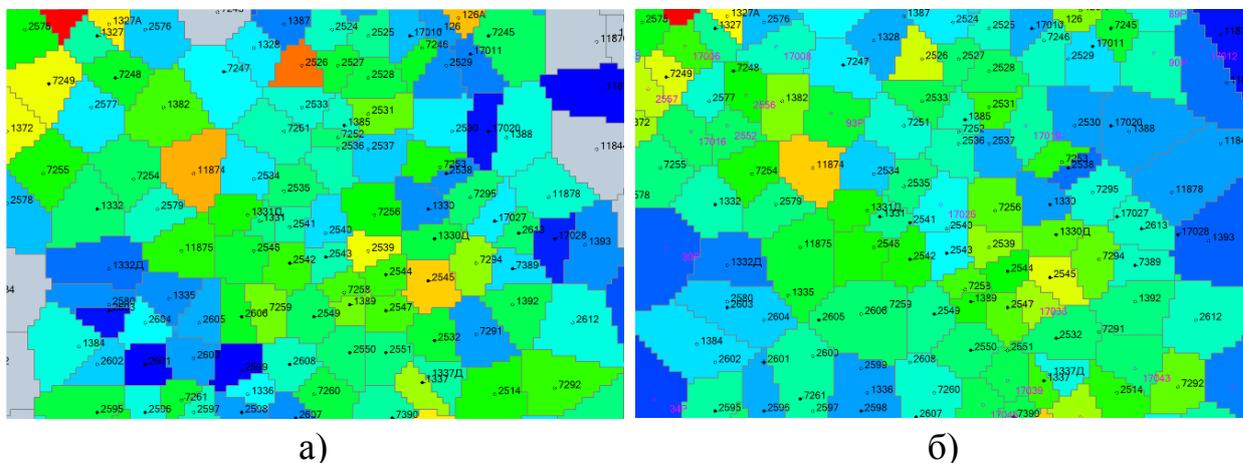


Рис. 3. Расстановка проектных скважин:
а) текущее состояние; б) конечный результат

Генерировать проектные скважины

Шаг сетки скважин, (м)

Одиночный расчет
 Оптимальное решение (макс. ЧДД)
 Оптимальное решение (макс. ИДДЗ)

Начальный шаг сетки скважин, (м) 300 ИДДЗ_мин 1.10

Шаг сетки при расстановке скважин 400 метров

Всего вариантов 21
Расчет варианта 3

Оптимальный вариант:

Начальный шаг сетки скважин	300	ЧДД, (млн. руб.)	5928.47
ИДДЗ_минимум	1.05	ИДДЗ	1.52338

Рис. 4. Окно визуализации расчета для выбора оптимального варианта по одной из целевых функций

Программный модуль ТЭО запасов также позволяет выполнять анализ чувствительности показателя ЧДД сформированного оптимального варианта от изменения входных параметров (капитальные затраты, цена на нефть и т.д.). Результаты анализа представлены в виде диаграммы Торнадо (Рис. 5).

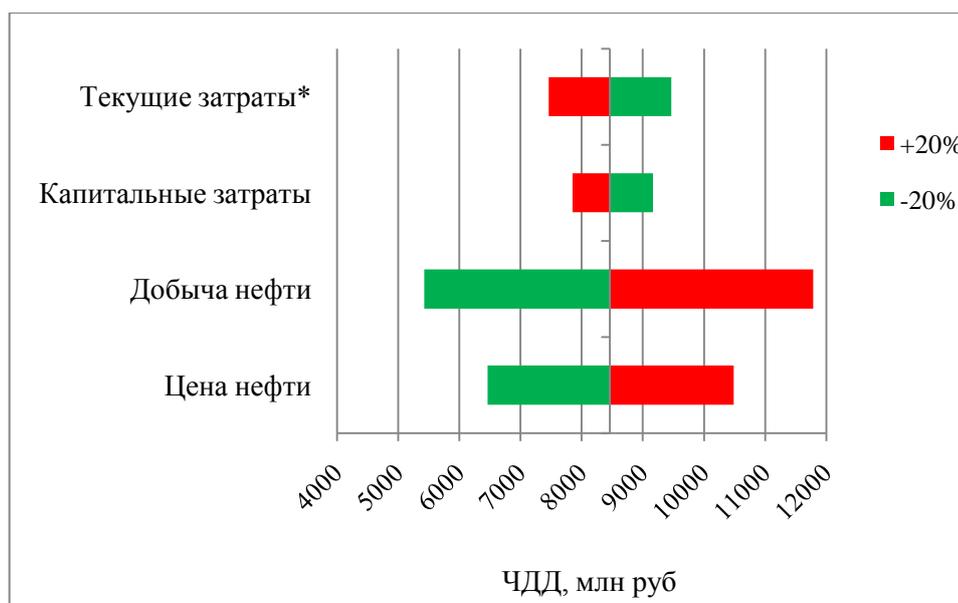


Рис. 5. Диаграмма Торнадо (зависимость ЧДД от изменения факторов)

В рамках проекта «Система технико-экономической оценки запасов нефти ПАО «Татнефть» с использованием программного модуля выполнены расчеты по 208 объектам разработки. По каждому объекту выполнена расстановка проектных скважин, расчет базовых показателей и технико-экономической эффективности планируемых ГТМ для 12 комбинированных вариантов (с начальным шагом сетки проектных скважин 100, 200, 300 м и ИДДЗ отсечки в диапазоне от 1 до 1,35). Результаты для каждого варианта сведены в сводные таблицы и графики. Обобщенный график суммированных значений ЧДД для этих вариантов представлен на рис. 6.

Сформированы таблицы с оптимальными вариантами по каждому объекту для двух целевых функций (ЧДД и ИДДЗ). Выполненные расчеты также позволили ранжировать объекты разработки по экономическому потенциалу в сопоставимых исходных условиях.

Проведенный анализ исходных данных для оптимальных решений при расстановке проектных скважин на 208 объектах разработки показал, что наилучшие результаты достигаются при ИДДЗ отсечки от 1,1 до 1,2 (Рис. 7). Это подтверждается также графиком на рис. 5.

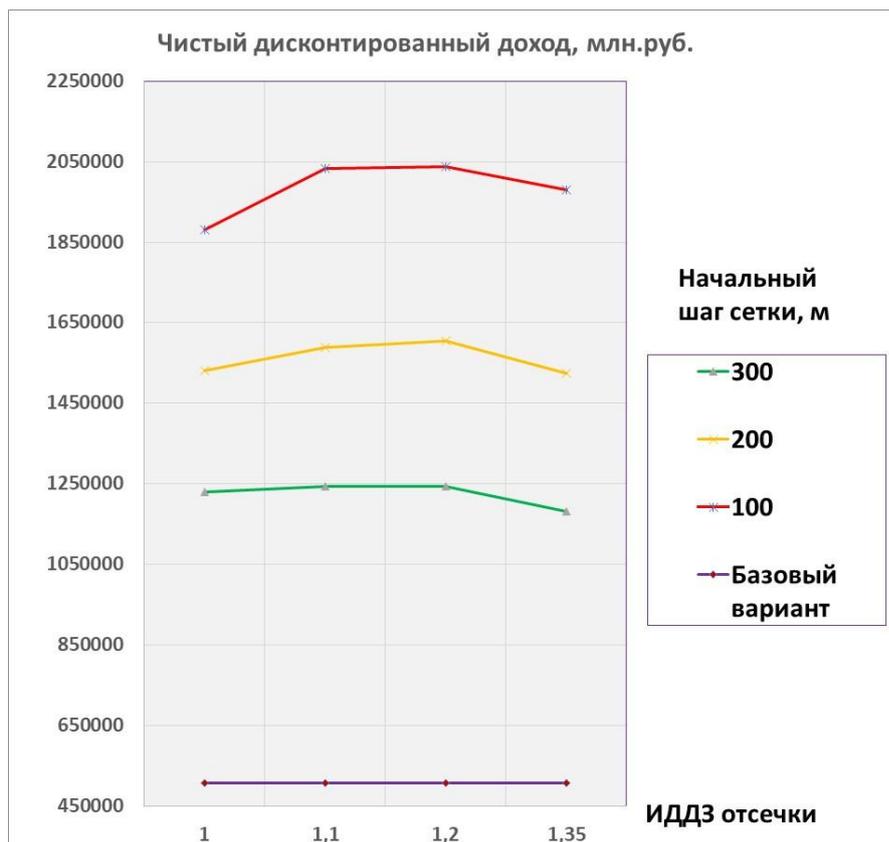


Рис. 6. Чистый дисконтированный доход для базового варианта и комбинированных вариантов с начальным шагом 100, 200, 300 м и ИДДЗ отсечки в диапазоне от 1 до 1,35.

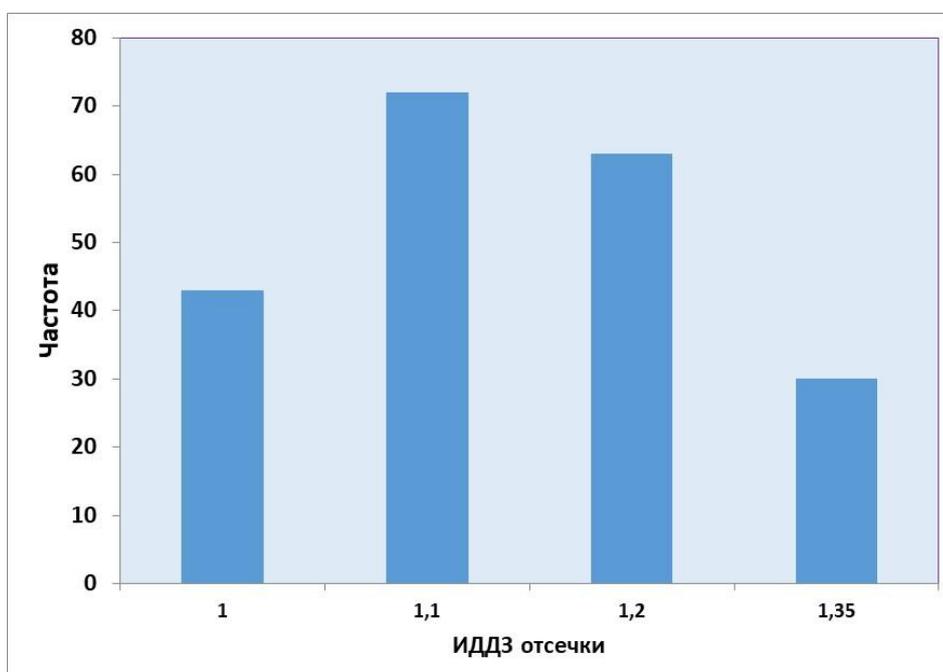


Рис. 7. Частота распределения исходного параметра (ИДДЗ отсечки) оптимальных вариантов при расстановке проектных скважин по 208 объектам разработки

Выводы

1. Разработана методика оптимизации поэтапной расстановки проектных скважин и реализованы ее алгоритмы в программном модуле.
2. С использованием программного модуля выполнены расчеты на 208 объектах разработки ПАО «Татнефть». По каждому объекту выполнена расстановка проектных скважин, расчет базовых показателей и оценка технико-экономической эффективности планируемых ГТМ.
3. Проведен анализ исходных параметров для оптимальных вариантов расстановки проектных скважин. По статистическим данным определены исходные параметры для достижения наилучших показателей целевых функций.
4. Проведен анализ чувствительности доходов от добычи нефти (выраженных через ЧДД) оптимальных вариантов от изменения входных параметров.

Список литературы

1. Свидетельство 2018613935 РФ. Техничко-экономическая оценка запасов нефтяного месторождения / Ф.М. Латифуллин, Рам. З. Саттаров, С.В. Смирнов, М.Н. Ханипов, Р.Р. Хафизов, М.А. Шарифуллина; заявитель и правообладатель ПАО «Татнефть». – № 2018611139; заявл. 07.02.2017; зарег. 27.07.2018, Реестр программ для ЭВМ.
2. Свидетельство 2018611091 РФ. КИМ Эксперт / Р.З. Сахабутдинов, Б.Г. Ганиев, А.В. Насыбуллин, Ф.М. Латифуллин, Рам. З. Саттаров, С.В. Смирнов, М.А. Шарифуллина; заявитель и правообладатель ПАО «Татнефть». – № 2017662303; заявл. 29.10.2017; зарег. 23.01.2018, Реестр программ для ЭВМ.
3. Свидетельство 2009616218 РФ. Автоматизированное рабочее место геолога «ЛАЗУРИТ» (АРМ геолога «ЛАЗУРИТ») / Р.Р. Ахметзянов, Р.Р. Ибатуллин, Ф.М. Латифуллин, А.В. Насыбуллин, С.В. Смирнов; заявитель и правообладатель ОАО «Татнефть». – № 2009612612; заявл. 29.05.2009; зарег. 11.11.2009, Реестр программ для ЭВМ.
4. Создание и промышленное внедрение методов управления разработкой месторождений на основе автоматизированного проектирования / Насыбуллин А.В., Латифуллин Ф.М., Разживин Д.А., Саттаров Р.З., Ахметзянов Р.Р., Султанов А.С. // Нефтяное хозяйство. –2007. – № 7. – С. 88-92.

5. Использование пакета программ АРМ геолога «ЛАЗУРИТ» для геолого-технологического моделирования и планирования геолого-технических мероприятий на объектах разработки ПАО «Татнефть» / Ф.М. Латифуллин, Рам.З. Саттаров, М.А. Шарифуллина // Нефтяное хозяйство. – 2017.– № 6 – С. 40-43.
6. Разработка программного комплекса иерархического моделирования пластовых систем, сопровождения разработки и подбора ГТМ / М.А. Шарифуллина, Е.В. Бутусов, Научный консультант: Рам.З. Саттаров // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». – 2017. – № 4(12). – С 116 – 124.

Сведения об авторах

Насыбуллин Арслан Валерьевич, доктор технических наук, начальник отдела развития информационных технологий и моделирования пластовых систем, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: arslan@tatnipi.ru

Разживин Дмитрий Александрович, кандидат технических наук, заведующий лабораторией, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: rda@tatnipi.ru

Латифуллин Фарит Миннеахметович, кандидат технических наук, заведующий лабораторией, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: lfm@tatnipi.ru

Саттаров Рамиль Зайтунович, кандидат технических наук, ведущий инженер, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: ramsat@tatnipi.ru

Смирнов Сергей Владимирович, ведущий инженер, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: smirnoff@tatnipi.ru

Хафизов Рафаэль Ринатович, инженер, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: HafizovRR@tatnipi.ru

Шарифуллина Мария Александровна, младший научный сотрудник, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: chernovama@tatnipi.ru

Authors

Nasybullin A.V., Dr.Sc., Head of IT and Reservoir Simulation Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: arslan@tatnipi.ru

Razhivin D.A., PhD, Head of Laboratory, IT and Reservoir Simulation Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: rda@tatnipi.ru

Latifullin F.M., PhD, Head of Laboratory, IT and Reservoir Simulation Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: lfm@tatnipi.ru

Sattarov Ram.Z., PhD, Lead Engineer, IT and Reservoir Simulation Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: ramsat@tatnipi.ru

Smirnov S.V., PhD, Lead Engineer, IT and Reservoir Simulation Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: smirnoff@tatnipi.ru

Khafizov R.R., Engineer, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: HafizovRR@tatnipi.ru

Sharifullina M.A., Junior Research Associate, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: chernovama@tatnipi.ru

Насыбуллин Арслан Валерьевич
423236, Российская Федерация, Республика Татарстан,
г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32
Тел.: 8(85594) 78-641
E-mail: arslan@tatnipi.ru