

DOI 10.25689/NP.2018.3.52-63

УДК 622.279.74

**ОЦЕНКА БЕЗОПАСНОЙ ДЕПРЕССИИ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ
ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ИНТЕРВАЛОВ
СЕНОМАНСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ**

¹Субботин М.Д., ¹Меликов Р.Ф., ¹Павлов В.А., ¹Пташный А.В.,

¹Кудымов А.Ю., ¹Юшков А.Ю., ²Королев А.Ю., ²Ягудин Р.А.

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

²ООО «Кынско-Часельское нефтегаз»

**EVALUATION OF SAFE DRAWDOWN PRESSURE FOR PREVENTING
SAND PRODUCTION FROM GAS-SATURATED CENOMANIAN
STRATA**

¹Subbotin M.D., ¹Melikov R.F., ¹Pavlov V.A., ¹Ptashnyi A.V.,

¹Kudymov A.Yu., ¹Yushkov A.Yu., ²Korolev A.Yu., ²Yagudin R.A.

¹ООО Tumenskiy Neftyanoi Nauchnyi Tsentr (Tyumen Petroleum Research Center)

²ООО Kynsko-Chaselskoye Neftegaz

E-mail: mdsbbotin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В статье представлен подход для количественной оценки безопасной депрессии на пласт для минимизации ущерба от пескопроявления на примере газонасыщенного интервала сеноманских залежей.

В результате совместной работы структурных подразделений ООО «ТННЦ» (ЭС, УНТР, ЦИК) разработана методика проведения тестов на толстостенных цилиндрах, интерпретация и внедрение результатов лабораторных экспериментов в процесс геомеханического моделирования.

Произведен анализ чувствительности величины безопасной депрессии от входных параметров: размера зерен песчаника, прочности

пород и напряжений, геометрии ствола скважины и размера ячеек фильтров системы заканчивания горизонтальных скважин.

Предложены рекомендации по оптимизации длины горизонтальной части ствола скважины и параметров хвостовика, забойным давлениям для минимизации рисков полного разрушения ствола скважины и выноса твердой фазы.

Ключевые слова: разработка газовых месторождений, геомеханическое моделирование, пескопроявление, толстостенный цилиндр, безопасная депрессия.

Abstract. The paper present an approach to quantitative assessment of safe differential pressure drawdown to minimize adverse effects of sand production through the example of Cenomanian gas deposits.

Combined efforts of structural divisions of Tyumen Petroleum Research Center resulted in the development of testing procedure with thick-wall cylinders, interpretation and incorporation of laboratory test results into the process of geomechanical modeling.

Sensitivity of safe drawdown pressure to input parameters; particularly, sandstone grain size, rock strength and stresses, wellbore geometry and horizontal well sand screen mesh size, was analyzed.

Recommendations for optimal horizontal lengths, liner parameters, and downhole pressures are proposed to minimize the risks of complete wellbore collapse and production of solids.

Key words: development of gas fields, geomechanical modelling, sand production, thick-wall cylinder, safe drawdown pressure.

Введение

В настоящее время одной из стратегических целей Компании является увеличение добычи газа. Для достижения поставленных задач необходимо учитывать возможные риски, связанные с бурением и

строительством скважин, их эксплуатацией, а также эффекты, возникающие при добыче углеводородов и разработке месторождений. Первоочередный потенциал реализации газовых проектов приурочен к разработке залежей сеномана, которые представлены неконсолидированным песчаником с высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) – потенциальные риски выноса твердой фазы, изменение ФЕС с добычей, нарушение целостности пласта-коллектора, конструкции и системы заканчивания скважин. В этой связи рассмотрены возможные схемы внедрения результатов геомеханического моделирования совместно с геолого-гидродинамическим моделированием с целью снижения неопределенностей планирования бурения и эксплуатации скважин, а также минимизации вышеперечисленных рисков (Рис. 1).



Рис. 1. Комплекс задач, решаемых с помощью геомеханического моделирования.

Многолетний наработанный опыт механического ограничения пескопроявления является наиболее устоявшейся стратегией, который имеет свои недостатки. К данной стратегии относятся такие методы как химическое укрепление стенок скважины, гравийные набивки и различные фильтры (щелевые, проволочные, ячеистые).

Теоретические основы процесса разрушения пласта и выноса твердой фазы заложены в конце 1990-х годов [1], при этом геомеханическое моделирование и количественный расчет безопасной депрессии в промышленном масштабе используется в основном на объектах месторождений, где выполнены все необходимые исследования скважин и лабораторные эксперименты, то есть в России используется относительно недавно. Результатом геомеханического моделирования являются непрерывные кривые (1D моделирование) или кубы (3D/4D моделирование) прогнозных величин критических пластовых давлений и безопасных депрессий. Полученные результаты могут использоваться для построения карт прогнозных величин безопасных депрессий по продуктивным горизонтам, для выбора оптимальной системы заканчивания, определения безопасных интервалов перфораций, для оптимизации траектории скважин и их проводке.

Основная часть

Более четверти начальных геологических запасов газовых активов Компании на территории РФ сосредоточено в пласте ПК₁ (Рис. 2) [2].

По данным исследований более половины причин остановки газовых скважин относятся к превышению безопасной депрессии и неконтролируемому выносу песка (Рис. 3), поэтому прогноз пескопроявления газонасыщенных интервалов, особенно находящихся на начальной стадии разработки, является актуальной задачей [3].

Для повышения достоверности геомеханического моделирования и расчетов безопасной депрессии, впервые в Компании были проведены исследования на толстостенных цилиндрах, основной задачей которых является оценка допустимой и предельной депрессии, при которой возможно эксплуатировать скважину без рисков выноса твердой фазы. Эти испытания были проведены на основе регламентов, определенных

зарубежными стандартами: ISRM (1979г.) и ASTM (1986г. и 1993г.) и опыта предыдущих работ по исследованию слабоконсолидированных пород [4].

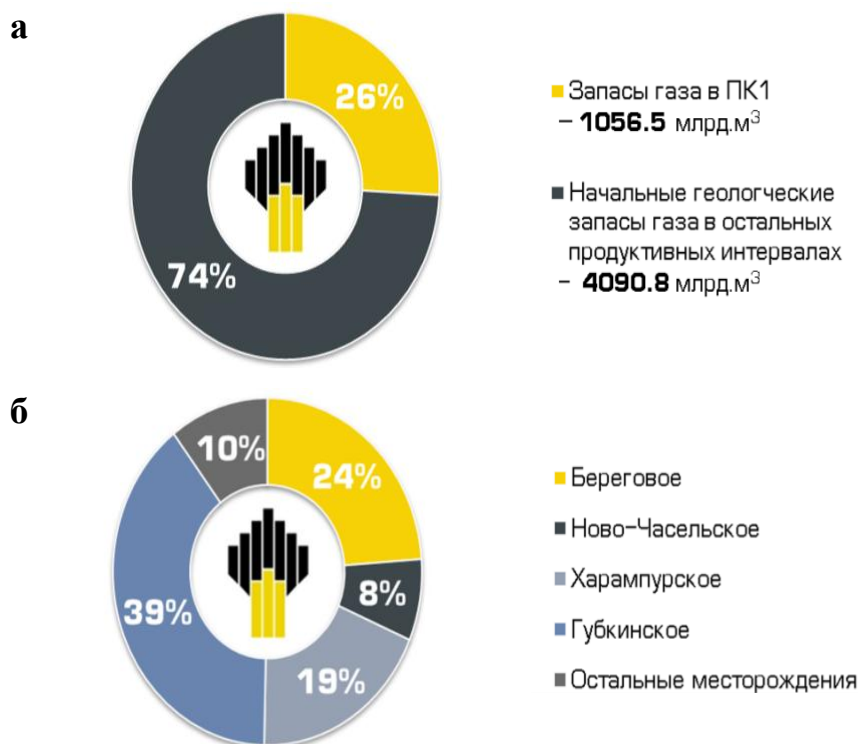


Рис. 2. Начальные геологические запасы газовых активов Компании на территории РФ в ПК₁ (а) и их распределение по основным месторождениям (б).

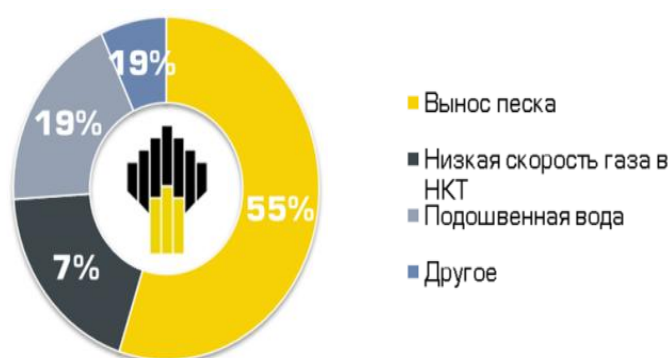


Рис. 3. Причины остановки газовых скважин.

Из интервала пласта ПК₁ было отобрано и протестировано 15 образцов, пористость которых изменяется в пределах от 20% до 35%. В интервалах с более высокой пористостью образцы отобрать не удалось по

причине их разрушения на этапе выбуривания. Начальные условия для экспериментов заданы согласно предварительной геомеханической модели.

Процедура проведения тестов на полом цилиндра включает в себя несколько этапов:

- компьютерная томография керна с целью оценки сохранности кернового материала и для выбора наиболее подходящих мест для изготовления образцов;
- выбуривание образцов с отверстием применением заморозки жидким азотом (образец хранится в замороженном состоянии вплоть до загрузки в установку);
- повторная томография изготовленных образцов с целью оценки их пригодности к тестам;
- образец с отверстием в замороженном состоянии, с установленными на нем датчиками деформаций помещается в камеру прочности, которая заполняется рабочей жидкостью, тест проходит при наличии порового давления;
- задается минимальное эффективное давление, затем около одного часа отводится на стабилизацию системы и достижения пластовой температуры;
- к образцу прикладывается обжимное давление, которое постепенно увеличивается с заданной скоростью, до разрушения образца;
- во время теста проводится запись давления обжима, радиальной и осевой деформации и изменения количества вытесненной жидкости.

При анализе полученных в ходе эксперимента результатов выделяются три значения эффективного давления, которые характеризуются началом пластических деформаций, началом неконтролируемого выноса песка и разрушением образца (Рис. 4).

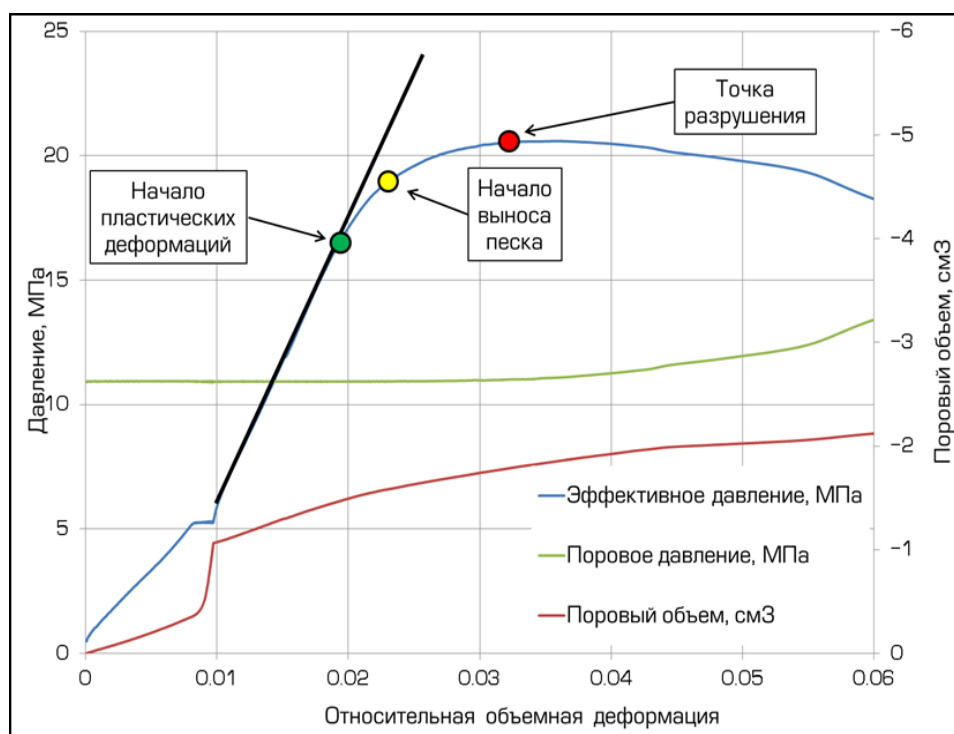


Рис. 4. Результат тестирования толстостенного цилиндра.

На графике «относительная объемная деформация» - «эффективное давление» фиксируется два положения: начало пластических деформаций (отклонение от линейной зависимости) и разрушение образца (максимум эффективного давления). Для определения эффективного давления начала неконтролируемого выноса песка используется зависимость количества вытесненной жидкости от относительной объемной деформации. Скачкообразное изменение этой кривой характерно для отделения частиц твердой фазы от образца и фиксацией этого объема в поровой линии установки.

На основании 1D геомеханической модели и результатов исследования керна для рассматриваемой скважины проведен анализ пескопроявления, результатом которого стал непрерывный профиль безопасной депрессии (Рис. 5). Для глубины 1111 м по стволу скважины (плановый интервал заложения горизонтальных скважин) определена величина безопасной депрессии равная 2 атм. (Рис. 6).

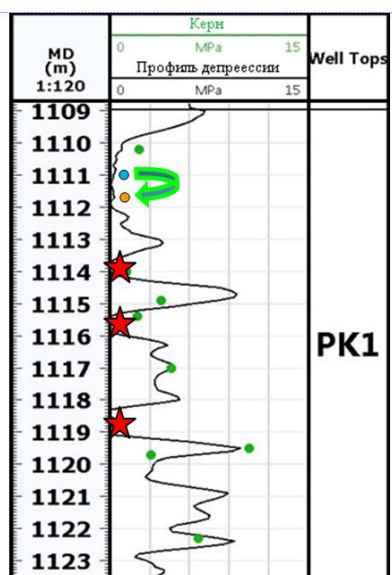
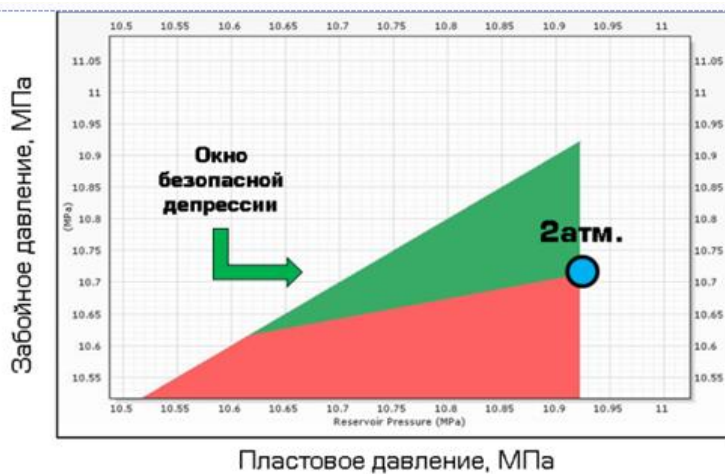


Рис. 5. Непрерывный расчетный профиль безопасной депрессии, где
★ - отсутствие безопасной депрессии.

а



б

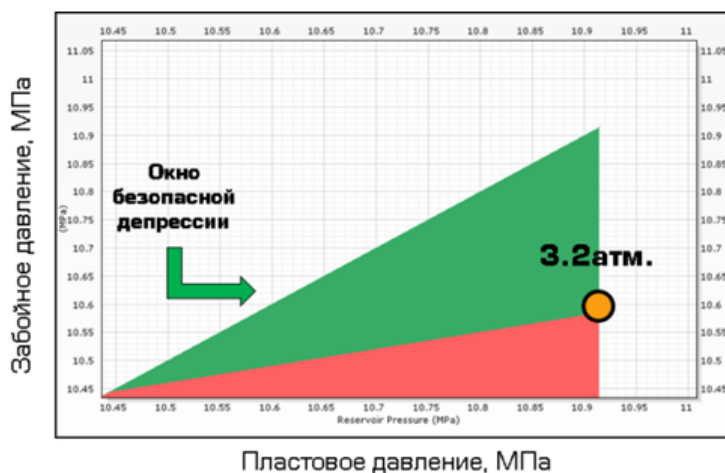


Рис. 6. Расчет безопасной депрессии на глубине 1111 м (а) и 1111,7 м (б).

Смещение интервала заложения горизонтальных скважин на 0,7 - 1 м ниже плановой глубины позволяет увеличить окно безопасной депрессии

до 3,2 атм., что позволит продлить «полку» и увеличить накопленную добычу.

Для оценки возможных эффектов в зависимости от качества входных данных и заданной траектории скважины произведен анализ чувствительности величины безопасной депрессии (Рис. 7). К входным параметрам относятся: инклинометрия скважины, тип заканчивания, напряженное состояние, упруго-прочностные свойства породы, размер зерен песчаника. Для вертикальной скважины максимальное влияние на оптимальную депрессию оказывают величины горизонтальных напряжений. Этот факт основан на том, что при увеличении горизонтальных напряжений они стремятся к вертикальным, соответственно стенки скважины сдавливаются со всех сторон равномерно и ствол становится более устойчивым. При анализе чувствительности для горизонтального участка на выбранной глубине выявлено, что максимальное влияние оказывает величина прочности при одноосном сжатии.

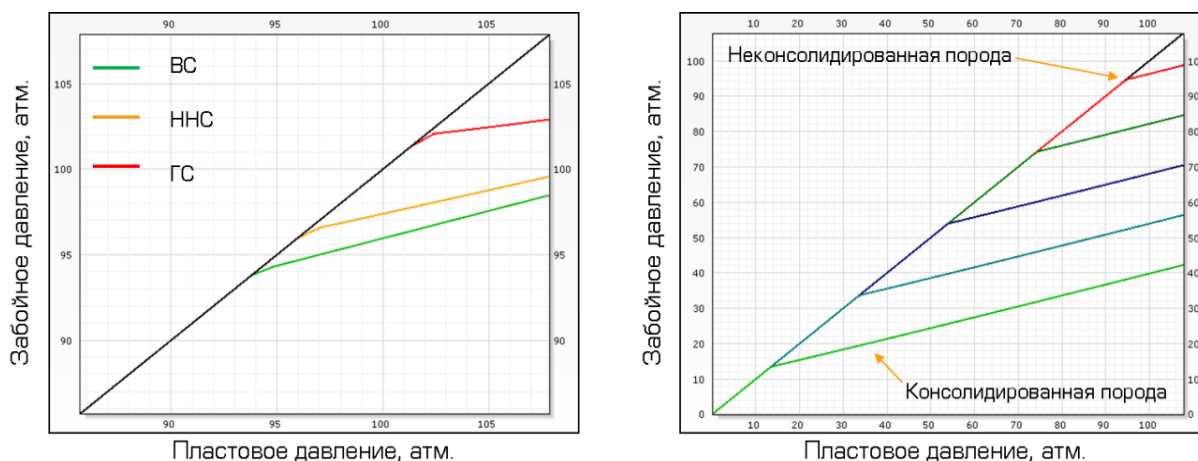


Рис. 7. Анализ чувствительности безопасной депрессии от зенитного угла скважины (слева) и от прочности горной породы для горизонтальной скважины (справа).

Дополнительно проведено сравнение полученных результатов с расчетными значениями из эмпирических формул, где величина безопасной депрессии зависит от пористости, динамического модуля

сдвига или прочности горной породы [5]. Для слабоконсолидированных пород, обладающих малой прочностью, зависимость от пористости является наиболее подходящей для расчетов (Рис. 8) – может быть использована на качественном уровне для оценки верхней границы безопасной депрессии в скважинах с открытым стволом.

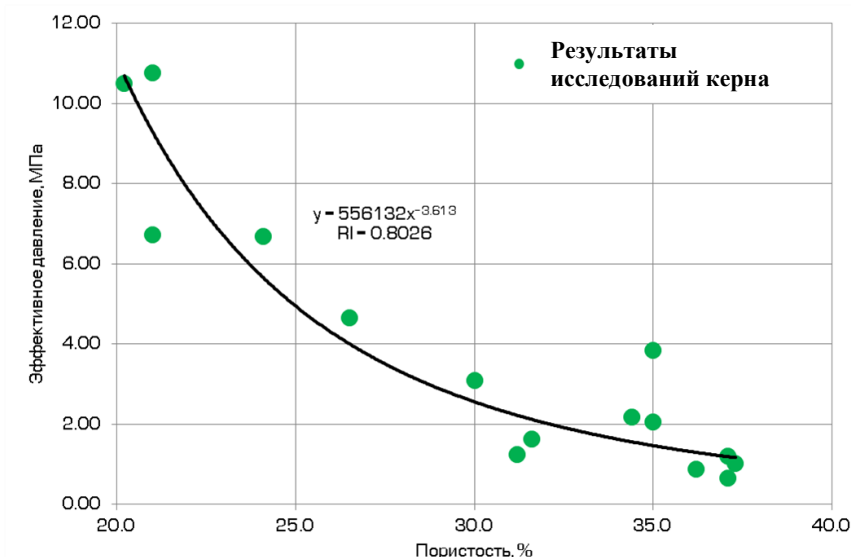


Рис. 8. Зависимость эффективного давления начала пластических деформаций образцов от пористости.

Заключение

В данной статье рассмотрен пример использования геомеханического моделирования с целью оптимизации системы заканчивания и контроля депрессий для предотвращения пескопроявления в слабоконсолидированных сеноманских отложениях.

На основании 1D геомеханической модели и результатов исследования керна рассматриваемой скважины проведен анализ пескопроявления, результатом которого стала непрерывная кривая безопасной депрессии. Для плановой глубины заложения горизонтальных скважин произведен расчет безопасной депрессии с учетом истощения пластового давления, выполнена оценка чувствительности расчетов к изменению входных параметров.

По результатам геолого-гидродинамического и геомеханического моделирования, на основе допустимых забойных давлений Заказчику представлены рекомендации по оптимальной траектории скважины, длине и системе заканчивания горизонтальной части ствола, а также рекомендованы пределы безопасной депрессии при испытаниях эксплуатационных скважин рассмотренного месторождения.

Дополнительная новизна работы заключается в разработке подходов и методик исследования толстостенных цилиндров, интерпретации и способах внедрения результатов в процесс геомеханического моделирования.

Список литературы

1. Vasquez H. et al. The Diagnosis, Well Damage Evaluation and Critical Drawdown Calculations of Sand Production Problems in the Ceuta Field//SPE 54011, 1999.
2. Атлас газовых проектов ПАО «НК «Роснефть», 2017.
3. Григорьев С.Е. «Проблемы и рекомендации по методике проведения исследований пескопроявления и самозадавливания скважин на примере разработки Медвежьего месторождения Западной Сибири».
4. М 01.00241-2013/28-200-2-16. Методика измерений деформационно-прочностных свойств пород при объемном сжатии статическим и динамическим методами в термобарических условиях на образцах слабоконсолидированных пород.
5. Abbas Khaksar et al. Rock Strength from Core and Logs: Where We Stand and Ways to Go//SPE 121972, 2009.

Сведения об авторах

Субботин Михаил Дмитриевич, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская федерация
E-mail: mdsabbotin@tnnc.rosneft.ru

Меликов Руслан Фуадович, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская федерация
E-mail: rfmelikov@tnnc.rosneft.ru

Павлов Валерий Анатольевич, кандидат технических наук, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская федерация
E-mail: vapavlov4@tnnc.rosneft.ru

Пташный Александр Вадимович, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская федерация
E-mail: avptashnyi@tnnc.rosneft.ru

Кудымов Алексей Юрьевич, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская федерация
E-mail: aykudymov@tnnc.rosneft.ru

Юшков Антон Юрьевич, кандидат технических наук, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская федерация
E-mail: ayyushkov@tnnc.rosneft.ru

Королев Александр Юрьевич, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская федерация
E-mail: KorolevAYu@kchn.ru

Ягудин Радик Аслямович, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская федерация
E-mail: YagudinRA@kchn.ru

Authors

Subbotin M.D., ООО Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia
E-mail: mdsabbotin@tnnc.rosneft.ru

Melikov R.F., ООО Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia
E-mail: rfmelikov@tnnc.rosneft.ru

Pavlov V.A., PhD, ООО Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia
E-mail: vapavlov4@tnnc.rosneft.ru

Ptashnyi A.V., ООО Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia
E-mail: avptashnyi@tnnc.rosneft.ru

Kudymov A.Yu., ООО Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia
E-mail: aykudymov@tnnc.rosneft.ru

Yushkov A.Yu., PhD, ООО Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia
E-mail: ayyushkov@tnnc.rosneft.ru

Korolev A.Yu., ООО Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia
E-mail: KorolevAYu@kchn.ru

Yagudin R.A., ООО Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia
E-mail: YagudinRA@kchn.ru

Субботин Михаил Дмитриевич
625022, г.Тюмень,
ул. Газовиков, д.69, кв. 87
8 (922) 461-24-69
E-mail: mdsabbotin@tnnc.rosneft.ru