

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.85-96>

EDN IVBULM

УДК 622.276.031.011.43

Влияние флюида насыщения на упруго-прочностные свойства горных пород меловых отложений на примере объектов АО «Сибнефтегаз»

¹Субботин М.Д., ¹Павлов В.А., ¹Королев Д.О., ¹Кудымов А.Ю.,

²Манторов А.Н., ²Скоробогач М.А.

¹ООО «Тюменский Нефтяной Научный Центр», Тюмень, Россия

²АО «Сибнефтегаз», Новый Уренгой, Россия

Impact of saturating fluid on Cretaceous rock strength and elastic properties as exemplified in Sibneftegas production fields

¹M.D. Subbotin, ¹V.A. Pavlov, ¹D.O. Korolev, ¹A.Yu. Kudymov,

²A.N. Mantorov, ²M.A. Skorobogach

¹ООО Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia

²АО Sibneftegaz, Novy Urengoy, Russia

E-mail: mdsubbotin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Множество исследований последних лет демонстрируют значительное влияние типа насыщающего флюида на упруго-прочностные свойства горных пород [1-8]. Основной проблематикой подобных исследований является небольшая статистика по количеству экспериментов и ограниченность последующего использования полученных результатов.

В данной работе рассмотрены исследования, направленные на изучение изменения упруго-прочностных свойств горных пород от изменения насыщающего флюида для различных типов меловых отложений и возможные способы применения полученных результатов для решения конкретных производственных задач. Исходя из опыта разработки сеноманских газонасыщенных отложений, при планировании вовлечения нижнемеловых отложений, наиболее актуальными вопросами для АО «Сибнефтегаз»

является прогноз безопасной депрессии в различных отложениях и процесс их преждевременного обводнения.

По результатам исследований выявлено, что образцы керн нижнемеловых отложений подвержены влиянию флюида насыщения на упруго-прочностные свойства горных пород, но в меньшей степени, чем сеноманских [1-3].

Сохранение тенденции изменения упруго-прочностных свойств горных пород, в т.ч. с низким содержанием глинистых минералов, свидетельствует о необходимости дальнейшего развития исследований в этом направлении.

Ключевые слова: лабораторные исследования керна, геомеханика, упруго-прочностные свойства, модуль Юнга, прочность при одноосном сжатии, угол внутреннего трения, прочность толстостенных цилиндров

Для цитирования: Субботин М.Д., Павлов В.А., Королев Д.О., Кудымов А.Ю., Манторов А.Н., Скоробогач М.А. Влияние флюида насыщения на упруго-прочностные свойства горных пород меловых отложений на примере объектов АО «Сибнефтегаз» // Нефтяная провинция.-2023.-№2(34).-С.85-96. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.85-96>. - EDN IVBULM

Abstract. Numerous recent studies demonstrate a substantial impact of saturating fluid type on rock strength and elastic properties [1-8]. Lack of experimental research and limited applications of results obtained pose the major challenges for further studies.

This paper reviews research efforts aimed to study the changes in rock strength and elastic properties caused by saturating fluid variations in different types of Cretaceous sediments and possibilities for application of resultant data to address specific production issues. Based on the experience in development of Cenomanian gas-saturated deposits, forecasting of safe underbalance conditions for different sediments and premature flooding are of primary concern while bringing into production Lower Cretaceous sediments.

Core studies have revealed that the effects of saturating fluid type on rock strength and elastic properties are less pronounced in Lower Cretaceous sediments compared to Cenomanian sediments [1-3].

A steady trend of changing rock strength and elastic properties, including rocks with low clay content, suggests that this problem is the subject of continuing research.

Keywords: laboratory core analysis, geomechanics, strength and elastic properties, Young's modulus, uniaxial compression strength, angle of internal friction, thick walled cylinder strength

For citation: M.D. Subbotin, V.A. Pavlov, D.O. Korolev, A.Yu. Kudymov, A.N. Mantorov, M.A. Skorobogach Vliyaniye flyuida nasyshcheniya na uprugoprochnostnyye svoystva gornyykh porod melovykh otlozheniy na primere ob"yektov AO «Sibneftegaz» [Impact of saturating fluid on Cretaceous rock strength and elastic properties as exemplified in Sibneftegas production fields]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(34), 2023. pp. 85-96. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.85-96>. EDN IVBULM (in Russian)

Введение

Значительный объем исследований, направленных на определение влияния насыщающего флюида на изменение упруго-прочностных свойств горных пород проведен за последние годы. В качестве объектов исследования рассмотрены как слабоконсолидированные отложения, залегающие на небольших глубинах, представленные высокопроницаемыми песчаниками, так и глубокозалегающие низкопроницаемые доломиты при начальном насыщении газом или высоковязкой нефтью. Влияние насыщения изучено на примерах замещения различными жидкостями – водой, полимером, кислотой и газом (азот, CO_2).

Во всех приведенных работах отмечается значительное влияние смены флюида насыщения на упруго-прочностные свойства горных пород. С точки зрения геомеханического моделирования наиболее важными параметрами являются изменение прочности при одноосном сжатии, угла внутреннего трения и модуля Юнга, которые напрямую участвуют в расчете устойчивости ствола скважины (одномерное геомеханическое моделирование) и при оценке негативных эффектов в процессе разработки месторождений (трех/четырёхмерное геомеханическое моделирование).

Наиболее значимым для дальнейшего изучения является исследование комплекса горных пород с различными начальными свойствами при их значительной выборке, позволяющей получить устойчивые корреляционные зависимости, и оценить влияние ряда факторов (ФЕС, глинистость и т.д.) на характер и интенсивность влияния смены насыщающего флюида. Практическая применимость результатов подобных исследований заключается в более корректной оценке оптимальной плотности промывочной жидкости при бурении скважин, давления и расхода жидкости при ее нагнетании, величина безопасной депрессии для минимизации рисков пескопроявлений и преждевременного обводнения залежей и т.д.

Объект исследований

Основным драйвером газовых активов АО «Сибнефтегаз» является сеноманский ярус покурской свиты, который, в свою очередь, представлен слабоконсолидированными песчаниками. К основным вызовам при разработке подобных отложений относятся: повышенный вынос механических примесей и рост обводнения залежей.

Для поддержания проектного уровня добычи недропользователем рассматривается процесс вовлечения нижележащих продуктивных пластов в полномасштабную разработку. При этом необходимо учесть опыт эксплуатации скважин в условиях пласта ПК₁ и выполнить анализ возникновения подобных негативных геомеханических эффектов.

Для последующих лабораторных исследований, результаты которых будут использованы в геомеханическом моделировании, отобраны и изготовлены образцы кернового материала из 8 разведочных скважин (Табл. 1).

Таблица 1

Сводная таблица выполненных исследований

Группа пластов	UCS	ТХС	ТWC
ПК ₉₋₁₇	12	12	14
ПК ₁₉₋₂₀	42	28	46
АТ ₆₋₁₁	4	4	6
БТ ₀₋₁₁	4	4	6

UCS – одноосное сжатие, ТХС – объемное сжатие,

ТWC – объемное сжатие полого цилиндра

Подготовительные работы к проведению экспериментов

Главной особенностью лабораторных исследований при определении упруго-прочностных свойств горных пород является отсутствие предварительной экстракции образцов кернового материала. В свою очередь это

позволяет минимизировать влияние растворителя на целостность связей между частицами песчаника.

После изготовления образцы с наличием углеводородов и фильтрата бурового раствора помещаются в емкость для насыщения. В качестве рабочих жидкостей используется пластовая вода необходимой минерализации или керосин.

При определении предела прочности горных пород при объемном сжатии, включая прочность толстостенных цилиндров, производится донасыщение при постоянном давлении. Таким образом получают образцы-дублиеры со схожими ФЕС с различными флюидами насыщения. Изготовление образцов с определенным значением водонасыщенности на текущий момент невозможно ввиду технических ограничений и отсутствия необходимого объема кернового материала.

Также стоит отметить, что при выполнении подобных исследований ключевым фактором являются начальные условия – давление обжима, поровое давление и температура. Если поровое давление и температуру можно замерить прямыми методами в скважине, то определить величину давления обжима весьма нетривиальная задача. По мнению авторов, корректным является использование в качестве давления обжима среднее главных напряжений на исследуемый интервал.

Результаты лабораторных экспериментов

Основными параметрами для анализа и сравнения являются модуль Юнга, прочность при одноосном сжатии, угол внутреннего трения и прочность толстостенных цилиндров. Результаты стандартных исследований по определению упруго-прочностных свойств горных пород и полученные корреляционные зависимости для рассматриваемых свойств приведены в [9].

Ввиду наличия высокой неопределенности при определении статического коэффициента Пуассона в анализе он и при дальнейшем моделировании будет принят равным динамическому без изменений в зависимости от насыщения.

Модуль Юнга

Как подтверждает большинство подобных исследований, статический модуль Юнга уменьшается при смене насыщающего флюида с керосина или нефти на воду. При анализе полученных результатов выявлена следующая особенность: для образцов малой плотности (≤ 2.1 г/см³) или высокой открытой пористости (≥ 25 %) изменение незначительное – от 2 до 6 %, при среднем – 3 %, для более плотных образцов – от 9 до 36 %, при среднем – 17 % (Рис. 1).

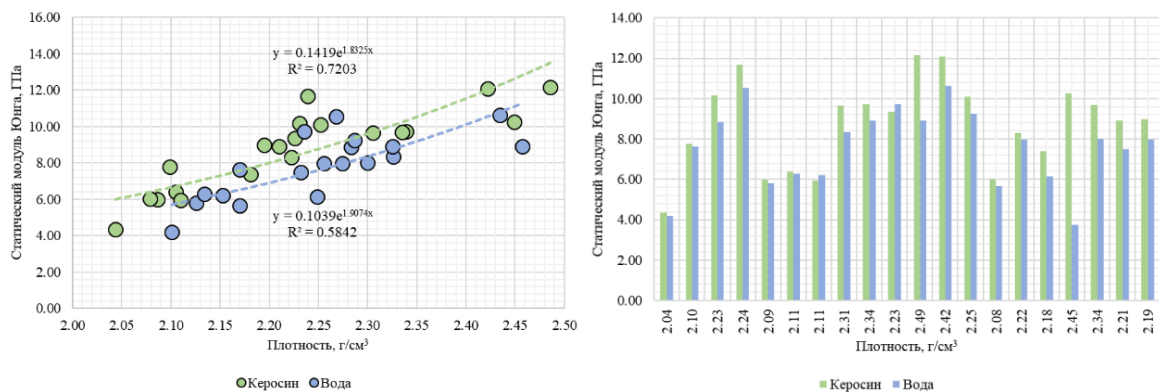


Рис. 1. Зависимость модуля Юнга от плотности (слева) и гистограмма распределения модуля Юнга (справа) при различных флюидах насыщения

Прочность при одноосном сжатии

Аналогичная картина выявлена при анализе результатов измерения прочности при одноосном сжатии, однако явной зависимости доли изменения от пористости образца выделить не удалось. При исключении значений, значительно отклоняющихся от общего тренда, изменения составляют от 6 до 57 % при среднем – 28 % (Рис. 2).

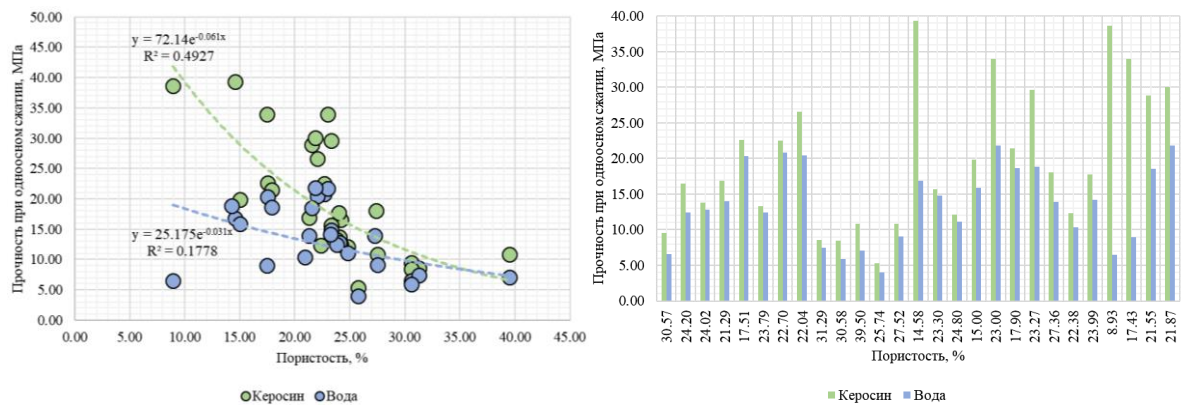


Рис. 2. Зависимость прочности при одноосном сжатии от пористости (слева) и гистограмма распределения прочности при одноосном сжатии (справа) при различных флюидах насыщения

Угол внутреннего трения

Ввиду наличия малого количества образцов керна построение полноценных паспортов прочности включающее серию из 5 экспериментов для каждого типа флюида насыщения выполнить не представлялось возможным. С высокой степенью неопределенности оценить изменение угла внутреннего трения возможно графическим способом имея результаты определения прочности при одноосном и объемном сжатиях в координатах главных напряжений.

Исходя из анализа полученных результатов выявлено отсутствие влияния типа насыщающего флюида на угол внутреннего трения (Рис. 3), однако по мнению ряда авторов оно имеет место быть причем в значительной степени [8].

При последующем численном моделировании разработки газовых залежей в исследуемых интервалах будут рассмотрены варианты моделирования как без учета этого влияния, так и с использованием зависимостей из открытых литературных источников для выявления возможных негативных геомеханических эффектов.

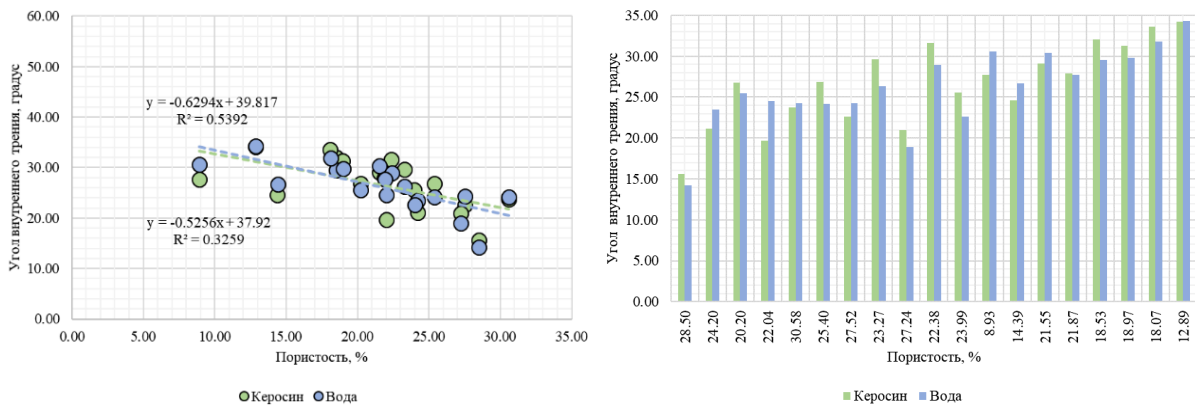


Рис. 3. Зависимость угла внутреннего трения от пористости (слева) и гистограмма распределения угла внутреннего трения (справа) при различных флюидах насыщения

Прочность толстостенных цилиндров

Одним из ключевых параметров при оценке рисков пескопроявлений является прочность толстостенных цилиндров – эта величина используется в модели Уилсона, на основе которой вычисляются критические поровое давление и безопасная депрессия при истощении залежей углеводородов (нефть, газ). В модели также учитываются упругие свойства и напряженное состояние массива горных пород, расположение ствола скважины или перфорации в пространстве и т.д.

Изменения для исследуемого диапазона пористости образцов составляют от 7 до 36 %, при среднем – 18 % (Рис. 4).

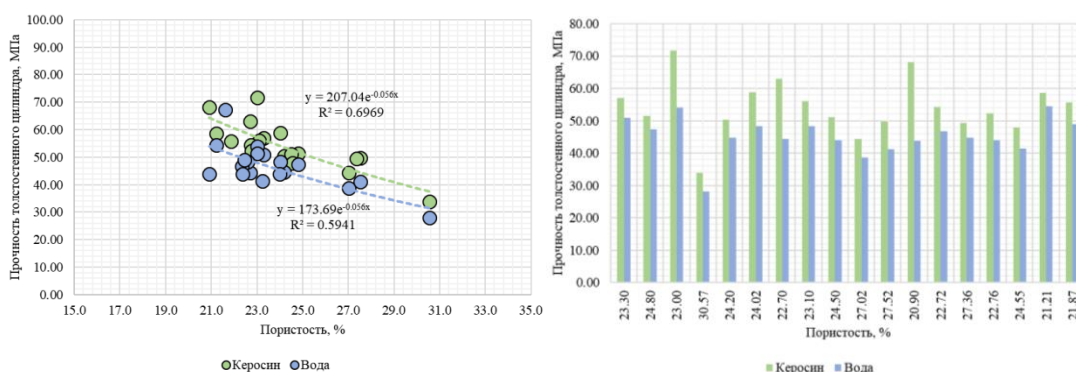


Рис. 4. Зависимость прочности толстостенных цилиндров от пористости (слева) и гистограмма распределения прочности толстостенных цилиндров (справа) при различных флюидах насыщения

Заключение

При численном геомеханическом моделировании в ячейках сетки с увеличивающейся водонасыщенностью будет уменьшаться статический модуль Юнга, что, в свою очередь, вне зависимости от выбора граничных условий моделирования приведет к уменьшению горизонтальных напряжений. В совокупности с падением прочности при одноосном сжатии и, возможно, угла внутреннего трения возрастает риск возникновения сдвиговых разрушений. По мнению авторов, подобные эффекты могут приводить к значительному снижению безопасной депрессии в околоскважинном пространстве и формированию каналов преимущественной фильтрации при подъеме газовой контактной поверхности для газовых месторождений или от нагнетательных скважин к добывающим для нефтяных месторождений.

Выводы

В ходе выполнения и интерпретации исследований более 180 образцов горных пород пластов ПК₉₋₁₇, ПК₁₉₋₂₀, АТ₆₋₁₁, БТ₀₋₁₁ выявлено влияние изменения насыщающего флюида с керосина на воду таких параметров как модуль Юнга, прочности при одноосном сжатии и прочность толстостенных цилиндров до 36 %, 27 %, и 36 %, соответственно.

С учетом высокой неопределенности при оценке изменения угла внутреннего трения отмечается отсутствие влияния типа насыщающего флюида.

Список литературы

1. Павлов В.А., Лапин К.Г., Гавриш А.С. и др. Оценка влияния геомеханических эффектов на изменение фильтрационно-емкостных свойств в условиях слабосцементированного коллектора // Территория Нефтегаз. 2019. № 10. С. 46–52.
2. Павлов В.А., Кулешов В.С. и др. Влияние природы насыщающего агента на упругопрочностные свойства пород газовых месторождений. // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 1. С. 11–16.
3. Павлов В.А., Павлюков Н.А., Субботин М.Д., и др. Обоснование режимов эксплуатации скважин сеноманской газовой залежи Харампурского месторождения по ре-

- зультатам геомеханического моделирования // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 2. С. 28–33.
4. Павлов В.А., Павлюков Н.А., Красников А.А. и др. Оценка влияния насыщающего флюида на упруго-прочностные свойства композитных материалов. Москва. 2019. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE.
 5. Кислицын А.А., Липатов Н.В. Воздействие воды и CO₂ на механические свойства низкопроницаемых горных пород // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Т. 7. № 2 (26). С. 130-146.
 6. Roman Nepop, Nikolay Smirnov, Roman Molodtsov, Ivan Khomenok, Artur Abalian, Andrea Martin Atanes, Andrey Maltsev, Gennady Nemirovich Thick-Walled Cylinder Core Tests with Flushing by Various Fluids: Results and Practical Applications // SPE – 196929.
 7. Martin Sigifredo Torres, Livan Blanco Valente. Geomechanics Based Completion Strategy Optimization for the Chemical Interaction Effect with Mechanical Properties // SPE-182030.
 8. A. Rabat, R. Tomas, M. Cano, I. Perez-Rey, J. S. Siles, L. R. Alejano. Influence of water content on the basic friction angle of porous limestones – experimental study using an automated tilting table // Bulletin of Engineering Geology and the Environment. 2022. №81. Article number: 223.
 9. Субботин М.Д., Павлов В.А. и др. Комплексное планирование лабораторных исследований керна для геомеханического моделирования на примере объектов АО «Сибнефтегаз» // Каротажник. 2022. № 6 (320). С. 44–56.

References

1. Pavlov V.A., Lapin K.G., Gavris A.S., Ivantsov N.N., Volgin E.R., Toropov K.V. Estimation of influence of geomechanical effects on change of formation reservoir properties in conditions of slightly cemented reservoir. *Territoriya Neftegaz [Oil and Gas Territory]*. 2019, No. 10, pp.46-52 (in Russian)
2. Pavlov V.A, Kuleshov V.S. et al. Influence of the nature of the saturating agent on the elastic-strength properties of gas field rocks. *Ekspozitsiya Neft Gaz [Exposition Oil Gas]*. 2021, No.1, pp. 11-16. (in Russian)
3. Pavlov V.A., Pavlyukov N.A., Subbotin M.D. et al. Justification of the wells production conditions of the Cenomanian gas reservoir of the Kharampurskoye field based on the results of geomechanical modeling. *Ekspozitsiya Neft Gaz [Exposition Oil Gas]*. 2021, No. 2, pp. 28-33. (in Russian)
4. Pavlov V.A., Pavlyukov N.A., Krasnikov A.A. et al. Otsenka vliyaniya nasyshchayushchego flyuida na uprugoprochnostnye svoystva kompozitnykh materialov [Evaluation of the effects of saturating fluid on stress-strain properties of composite materials]. Moscow, 2019. SPE Russian Petroleum Technology Conference
5. Kislitsyn A.A., Lipatov N.V. Impact of water and CO₂ on the mechanical properties of low permeable rocks. *Vestnik Tyumenskogo Gosudarstvennogo Universiteta. Fiziko-Matematicheskoe Modelirovanie. Neft, Gaz, Energetika [Bulletin of Tyumen State University, Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy]*. 2021, Vol. 7, No. 2 (26), pp. 130-146. (in Russian)
6. Roman Nepop, Nikolay Smirnov, Roman Molodtsov, Ivan Khomenok, Artur Abalian, Andrea Martin Atanes, Andrey Maltsev, Gennady Nemirovich Thick-Walled Cylinder Core Tests with Flushing by Various Fluids: Results and Practical Applications. SPE – 196929. (in English)

7. Martin Sigifredo Torres, Livan Blanco Valente. Geomechanics Based Completion Strategy Optimization for the Chemical Interaction Effect with Mechanical Properties. SPE-182030. (in English)
8. Rabat A., Tomas R., Cano M., Perez-Rey I., Siles J.S., Alejano L.R. Influence of water content on the basic friction angle of porous limestones – experimental study using an automated tilting table. Bulletin of Engineering Geology and the Environment. 2022, No.81. Article number: 223. (in English)
9. Subbotin M.D., Pavlov V.A. Integral planning of laboratory core analyses for geomechanical modeling on the example of AO Sibneftegaz sites. Karotazhnik [Well Logging]. 2022, No. 6 (320), pp. 44-56. (in Russian)

Сведения об авторах

Субботин Михаил Дмитриевич, главный специалист, отдел разработки проектов геомеханики, ООО «Тюменский Нефтяной Научный Центр»
Россия, 625002, г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1
E-mail: mdsbotin@tnnc.rosneft.ru

Павлов Валерий Анатольевич, к.т.н., начальник отдела, отдел разработки проектов геомеханики, ООО «Тюменский Нефтяной Научный Центр»
Россия, 625002, г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1
E-mail: vapavlov4@tnnc.rosneft.ru

Королев Дмитрий Олегович, руководитель группы, отдел разработки проектов геомеханики, ООО «Тюменский Нефтяной Научный Центр»
Россия, 625002, г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1
E-mail: dokorolev@tnnc.rosneft.ru

Кудымов Алексей Юрьевич, начальник отдела, отдел геомеханических исследований горных пород, ООО «Тюменский Нефтяной Научный Центр»
Россия, 625002, г. Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
E-mail: aykudymov@tnnc.rosneft.ru

Манторов Александр Николаевич, старший менеджер, отдел повышения производительности резервуаров и ГТМ, АО «Сибнефтегаз»
Россия, 629300, г. Новый Уренгой, ул. Таежная, д. 78а
E-mail: anmantorov@sibng.rosneft.ru

Скоробогач Михаил Александрович, к.т.н., заместитель главного геолога - начальник отдела, отдел планирования уровней добычи, геолого-гидродинамического и интегрированного моделирования, АО «Сибнефтегаз»
Россия, 629300, г. Новый Уренгой, ул. Таежная, д. 78а
E-mail: maskorobogach@sibng.rosneft.ru

Authors

M.D. Subbotin, Chief Specialist, Geomechanics Projects Development Department, Tyumen Petroleum Research Center
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: mdsbotin@tnc.rosneft.ru

V.A. Pavlov, PhD, Head of Department, Geomechanics Projects Development Department, Tyumen Petroleum Research Center
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: vapavlov4@tnc.rosneft.ru

D.O. Korolev, Head of Group, Geomechanics Projects Development Department, Tyumen Petroleum Research Center
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: dokorolev@tnc.rosneft.ru

A.Yu. Kudymov, Head of Department, Rock Geomechanics Department, Tyumen Petroleum Research Center
42, M. Gorky st., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: aykudymov@tnc.rosneft.ru

A.N. Mantorov, Chief Manager, Department for Reservoir Productivity Increase and Production Enhancement Operations, AO Sibneftegaz
78a, Tayezhnaya st., Novy Urengoy, 629300, Russian Federation
E-mail: anmantorov@sibng.rosneft.ru

M.A. Skorobogach, PhD, Deputy Chief Geologist, Head of Department, Department for Planning of Production, Geological and Reservoir Simulation Modeling and Integrated Simulation, AO Sibneftegaz
78a, Tayezhnaya st., Novy Urengoy, 629300, Russian Federation
E-mail: maskorobogach@sibng.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 24.04.2023

Принята к публикации 15.06.2023

Опубликована 30.06.2023