

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.206-216>

EDN SKUVPB

УДК 622.276.63

Моделирование селективной кислотной обработки карбонатного коллектора с применением растворимых волокон

¹Гарипова Л.И., ²Абрамов А.А., ²Катаева Д.Ю.

*¹ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет» -
«Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия*

*²Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,
Альметьевск, Россия*

Modeling of selective acid treatment of a carbonate reservoir using soluble fibers

¹L.I. Garipova, ²A.A. Abramov, ²D.Yu. Kataeva

¹Almetyevsk State University of Technology – Higher Petroleum School, Almetyevsk, Russia

²TatNIPIneft Institute - PJSC TATNEFT, Almetyevsk, Russia

E-mail: garipova@agni-rt.ru

Аннотация. Ухудшение структуры запасов углеводородов на месторождениях Республики Татарстан, характеризующихся осложненными геологическими условиями, высоковязкой и парафинистой нефтью, сделало невозможным обеспечение высокой эффективности традиционных методов обработки призабойной зоны пласта. Применение солянокислотных обработок вызывает ряд осложнений на скважине, что приводит к снижению ее дебита. В статье рассмотрена возможность использования усовершенствованных методов селективных кислотных обработок с применением растворимых волокон, которые позволяют вовлечь ранее не охваченные продуктивные низкопроницаемые интервалы, приведены модельные расчеты селективной обработки на симуляторе Rockstim и определены способности составов. По результатам моделирования на симуляторе Rockstim были получены, проанализированы и отобраны наилучшие дизайны ОПЗ, включающие в себя последовательность стадий, объемов и скоростей закачки химических композиций с учетом максимальной экономической рентабельности.

По результатам анализа проведенных работ сделаны выводы о возможных направлениях повышения эффективности кислотных обработок скважин.

Ключевые слова: кислотная обработка, карбонатные коллектора, обработка призабойной зоны скважины, растворимые волокна, селективная обработка призабойной зоны, интенсификация добычи нефти, дополнительная добыча нефти

Для цитирования: Гарипова Л.И., Абрамов А.А., Катаева Д.Ю. Моделирование селективной кислотной обработки карбонатного коллектора с применением растворимых волокон // Нефтяная провинция.-2024.-№4(40).-С. 206-216. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.206-216>. - EDN CKUVPB

Abstract. Degradation of hydrocarbon reserves in the fields of the Republic of Tatarstan, characterized by complicated geological conditions, high-viscosity, and paraffin oil, has made it impossible to ensure the high efficiency of traditional methods of treating the bottom-hole zone of the reservoir. The use of hydrochloric acid treatments causes a number of complications at the well, which leads to a decrease in its flow rate. The article discusses the possibility of using improved methods of selective acid treatments using soluble fibers, which make it possible to engage previously untapped productive low-permeability intervals, carried out model calculations of selective treatment on the Rockstim simulator and determined the capabilities of the compositions. Based on the results of modeling on the Rockstim simulator, the best BHT designs were obtained, analyzed and selected, including sequences of stages, volumes and rates of injection of chemical compositions, considering maximum economic profitability. Based on the results of the analysis of the work carried out, conclusions were drawn about possible directions for increasing the efficiency of acid treatment of wells.

Key words: acid treatment, carbonate reservoirs, bottom hole treatment, soluble fibers, selective bottom hole treatment, oil production stimulation, additional oil production

For citation: L.I. Garipova, A.A. Abramov, D.Yu. Kataeva Modelirovaniye selektivnoy kislotnoy obrabotki karbonatnogo kolektora s primeneniye rastvorimykh volokon [Modeling of selective acid treatment of a carbonate reservoir using soluble fibers]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(40), 2024. pp. 206-216. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.206-216>. EDN CKUVPB (in Russian)

Матричные кислотные обработки восстанавливают повреждения пласта, вызванные более ранними скважинными операциями. Конечной целью таких обработок является восстановление проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП), ухудшенной по разным причинам, такими как фильтрация бурового раствора при первичном вскрытии пласта, фильтрация тампонажной жидкости при цементировании обсадной колонны, кумулятивные заряды при вторичном вскрытии пласта, фильтрация жидко-

стей глушения во время ремонтных работ, а также при добыче и закачке рабочего агента для поддержания пластового давления. При низкой скорости закачки кислоты давление поддерживается ниже давления разрушения пласта, в результате чего порода-коллектор не разрушается.

С увеличением объема закачки кислоты снижается эффективность технологии, поэтому целесообразно при проведении повторных кислотных обработок использовать селективные технологии для повышения эффективности процесса и охвата ранее невовлеченных низкопроницаемых пропластков. Выбор кандидатов и методов воздействия на пласт осуществляется с помощью дерева решений, представленных на рис. 1.

Одной из таких технологий является кислотная обработка с закачкой волокон (в том числе и биоволокон), обладающей способностью потокоотклонения, что позволяет блокировать высокопроницаемые обводненные участки и вовлекать в разработку низкопроницаемые участки нефтяного пласта [1, 2].

Принцип действия базируется на равномерном распределении волокон в жидкости на водной основе. Создавая прочную трехмерную сетчатую структуру, волокна попадают и закупоривают высокопроницаемые участки, тем самым увеличивают сопротивление потоку и обеспечивают отклонение кислотного состава.



Рис. 1. Классификатор методов кислотных ОПЗ

В процессе обработки скважин кислота и растворимые волокна смешиваются, и волокна начинают растворяться. Растворение происходит постепенно, начиная с момента попадания волокон в кислоту и продолжается в течение всего процесса обработки. Скорость растворения зависит от многих факторов, таких как концентрация кислоты, температура, время обработки и тип волокон.

Технология закачки разлагаемых волокон также позволяет не проводить дополнительные промывки после обработки скважины, так как волокна разлагаются с течением времени, что делает технологию экономически эффективной и экологичной.

Химический состав разлагаемых волокон для ОПЗ сложен и зависит от конкретного производителя и типа волокна. В основном они состоят из различных полимерных материалов, таких как полимеры акриламида, полиакриловая кислота, поливиниловый спирт и другие. Эти материалы обладают высокой прочностью и устойчивостью к химическим воздействиям, что делает их оптимальными для использования в процессе ОПЗ.

Кроме того, некоторые волокна могут содержать специальные добавки, улучшающие их свойства. Например, волокна могут быть модифицированы добавлением поверхностно-активных веществ или гидрофобных агентов для улучшения их способности проникать в поры породы.

Однако, стоит учесть некоторые ограничения при использовании волокон в кислотных обработках:

1. Необходимость точного контроля концентрации кислоты и температуры во время обработки. Высокие значения концентрации и температуры кислоты могут привести к быстрому растворению волокон и снижению эффективности обработки.
2. Необходимость определения совместимости кислоты, волокон и пластовых вод, поскольку минерализация может влиять на эффективность

обработки, так как некоторые минералы могут взаимодействовать с кислотами и волокнами, изменяя их свойства.

Для полноценного контакта кислотных составов с породой должны применяться стадии порционной закачки растворителя. При применении в качестве продавочной, промывочной или буферной жидкости технической воды, в ней обязательно наличие ПАВ для восстановления фазовой проницаемости породы по нефти.

Дозировки подбираются индивидуально под конкретные объекты разработки в соответствии с алгоритмом, представленным на рис. 2.

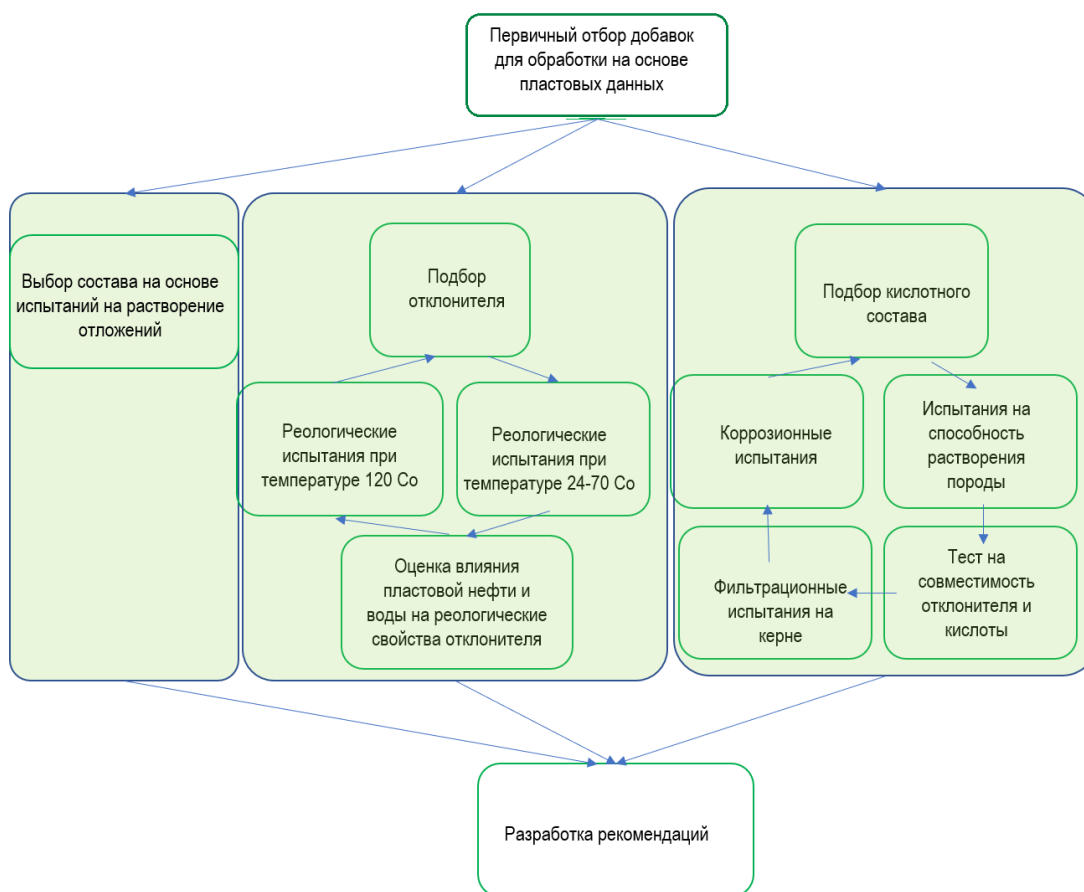


Рис. 2. Алгоритм подбора кислотного состава с применением растворимых волокон

Кислотную обработку осуществляют путем закачки углеводородного растворителя с расходом 0,3-2,0 м³/мин, кислотного состава с удельным объемом 3-20 м³ на 1 метр перфорированного интервала, жидкости - отклонителя на основании предварительно выбранных параметров: количе-

ства и последовательности оторочек, объема химических реагентов, что позволяет увеличить радиус кислотного воздействия за счет повышения удельного объема и количества оторочек.

Для обработки используют следующие химические реагенты:

1. Соляная кислота ингибированная HCl 15%, ПАВ-диспергатор.
2. Углеводородные растворители: нефрас 80/120 по ГОСТ 443-76.
3. Гель отклонитель (8 кг/м^3) - представляет собой смесь растворимых волокон и геля в соотношении 1:5.

4. В качестве модифицирующих добавок используют деэмульгаторы, антисладжевые агенты, замедлители скорости реакции, ингибиторы коррозии, стабилизаторы железа, которые адаптируют используемые кислотные составы к различным пластовым условиям.

Применение углеводородного растворителя улучшает качество контакта кислотного состава с породой за счет воздействия на асфальтеносмолопарафиновые отложения на поверхности породы, придает гидрофильные свойства внутренней поверхности порового пространства коллектора и увеличивает фазовую проницаемость по нефти. Рекомендуется применение состава для удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений, содержащего алифатические углеводороды (гексановую фракцию, широкую фракцию легких углеводородов, смесь отработанных углеводородов, газовый конденсат или их смесь).

Совместное применение волокон и геля позволяет повысить продуктивность скважины за счет равномерного распределения кислотного состава в целевом интервале скважины и увеличения глубины проникновения кислотного состава. Волокна легко смачиваемы, равномерно распределяются в геле и более эффективно доставляют порции кислоты в необработанные ранее зоны, а также растворяются под действием кислоты, что исключает кольматацию каналов фильтрации углеводородов в продуктивном пласте.

При реологических и фильтрационных исследованиях для кислотного состава были определены следующие коэффициенты:

Энергия активации $E_a=25000$ Дж/моль;

Объем прорыва керна при различных расходах нагнетаемого кислотного состава:

$Q_1=0,16$ см³/мин, $PVbt_1=5,91$;

$Q_2=0,3$ см³/мин, $PVbt_2=0,3$;

$Q_3=0,6$ см³/мин, $PVbt_3=0,24$;

$Q_4=1,5$ см³/мин, $PVbt_4=0,63$;

Вязкость кислотного состава при закачке $\mu = 1$ мПа·с;

Плотность кислотного состава при закачке $\mu = 1,07$ г/см³.

Расход закачки кислотного состава в процессе моделирования изменялся в диапазоне от 0,3 до 0,7 м³/мин;

Коэффициент консистенции: $K=0,8$ Па·сⁿ.

В рамках моделирования процесса обработки было построено 5 дизайнов ОПЗ.

Таблица 1

Сводная таблица изменений в составе дизайнов ОПЗ с применением кислотного состава и растворимых волокон

Параметры	Дизайн 1	Дизайн 2	Дизайн 3	Дизайн 4	Дизайн 5
Объем отклонителя в первой стадии, м ³	5	7	7	10	15
Объем кислоты в первой стадии, м ³	15	15	15	15	5
Суммарный объем отклонителя, м ³	17	19	24	30	27
Суммарный объем кислоты, м ³	52	46,5	50	52	35
Количество стадий	6	6	6	6	52
Расходы отклонителя по стадиям, м ³ /мин	0,4	0,3/0,3/0,4	0,3/0,3/0,4	0,3/0,3/0,4	0,3/0,3/0,4
Расходы кислоты по стадиям, м ³ /мин	0,3-0,4	0,3/0,4/0,5	0,3/0,4/0,5	0,3-0,5/0,4-0,6/0,5	0,3-0,7/0,4-0,6/0,5

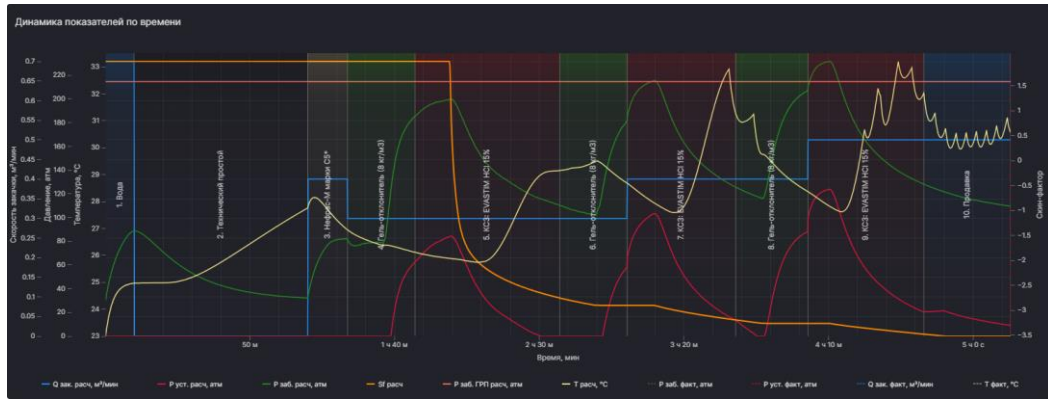


Рис. 3. План закачки кислотного состава с применением растворимых волокон по времени

Таблица 2

План закачки кислотного состава с применением растворимых волокон

№	Тип стадии	Q _{нач.} , М ³ /МИН	Q _{кон.} , М ³ /МИН	Объем, М ³	Время, МИН	Конц. НС1, %
1	Нагнетательный тест	0,7	0,7	7	10	0,0
2	Технический простой	0,0	0,0	0,0	60	0,0
3	Растворитель	0,4	0,4	5,5	13,75	0,0
4	Отклонитель	0,3	0,3	7	23,33	0,0
5	Кислота	0,3	0,3	15	50	15
6	Отклонитель	0,3	0,3	7	23,33	0,0
7	Кислота	0,4	0,4	15	37,5	15
8	Отклонитель	0,4	0,4	10	25	0,0
9	Кислота	0,5	0,5	20	40	15
10	Продавка	0,5	0,5	15	30	0,0

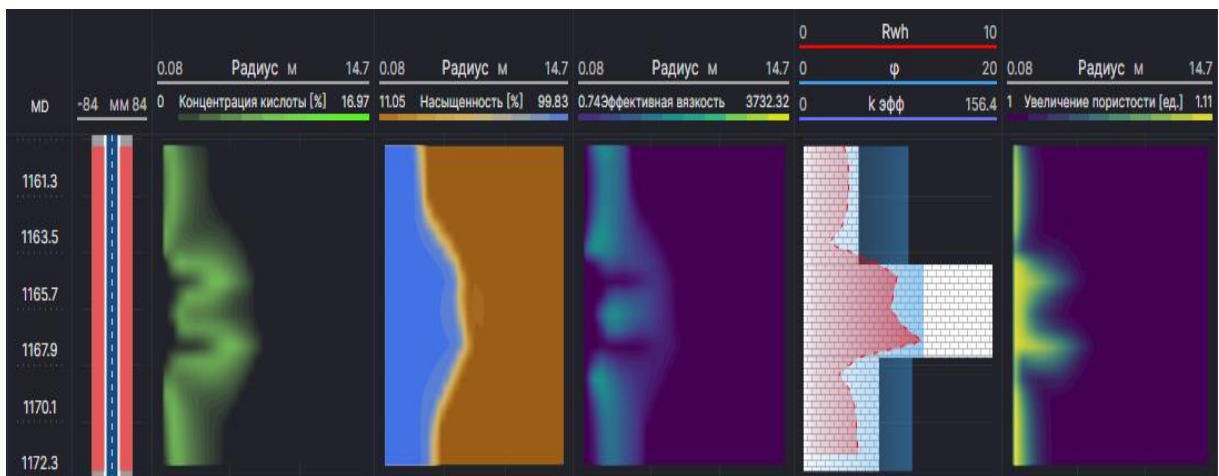


Рис. 4. Планишет с результатами моделирования технологии ОПЗ с применением кислотного состава и растворимых волокон

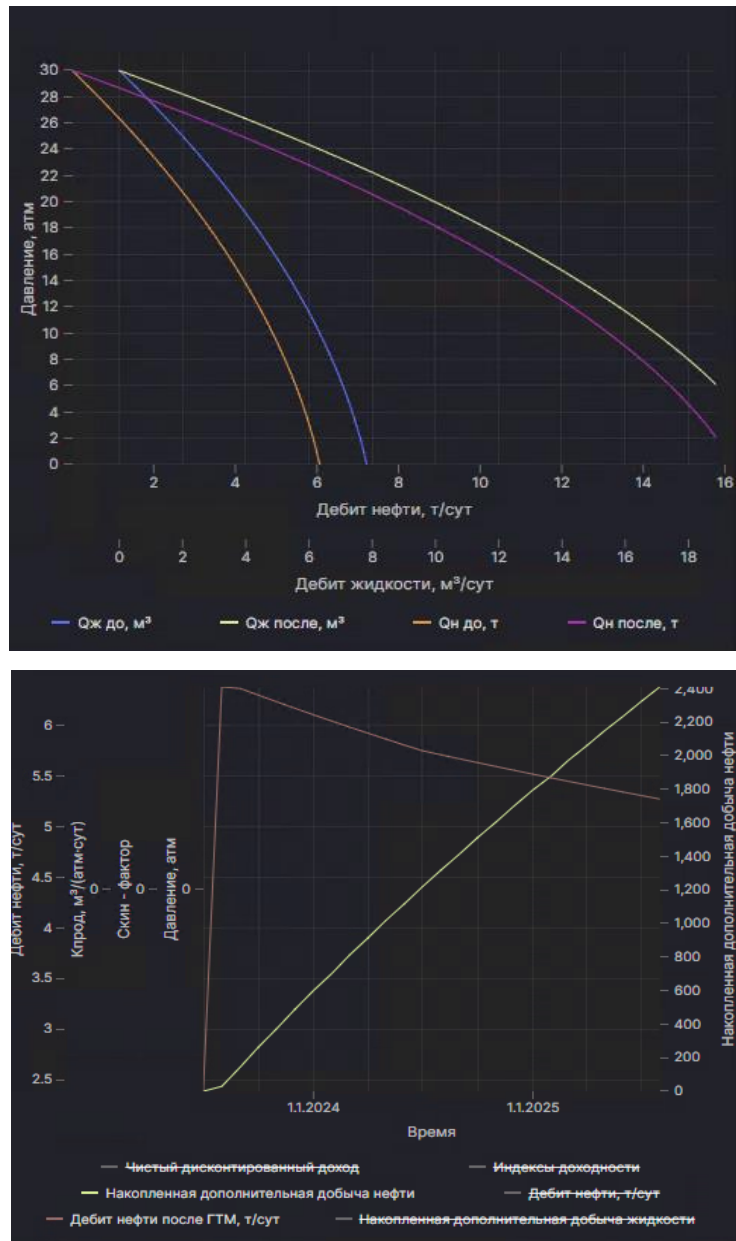


Рис. 5. Динамика технологических и экономических показателей проекта

По результатам моделирования пяти дизайнов были выделены два наилучших. В третьем дизайне ОПЗ было использовано 24 м³ отклонителя, что повысило экономические показатели проекта и NPV, в частности, а также повысило дебит нефти и суммарную дополнительную добычу. В четвертом дизайне ОПЗ использовалось 30 м³ отклонителя, что способствовало удорожанию проекта и незначительному снижению экономических показателей.

После сравнения анализируемых показателей была выявлена зависимость улучшения технологических показателей с увеличением объема закачки отклонителя, что, в свою очередь, снижало экономические показатели проекта.

Заключение

1. Разработан алгоритм проектирования ОПЗ с волокнами на основе моделирования селективной обработки с применением полимерного геля.

2. Апробирован подход, включающий нахождение эмпирических коэффициентов модели на основе адаптации на результаты фильтрационных исследований.

3. Предложены оптимальные скорости и объемы закачки составов, позволяющие обеспечить эффективную реализацию технологии ОПЗ с применением кислотного состава и растворимых волокон.

4. Исследования носят аналитический характер. Рекомендуется верификация алгоритма с учетом результатов лабораторных исследований. По результатам ОПИ возможно проведение анализа сформулированных рекомендаций на основе разработанного алгоритма оптимизации.

Список литературы

1. Gou, Bo & Zeng, Mingyong & Wang, Kunjie & Li, Xiao & Guo, Jianchun. Effect of fiber on the rheological properties of gelled acid. Journal of Petroleum Exploration and Production, 2021/ Pages 1-9. DOI:10.1007/s13202-021-01123-3.
2. Reza Abdollahi, Hamid Esfandyari, Mahdi Nadri Pari, Afshin Davarpanah. Conventional diverting techniques and novel fiber-assisted self-diverting system in carbonate reservoir acidizing with successful case studies/ Petroleum Research, Volume 6, Issue 3/ 2021/ Pages 247-256. ISSN 2096-2495. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.01.003>.

References

1. Gou, Bo & Zeng, Mingyong & Wang, Kunjie & Li, Xiao & Guo, Jianchun. Effect of fiber on the rheological properties of gelled acid. Journal of Petroleum Exploration and Production, 2021/ Pages 1-9. DOI:10.1007/s13202-021-01123-3. (in English)
2. Reza Abdollahi, Hamid Esfandyari, Mahdi Nadri Pari, Afshin Davarpanah. Conventional diverting techniques and novel fiber-assisted self-diverting system in carbonate reservoir acidizing with successful case studies/ Petroleum Research, Volume 6, Issue 3/ 2021/ Pages 247-256. ISSN 2096-2495. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.01.003>. (in English)

Сведения об авторах

Гарипова Лилия Ильясовна, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет» - «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, 186 а

E-mail: garipova@agni-rt.ru

Абрамов Артем Алексеевич, специалист 1 категории, отдел разработки месторождений Ромашкинского месторождения «Север», Управление разработки месторождений, Департамент разработки месторождений СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 75

E-mail: artem.abramov99@mail.ru

Катаева Дарья Юрьевна, специалист 2 категории, Группа по реализации проектов проектного офиса, Центр технологического развития ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Тельмана, 88

E-mail: dykataeva@gmail.com

Authors

L.I. Garipova, PhD, Senior Lecturer, Oil and Gas Field Development Department, Almeteyevsk State University of Technology – Higher School of Petroleum

186a, Sovetskaya Str., 423462, Almeteyevsk, Russian Federation

E-mail: garipova@agni-rt.ru

A.A. Abramov, Engineer, Oil Field Development Department, Tatneft-Dobycha JV - PJSC TATNEFT

75, Lenin Str., 423450, Almeteyevsk, Russian Federation

E-mail: artem.abramov99@mail.ru

D.Yu. Kataeva, Engineer, Project Implementation Group, Center of Technological Development – PJSC TATNEFT

88, Telman Str., 423462, Almeteyevsk, Russian Federation

E-mail: dykataeva@gmail.com

Статья поступила в редакцию 14.10.2024

Принята к публикации 17.12.2024

Опубликована 30.12.2024