

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.2.129-141>

EDN DHRILZ

УДК 622.276.65-97

Апробация технологии по регулированию охвата пластов заводнением с применением термотропной композиции на основе хлорида алюминия и карбамида

Мамбетов С.Ф., Игнатьев А.М., Фаррахов А.М.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Козалым, Россия

Approbation of technology for regulating the coverage of reservoirs by flooding using a thermotropic composition based on aluminum chloride and urea

S.F. Mambetov, A.M. Ignatiev, A.M. Farrakhov

LLC «LUKOIL Engineering», Kozalym, Russia

E-mail: Sergey.Mambetov@lukoil.com

Аннотация. Термотропные композиции, используемые в технологиях физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов, являются отдельной группой реагентов, эффективность применения которых зависит от показателей температуры пласта. Данное условие обусловлено тем, что качественное формирование водоизолирующего барьера может быть обеспечено только за счет тепловой энергии пласта, так как термотропные составы относятся к тиксотропным псевдопластическим системам коагуляционной структуры. В большинстве случаев в качестве термотропных составов используют композиции на основе хлорида алюминия и карбамида (мочевина). При закачке такого термотропного состава в пласт под воздействием температуры происходит образование объемного неорганического геля гидроксида алюминия, который кольматирует обработанные интервалы пласта на удалении от забоя обработанной скважины, что способствует внутрислоевому перераспределению фильтрационных потоков и подключению к разработке новых нефтенасыщенных интервалов [1].

Опытные работы, выполненные в условиях низкопроницаемых высокотемпературных пластов ряда месторождений Западной Сибири, показали достаточно высокие результаты по увеличению нефтеотдачи. Технология рекомендована к промышленному внедрению.

Ключевые слова: *методы увеличения нефтеотдачи, потокоотклоняющие технологии, закачки малообъемных оторочек химических реагентов, термотропные составы, комплексные технологии МУН*

Для цитирования: Мамбетов С.Ф., Игнатьев А.М., Фаррахов А.М. Апробация технологии по регулированию охвата пластов заводнением с применением термотропной композиции на основе хлорида алюминия и карбамида // Нефтяная провинция.-2024.-№2(38).-С. 129-141. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.2.129-141>. - EDN DHRILZ

Abstract. Thermotropic compositions used in physico-chemical methods of increasing oil recovery technologies are a separate group of reagents, the effectiveness of which depends on the parameters of the reservoir temperature. This condition is due to the fact that the qualitative formation of a water-insulating barrier can be ensured only at the expense of the thermal energy of the layer, since thermotropic compositions belong to thixotropic pseudoplastic systems of the coagulation structure. In most cases, compositions based on aluminum chloride and urea (urea) are used as thermotropic formulations. When such a thermotropic composition is injected into the formation under the influence of temperature, a volumetric inorganic aluminum hydroxide gel is formed, which cools the treated reservoir intervals away from the bottom of the treated well, which contributes to the intra-reservoir redistribution of filtration flows and connection to the development of new oil-saturated intervals [1].

Experimental work performed in conditions of low-permeable high-temperature formations of a number of fields in Western Siberia showed fairly high results in increasing oil recovery. The technology is recommended for industrial implementation.

Key words: *methods of oil recovery enhancement, flow diverting technologies, injection of low-volume rims of gel-forming compounds oil cleaning agents, thermotropic compositions, integrated EOR technologies*

For citation: S.F. Mambetov, A.M. Ignatiev, A.M. Farrakhov Aprobatsiya tekhnologii po regulirovaniyu okhvata plastov zavodneniyem s primeneniym termotropnoy kompozitsii na osnove khlorida alyuminiya i karbamida [Approbation of technology for regulating the coverage of reservoirs by flooding using a thermotropic composition based on aluminum chloride and urea]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(38), 2024. pp. 129-141. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.2.129-141>. EDN DHRILZ (in Russian)

В настоящее время актуальным является вопрос вовлечения в процесс разработки участков продуктивных пластов с трудно извлекаемыми запасами. К трудно извлекаемым запасам можно отнести не только остаточную нефть по участкам, характеризующимся низкими фильтрационно-емкостными свойствами, но и области, где углеводороды уже были извлечены из пласта с помощью заводнения и вытеснения, однако значительная их часть

удерживается внутри порового пространства под действием сил поверхностного натяжения и других факторов, препятствующих переходу нефти в свободное состояние.

Ввиду гидродинамической неоднородности нефтяных пластов, большой разницы по показателям пористости и проницаемости, широко распространенной анизотропии, характерной для нефтяных пластов Западной Сибири, а также достаточно агрессивных термобарических условий нахождения нефти в пластовых условиях высокотемпературных объектов, приводящих к возникновению трудностей при активизации фильтрационных явлений, процесс извлечения нефти становится сложно решаемой задачей. Если к этому добавить тот факт, что подобного рода проблемы возникают, как правило, в нефтегазодобывающих провинциях, в развитие инфраструктуры которых вложено большое количество материальных средств, то вопрос доизвлечения нефти становится ещё более значимым. Указанные выше аспекты определяют повышенное внимание к различным физико-химическим методам увеличения нефтеотдачи, среди которых отдельное место занимают термотропные композиции, которые являются маловязкими при низких температурах, но за счет пластовой температуры способными переходить из жидкого состояния в гелеобразное. В результате этого, на некотором отдалении от забоев нагнетательных скважин образуется водоизоляционный барьер, который способен останавливать фильтрацию нагнетаемой воды и перенаправлять её в ранее незадействованные в разработке области с остаточной нефтенасыщенностью.

В представленной работе приведены результаты опытно-промысловых работ (ОПР) 2013-2014 гг. по оценке эффективности одной из термотропных технологий, которая направлена на повышение коэффициента нефтеотдачи за счет увеличения охвата пласта воздействием при заводнении. Образующийся в пласте гель способствует перенаправлению фильтрационных токов вытесняющего агента,

обеспечивая выработку слабодренируемых пропластков, а также сдерживает прорыв воды из нагнетательных в добывающие скважины, что отражается на стабилизации, либо снижении обводненности добываемой продукции.

На начальном этапе испытаний были проведены лабораторные исследования экспериментальной технологии. В лабораторию был предоставлен твердый сыпучий образец, который по внешнему виду представлял собой кристаллическое вещество желтовато-белого цвета (Рис. 1).



Рис. 1. Внешний вид реагента

Приготовление рабочего раствора осуществляется путем смешения твердой фазы с подтоварной водой, рекомендованная концентрация реагента в рабочем растворе $C=10\%$. Также предлагалась «жидкая» товарная форма, которая разбавлялась подтоварной водой, концентрация реагента в таком виде рабочего раствора $C=20\%$.

Плотность водных растворов $C=10\%$ $C=20\%$ при $T=20^{\circ}\text{C}$ составляла $\rho = 1,053$ и $\rho = 1,063$ г/см³, водородный показатель $\text{pH} = 3,8$ и $\text{pH} = 3,3$ ед. соответственно. Также были определены массовая доля оксида алюминия для «твердой» товарной формы 10,1%, для «жидкой» – 8,2% , время гелеобразования при $T=90^{\circ}\text{C}$ – 3,75 ч и 4-5 ч, вязкость геля в рабочих концентрациях – 290 мПа·с и 452 мПа·с соответственно.

На рис. 2 представлен внешний вид сформировавшегося геля. По внешнему виду гель однородный, водянистый, при механическом воздействии легко деформируется. При этом внешний вид геля для обеих товарных форм был идентичен.

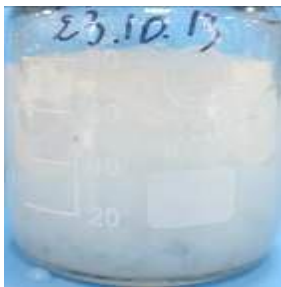




Рис. 2. Внешний вид геля

Показатели термостабильности при $T=90^{\circ}\text{C}$ определяли на протяжении 10 суток. Производили визуальную оценку состояния, отмечалось содержание свободной фазы и качество геля. В табл. 1 приведены фотоизображение и описание геля.

Таблица 1

Термостабильность геля при $T=90^{\circ}\text{C}$

Через 1 сутки	Через 10 суток	
		
10% – водная фаза, 90% – плотный, однородный и неподвижный гель	55% – водная фаза, 45% – фрагментированный неоднородный гель	Водянистый мелкодисперс- ный осадок

В процессе термостатирования отмечалось отделение воды и уплотнение геля до кристаллизационной структуры. Лабораторными испытаниями была установлена возможность образования объёмных гелей при температуре $T=90^{\circ}\text{C}$.

Полевые опытно-промышленные работы (ОПР) были проведены на 27-ми нагнетательных скважинах высокотемпературных пластов ЮВ₁¹ и Ач₂+Ач₃ месторождений Лангепасского региона, при этом 14 скважино-обработок проведено с использованием водного раствора с содержанием реагента С=10% («твёрдая» товарная форма) и 13 скважино-обработок с использованием «жидкой» товарной формы реагента (С=20%). Общее число реагирующих добывающих скважин, режим работы которых был подвергнут анализу, составил более 120-ти скважин. Период отслеживания и проведения анализа – 8 месяцев с даты проведения обработок.

Основные геолого-физические характеристики (ГФХ) пластов приведены в табл. 2.

Таблица 2

ГФХ пластов на участках ОПР технологии

Параметр	Показатель
Пластовая температура, °С	90-96
Общая толщина пласта, м	19,9-33,5
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,8-6,0
Коэффициент пористости, %	0,16-0,17
Коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.	0,43-0,58
Проницаемость коллектора, $\text{мкм}^2 \times 10^{-3}$	1,0-11,9
Коэффициент песчаности, д. ед.	0,39-0,42
Расчлененность, ед.	2,6-6,1

Реализация технологии осуществлялась путем закачки рабочего раствора в нагнетательную скважину с последующей продавкой подтоварной водой. Далее обработанную скважину оставляли на структурное упрочне-

ние с дальнейшим запуском под закачку. Никакие другие специальные процессы и методические подходы предусмотрены не были. Ниже рассмотрены результаты ОПР на примере трех участков воздействия, реализация технологии по двум из которых оказалась особенно успешной, по третьему участку наблюдалась невысокая эффективность.

Положительный эффект получен по участку пласта ЮВ₁¹. Обработанная нагнетательная скважина под условным № 1 находится в периферийной зоне площади нефтеносности. Каротажная диаграмма и карта текущих отборов и закачки на момент обработки приведены на рис. 3.

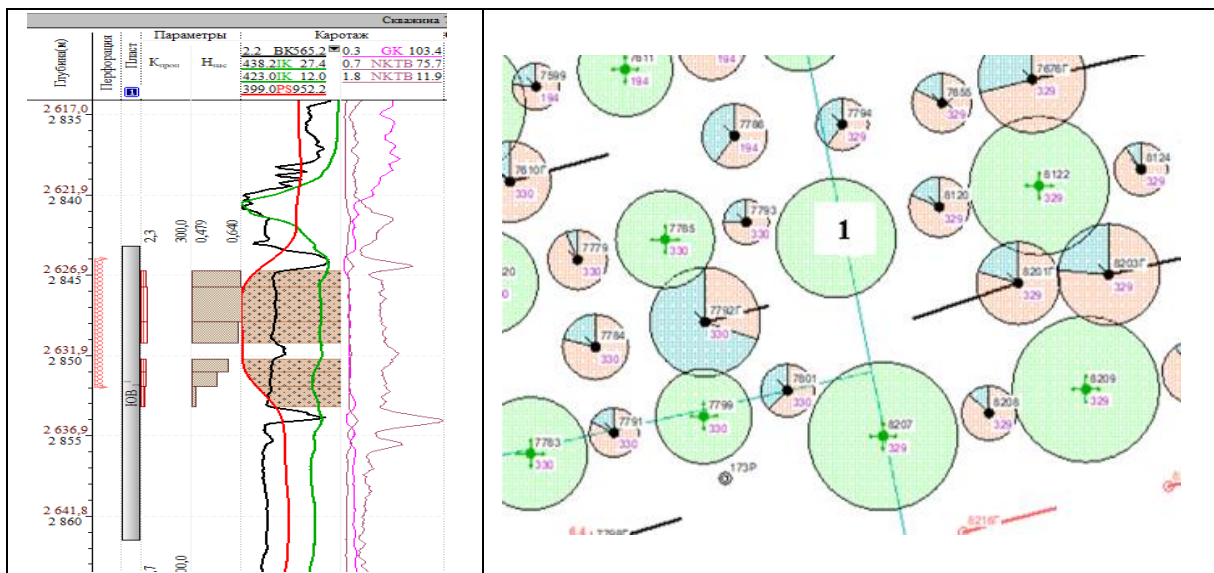


Рис. 3. Каротажная диаграмма и участок скважины № 1

Проницаемость вскрытых скважиной пропластков изменяется в пределах 0,0118–0,0232 мкм², среднее значение 0,0175 мкм². На участке сформирована интенсивная система разработки наклонно-направленными и горизонтальными скважинами. Практически по всем скважинам участка проведен ГРП. Накопленный на момент воздействия водонефтяной фактор 0,122. Средняя обводненность продукции по участку 55,3%.

Приёмистость скважины перед обработкой составляла 139,0 м³/сут при давлении нагнетания 18,4 МПа. В скважину закачено 100 м³ термотропного состава. На устье нагнетательной скважины до проведения опытных работ установлен штуцер диаметром 2 мм, после ОПР - диаметром 4 мм.

Приёмистость скважины при этом изменилась до 150 м³/сут при неизменном давлении закачки. Положительная реакция на воздействие зафиксирована в четырех рядом расположенных добывающих скважинах. Технологический эффект воздействия определялся (здесь и далее) по характеристикам вытеснения с использованием методик А.А. Казакова [2], расчеты выполнены на программном продукте «EOR-Effect +» [3]. В целом за 8 месяцев продолжительности эффекта по участку за счет увеличения нефтеотдачи получена 1885 тонн дополнительно добытой нефти и сокращен отбор попутно извлекаемой воды -2167,8 т, отмечается стабилизация обводненности добываемой продукции на уровне 57%.

Также положительный эффект получен по участку пласта ЮВ₁¹ скважин с условными №№ 2, 3 (Рис. 4).

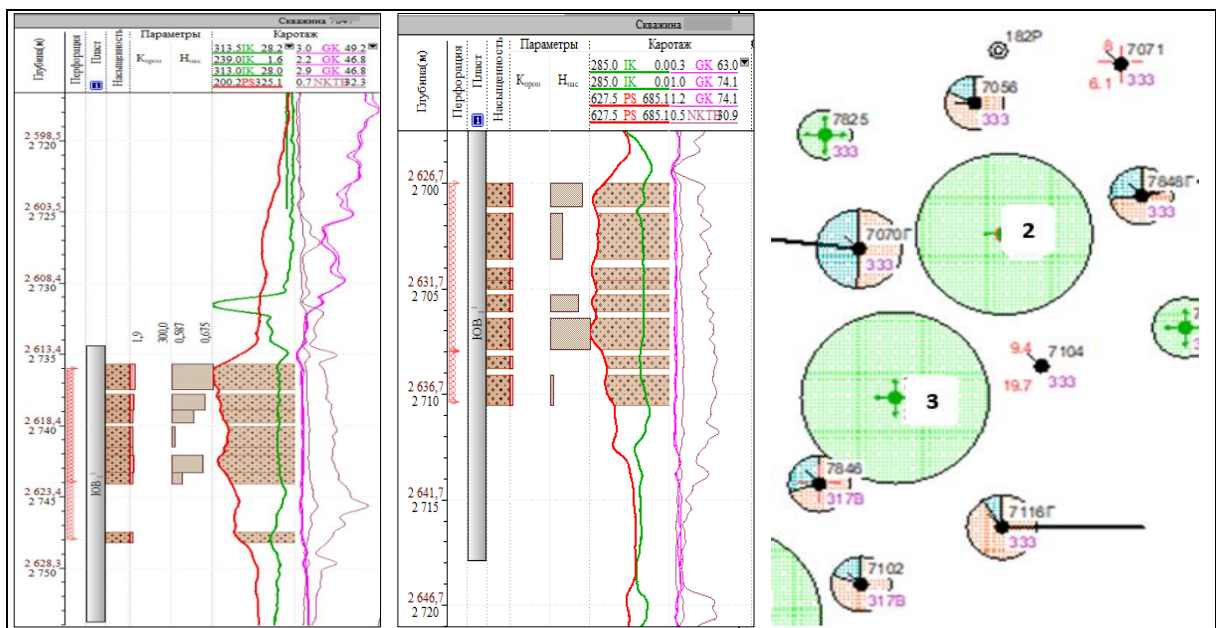


Рис. 4. Каротажные диаграммы и участок скважин №№ 2, 3

Участок расположен в краевой части пласта, близкой к зоне глинизации и характеризуется низкими показателям ФЕС. Проницаемость по нагнетательным скважинам изменяется в интервале от 0,0012 мкм до 0,0232 мкм, в среднем 0,022 мкм. Нефтенасыщенность по участку составляет, в среднем, 0,61 д.ед. Накопленный водонефтяной фактор 0,185, средняя обводненность

продукции участка 36,3%. Практически по всем скважинам участка проведен ГРП. На устье нагнетательных скважин для ограничения объема закачиваемой воды до обработки штуцеры не устанавливались, после на устье нагнетательной скважины № 2 был установлен штуцер диаметром 7 мм.

В скважины было закачено по 100 м³ рабочего состава. Через 8 месяцев после проведения закачки дополнительно добытый суммарный отбор нефти составил 2686,0 т. Несмотря на то, что объём закачки воды в пласт увеличился со 140 м³/сут до 230 м³/сут при давлении закачки 20,2-20,3 МПа, отбор попутно добываемой воды снизился на 11,5 тыс.т. Это свидетельствует о качественном перераспределении фильтрационных потоков и вовлечению в разработку застойных, ранее не подвергавшихся дренированию участков продуктивного пласта. Удельная эффективность составила 1343 т/скважино-операцию. Продолжительность эффекта 8 месяцев.

На участке скважины с условным № 4 закачка экспериментального термотропного состава была проведена в объёме 100 м³. В зоне дренирования было выделено пять реагирующих добывающих скважин (Рис. 5).

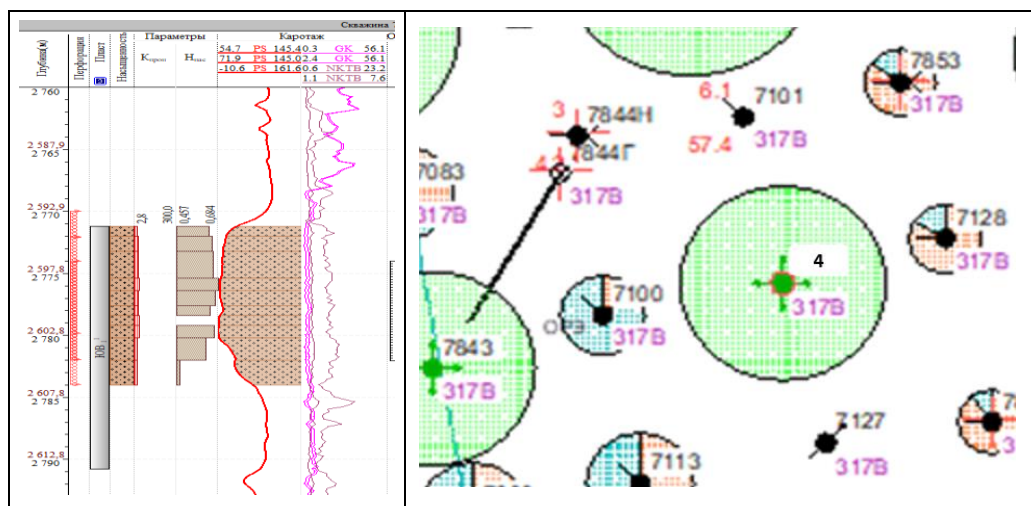


Рис. 5. Каротажная кривая и участок скважины № 4

Участок расположен в приконтурной зоне пласта с ухудшенными ФЕС. Проницаемость по скважинам, вскрывающим продуктивный пласт, изменяется в интервале от 0,0028 мкм до 0,0233 мкм, в среднем 0,013 мкм. На участке организована интенсивная система разработки

наклонно-направленными скважинами, присутствуют добывающие скважины с горизонтальным окончанием. Практически по всем скважинам участка проведен ГРП. Нефтенасыщенность по участку составляет, в среднем, 0,63 д.ед. Накопленный водонефтяной фактор 0,235, средняя обводненность продукции участка 27,8%.

Через 5 месяцев мониторинга работы скважин по участку было определено, что дополнительно было добыто 121 тонна нефти, наблюдался рост показателей обводненности извлекаемой продукции с 16,5% до 19,2% в среднем, объём закачки также повысился с 0,3 тыс.м³ до 1,4 тыс.м³ при неизменном давлении закачки. Удельная эффективность составила 121 т/скважино-операцию. Продолжительность эффекта 5 месяцев. Невысокие показатели дополнительно добытой нефти и удельной эффективности объяснялись расположением участка в краевой зоне, недостаточной гидродинамической связью между нагнетательными и добывающими скважинами, а также низкими показателями плотности подвижных запасов, которые не превышают 1,0-1,5 тыс. т/га.

Выводы

В данной статье оценка эффективности проведена для скважино-обработок по пласту ЮВ₁¹, так как по данному объекту было проведено самое большое количество технологических операций. Объёмы закаченной композиции составляли 90 – 200 м³ в зависимости от мощности перфорации и начальных ФЕС пласта.

Увеличение приемистости по нагнетательным скважинам после обработки экспериментальным составом обусловлено кислой средой рабочего состава. Однако, несмотря на это, отмечается сокращение попутно-добываемой воды, что безусловно, свидетельствует о качественном формировании водоизоляционного барьера и активизации процессов перераспределения фильтрационных потоков внутри продуктивного пласта.

Всего в рамках проведения полевых испытаний термотропного состава, было обработано 27 скважин, которые были условно разбиты на 9 участков для дальнейшего отслеживания режимов работы и проведения полноценного анализа. Суммарная дополнительная добыча составила около 14 тыс. тонн, удельная эффективность, в среднем, составляла более 500 т на одну скважино-операцию. Продолжительность эффекта варьировалась от 3 до 8 месяцев. Сокращение попутно-добываемой воды составило более 8 тыс. тонн за отслеживаемый период.

Наиболее оптимальными условиями эффективного применения рассматриваемой технологии являются:

1. Температура, так как именно от неё зависит период гелеобразования. Для рассматриваемой технологии оптимальной температурой является 90-95°C;

2. Коллекторские характеристики пластов. Предпочтительными являются объекты с низкими ФЕС, так как термотропные составы являются низковязкими и обладают выраженными кислотными свойствами;

3. Тип коллектора – терригенный, так как в карбонатных и карбонатизированных пластах, при карбонатности более 3%, рабочий состав алюмохлоридов будет непроизводительно использоваться на реакцию с карбонатами;

Также отмечалось, что с точки зрения логистики предпочтительнее выглядит «твёрдая» товарная форма, так как при использовании жидкой товарной формы необходимо наличие товарного ёмкостного парка, что является осложняющим фактором при её использовании.

По результатам проведенных ОПР применение технологии было признано успешным. Её промышленное применение началось по высокотемпературным объектам региона деятельности общества.

Послесловие

Несмотря на то, что этап проведения ОПР для любой экспериментальной технологии ФХМУН и ИДН с положительными результатами заканчивается и технология переводится в разряд промышленно-применяемых, её дальнейшая реализация в условиях месторождений сопровождается постоянным инженерным контролем со стороны специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». Инженерное сопровождение состоит из нескольких этапов, одним из которых является проведение входного контроля применяемых химических реагентов в лабораторных условиях. Не стала исключением и рассмотренная в нашей статье технология. По результатам одного из очередных этапов входного контроля проб промышленной партии реагента были зафиксированы отклонения по показателям скорости растворения стали и синерезиса геля. На основании полученных результатов использование данной промышленной партии реагента при реализации технологии было приостановлено. Разработчик технологии приступил к подбору другого поставщика химических реагентов. Для обеспечения периодичности обработок участков, планируемые под закачку скважины обрабатываются другими промышленно-применяемыми потокоотклоняющими системами.

Необходимо отметить, что несмотря на данное обстоятельство, применение термотропных систем в потокоотклоняющих технологиях с целью доизвлечения остаточных запасов из низкопроницаемых высокотемпературных объектов остается достаточно актуальным и востребованным.

Список источников

1. Земцов Ю.В., Мазаев В.В. Современное состояние физико-химических методов увеличения нефтеотдачи // Литературно-патентный обзор – Екатеринбург: ООО «Издательские решения», 2021. – С. 131.
2. Казаков А.А. Методы характеристик вытеснения нефти водой // – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2020. – С. 276.
3. EOR Effect + Мощнейший инструмент для расчёта эффективности от проведенных ГТМ // <https://eor-soft.ru/eor.html>.

References

1. Zemtsov Yu.V., Mazaev. V.V. In: Current state of physical and chemical methods for enhanced oil recovery (Literary and patent review). – Ekaterinburg: LLC « Publishing Solutions», –2021. – 131 p. (in Russian)
2. Kazakov A.A. In: Oil-water displacement characterization methods – М.: «Publishing House Nedra», 2020. – 276 p. (in Russian)
3. EOR Effect + The most powerful tool for calculating the effectiveness of conducted geological and technological measures // <https://eor-soft.ru/eor.html>. (in Russian)

Сведения об авторах

Мамбетов Сергей Фанилович, главный специалист, Управление технологического развития и опытно-промышленных работ ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
Россия, 628481, Когалым, ул. Центральная, 19/17
E-mail: Sergey.Mambetov@lukoil.com

Игнатьев Антон Михайлович, начальник управления, Управление технологического развития и опытно-промышленных работ ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
Россия, 628481, Когалым, ул. Центральная, 19/17
E-mail: Anton.Ignatev@lukoil.com

Фаррахов Азат Мисхатович, старший менеджер, Управление технологического развития и опытно-промышленных работ ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
Россия, 628481, Когалым, ул. Центральная, 19/17
E-mail: Azat.Farrakhov@lukoil.com

Authors

S.F. Mambetov, Chief Specialist, Technological Development and Pilot Works, «LUKOIL Engineering» LLC
19/17, Tsentralnaya Str., Kogalym, 628481, Russian Federation
E-mail: Sergey.Mambetov@lukoil.com

A.M. Ignatiev, Head of Department, Department of Technological Development and Pilot Works, «LUKOIL Engineering» LLC
19/17, Tsentralnaya Str., Kogalym, 628481, Russian Federation
E-mail: Anton.Ignatev@lukoil.com

A.M. Farrakhov, Senior Manager, Department of Technological Development and Pilot Works, «LUKOIL Engineering» LLC
19/17, Tsentralnaya Str., Kogalym, 628481, Russian Federation
E-mail: Azat.Farrakhov@lukoil.com

Статья поступила в редакцию 25.03.2024

Принята к публикации 19.06.2024

Опубликована 30.06.2024