

УДК 622.276.7: 622.276.93

МРНТИ 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108595>

Получена: 09.09.2022.

Одобрена: 02.11.2022.

Опубликована: 27.12.2022.

Оригинальное исследование

Технология повышения коэффициента нефтеотдачи путем воздействия на пласт термохимическими методами

Ш.З. Исмаилов¹, М.Г. Абдуллаев¹, Шд.З. Исмаилов²

¹ Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, г. Баку, Азербайджан

² Нефтегазодобывающее управление им. Н. Нариманова, г. Баку, Азербайджан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. В представленной статье предложен состав, приводящий к интенсификации и увеличению добычи нефти при повышении температуры в пласте, а также в призабойной зоне.

Цель. Изучить совершенствование методов воздействия на залежи и призабойные зоны как добывающих, так и нагнетательных скважин, позволяющих полностью вытеснять нефти из пласта, а также увеличивать добычу нефти в целом, тем самым способствуя увеличению конечного коэффициента нефтеотдачи пластов.

Материалы и методы. На основе лабораторных исследований разработана новая технология и предложена композиция, в состав которой входят сильный окислитель, низшие спирты и трёхатомный спирт, поверхностно-активные вещества и т.д.

Результаты. Композиция, предложенная для воздействия на пласт, действует следующим образом: при взаимодействии компонентов состава происходит экзотермическая реакция, в результате которой в призабойной зоне выделяется большое количество тепла и газа. За счёт выделенного тепла расплавляются тяжёлые компоненты нефти, осаждённые на поровых каналах породы вблизи призабойной зоны и ухудшающие проницаемость призабойной зоны породы и приемистость пластов. В результате воздействия композиции увеличиваются проницаемость призабойной зоны и приемистость нагнетательной скважины. Такое воздействие эффективно ещё и тем, что в результате экзотермической реакции отсутствует потеря выделяемого тепла, и оно непосредственно действует на восстановление проницаемости призабойной зоны пласта и улучшения реологических свойств нефти.

Заключение. Проводимые эксперименты показали, что благодаря воздействию предлагаемого состава на глинистые породы глины не набухают, а наоборот, происходит гидрофобизация поверхности породы за счёт сжатия глин, что предотвращает последующее негативное воздействие воды на глинистые породы. Причиной этого инцидента является кислотный характер предложенной композиции. Эти свойства предлагаемого состава являются гарантией того, что его применение в любых пластах (песчанистые, глинистые, карбонатные, доломиты и т.д.) будет эффективным.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, проницаемость, сильный окислитель, низшие спирты, трехатомный спирт, поверхностно-активные вещества.

Как цитировать:

Исмаилов Ш.З., Абдуллаев М.Г., Исмаилов Шд.З. Технология повышения коэффициента нефтеотдачи путем воздействия на пласт термохимическими методами // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2022. Том 4, №4. С. 78–89. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108595>

UDC 622.276.7: 622.276.93

CSCSTI 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108595>

Received: 09.09.2022.

Accepted: 02.11.2022.

Published: 27.12.2022.

Original article

Technology for increasing the oil recovery factor by reservoir stimulation by thermochemical methods

Shakhin Z. Ismailov¹, Malik G. Abdullayev¹, Shahiddin Z. Ismailov²

¹ Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan

² N. Narimanov Oil and gas production department, Azerbaijan

ABSTRACT

Background: In the presented article, a composition is proposed that leads to the intensification and increase in oil production with an increase in temperature in the reservoir, as well as in the bottomhole zone.

Aim: To study the improvement of methods for influencing deposits and bottom-hole zones of both production and injection wells, which allow completely displacing oil from the reservoir, as well as increasing oil production in general, thereby contributing to an increase in the final oil recovery factor of the reservoirs.

Materials and methods: Based on laboratory studies, a new technology has been developed and a composition has been proposed, which includes a strong oxidizing agent, lower alcohols and trihydric alcohol, surfactants, etc.

Results: The composition proposed for influencing the reservoir acts as follows: when the components of the composition interact, an exothermic reaction occurs, as a result of which a large amount of heat and gas is released in the bottomhole zone. Due to the released heat, heavy oil components are melted, deposited on the pore channels of the rock near the bottomhole zone and worsening the permeability of the bottomhole rock zone and reservoir injectivity. As a result of the impact of the composition, the permeability of the bottomhole zone and the injectivity of the injection well increase. Such an impact is also effective in that there is no loss of generated heat as a result of the exothermic reaction, and it directly affects the restoration of the permeability of the bottomhole formation zone and improves the rheological properties of oil.

Conclusion: Conducted experiments have shown that, due to the effect of the proposed composition on clay rocks, clays do not swell, but, on the contrary, hydrophobization of the rock surface occurs due to clay compression, which prevents the subsequent negative impact of water on clay rocks. The reason for this incident is the acidic nature of the proposed composition. These properties of the proposed composition are a guarantee that its use in any formations (sandy, clayey, carbonate, dolomites, etc.) will be effective. Key words: bottomhole formation zone, permeability, strong oxidizing agent, lower alcohols, trihydric alcohol, surfactants.

Keywords: *bottomhole formation zone, permeability, strong oxidizing agent, lower alcohols, trihydric alcohol, surfactants.*

To cite this article:

Ismailov SZ, Abdullayev MG, Ismailov ShZ. Technology for increasing the oil recovery factor by reservoir stimulation by thermochemical methods. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2022;4(4):78–89. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108595>

ӨОЖ 622.276.7: 622.276.93

ГТАХР 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108595>

Қабылданды: 09.09.2022.

Мақұлданды: 02.11.2022.

Жарияланды: 27.12.2022.

Түпнұсқа зерттеу

Термохимиялық әдістермен қабатқа әсер ету арқылы мұнай беру коэффициентін арттыру технологиясы

Ш.З. Исмаилов¹, М.Ф. Абдуллаев¹, Ш.З. Исмаилов²

¹ *Әзірбайжан мемлекеттік мұнай және индустрия университеті, Баку қ-сы, Әзірбайжан*

² *Н. Нариманов атындағы мұнай-газ өндіру басқармасы, Баку қ-сы, Әзірбайжан*

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Ұсынылған мақалада қабатта, және де кенжар аймағында температураны көтеру кезінде мұнай өндірудің қарқындылығы мен артуына апаратын әкелетін құрам ұсынылған.

Мақсат. Қабаттағы мұнайды толық ығыстыруға, сондай-ақ жалпы мұнай өндіруді ұлғайтуға мүмкіндік беретін өндіруші және айдау ұңғымаларының кен орындары мен кенжар маңындағы аймақтарына әсер ету әдістерін жетілдіруді зерделеу, сол арқылы соңғы мұнай беру коэффициентін арттыруға мүмкіндік беру.

Материалдар мен тәсілдер. Зертханалық зерттеулер негізінде жаңа технология жасалды және композиция ұсынылды, оның құрамына күшті тотықтырғыш, төменгі спирттер мен үш атомды спирт, беттік белсенді заттар және т. б.

Нәтижелер. Қабатқа әсер ету үшін ұсынылған құрам келесідей әрекет етеді: композицияның құрамдас бөліктері өзара әрекеттескенде экзотермиялық реакция жүреді, нәтижесінде кенжар маңындағы аймағында жылу мен газдың көп мөлшері бөлінеді. Бөлінген жылу есебінен кенжар маңындағы тау жыныстарының кеуекті арналарында тұндырылған және тау жыныстарының кенжар маңындағы аймағының өткізгіштігін және қабаттардың қабылдағыштығын нашарлататын мұнайдың ауыр компоненттері балқытылады. Құрамның әсерінен кенжар маңындағы аймағының өткізгіштігі және айдау ұңғымасының қабылдағыштығы артады. Мұндай әсер экзотермиялық реакция нәтижесінде бөлінетін жылудың жоғалуы болмағандықтан да тиімді және ол қабаттың кенжар аймағының өткізгіштігін қалпына келтіруге және мұнайдың реологиялық қасиеттерін жақсартуға тікелей әсер етеді.

Қорытындылар. Жүргізілген тәжірибелер көрсеткендей, ұсынылған құрамның сазды жыныстарға әсерінің арқасында саз ісінбейді, керісінше, сазды сығу арқылы тау жыныстарының беткі қабаты гидрофобизацияланады, бұл судың сазды жыныстарға теріс әсерін болдырмайды. Бұл оқиғаның себебі ұсынылған композицияның қышқылдық сипаты болып табылады. Ұсынылған композицияның бұл қасиеттері оны кез-келген қабаттарда (құмды, сазды, карбонатты, доломиттер және т.б.) тиімді қолданудың кепілі болып табылады.

Негізгі сөздер: қабаттың кенжар аймағы, өткізгіштік, күшті тотықтырғыш, төменгі спирттер, үш атомды спирт, беттік белсенді заттар.

Дәйексөз келтіру үшін:

Исмаилов Ш.З., Абдуллаев М.Ф., Исмаилов Ш.З. Арқылы мұнай беру коэффициентін арттыру технологиясы термохимиялық әдістермен түзілуге әсері // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2022. 4 том, №4. 84–89 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108595>

Введение

В настоящее время основным направлением прироста добычи запасов нефти в мировом масштабе является развитие современных интегрированных методов и их промышленное применение для увеличения нефтеотдачи пластов. Эти методы способны обеспечить синергетический эффект при освоении как новых, так и разрабатываемых нефтяных месторождений.

Известно, что в старых месторождениях Азербайджана, равно как и Казахстана, имеется достаточно остаточных извлекаемых запасов нефти, которые традиционными методами невозможно извлекать. К таким месторождениям относятся все месторождения Азербайджана на суше, в Казахстане – месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, открытые с начала 70-х гг. XX в., такие как Карамандыбас, Каражанбас, Каламкас и др.

За долгие годы разработки указанных месторождений усилиями производственных и научных организаций были успешно реализованы проектные решения, опытно-промышленные испытания и промышленное внедрение различных методов воздействия на пласт и призабойную зону. Однако несмотря на это, текущий коэффициент нефтеотдачи на указанных месторождениях относительно невысок.

Существует множество теоретических и экспериментальных работ в области как гидродинамического, так и термохимического воздействия на коллекторы, в разной степени повышающего температуру пластов, улучшающего процесс вытеснения нефти водой в пласте, тем самым способствуя повышению коэффициента нефтеотдачи пластов.

В работах [1, 2] теоретически изучен вопрос вытеснения нефти из пласта и построена номограмма, с помощью которой рассмотрены возможности вытеснения нефти из пласта холодной водой для улучшения эффективности закачки воды. Было предложено проводить закачку холодной воды в пласт таким образом, что закачиваемая вода, попадая в призабойную зону пласта, получала бы температуру пласта и в дальнейшем вытеснялась как горячая вода.

В известных работах [2, 3] приведены способы добычи нефти попеременной закачкой в нагнетательные скважины теплоносителей и холодной воды. Для поддержания температуры пласта тепло-

носитель прокачивается циклами, в промежутках между циклами закачивается холодная вода. Необходимо отметить, что эффективность таких способов зависит от продолжительности периодов закачки, от свойств пласта, нефти и горных пород. Такие способы иногда трудновыполнимы в промысловых условиях.

В работах [4–6] предложены новые термохимические способы увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти композициями, при которых при взаимодействии компонентов и породы протекают экзотермические реакции, в результате чего выделяется большое количество тепла и газа.

В этой статье предлагается метод применения теплоносителей с высокой эффективностью ингибирования, низким межфазным натяжением и повышенной нефтеотдачей, что способствует увеличению добычи нефти из залежей с трудноизвлекаемыми запасами. В качестве теплоносителя предлагается композиция, в состав которой входит также сильный окислитель – хромовый ангидрид, который реагирует с некоторыми органическими веществами, являющимися восстановителями, по механизму экзотермической реакции, с выделением большого количества тепла. Так, многие спирты (низшие, от CH_4O до $\text{C}_5\text{H}_{12}\text{O}$, и трёхатомный спирт – глицерин) при соприкосновении с ним воспламеняются, при взаимодействии со спиртами в водном растворе реакция протекает со взрывом, при этом выделяется большое количество тепла (105–185 ккал).

Воспользовавшись указанными свойствами окислителя, была составлена композиция, которая состояла из хромового ангидрида, воды, смеси спиртов и поверхностно-активных веществ (далее – ПАВ). В лабораторных условиях определён оптимальный состав композиции.

Необходимо отметить, что данный состав реагирует как с ароматическими углеводородами нефти, так и с предельными (парафинами) углеводородами. В результате химических реакций получают разные кислые эфиры, альдегиды, кетоны и т.д. Добавка некоторых ПАВ (например, диспергент) в композиции снижает скорость реакции между окислителем и смесью спиртов и тем самым инициирует увеличение глубины проникновения активной зоны в пласт. Продукты реакции предлагаемой смеси с нефтью обладают

гораздо более низкими поверхностными натяжениями на границе с нефтепродуктами, что свидетельствует об их высокой нефтewытесняющей способности.

Проверка эффективности данного способа проводилась в лабораторных условиях путем сравнения с исследованием [4]. Сравнение проводилось по температуре реакции, величине поверхностного натяжения оторочки на границе с углеводородами, коррозионной активности и величине конечного коэффициента нефтеотдачи.

Для изучения нефтewытесняющей способности составленной композиции использована установка УКН-2м. Исходя из специфики применяемых нами жидкостей для вытеснения нефти из пористой среды, входная часть установки незначительно изменена. Собранная установка позволяет проводить опыты при одновременной закачке хромовой кислоты и смеси спиртов в созданной модели пористой среды и создавать оторочку композиции, вытесняя её по модели пласта водой.

Величина поверхностного натяжения на границе оторочки и углеводородной жидкости определялась по известной методике на сталагмометре.

pH водного раствора хромового ангидрида определялся на стандартном pH-метре, ингибирующие свойства композиций определялись по стандартной методике.

При выборе состава композиции были использованы водный раствор хромового ангидрида различной концентрации, в качестве ПАВ – диспергент (ЕС 9660А), технический метиловый спирт и в качестве трехатомного спирта – технический глицерин. Для испытаний использовалась вода – морская, пластовая, водопроводная, дистиллированная.

Моделью нефти служили нефти из месторождений:

- Грязевая Сопка: плотность 932 кг/м^3 , в пластовых условиях вязкость $20 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, содержание смол в составе нефти в среднем 23–25%;
- Нефтяные Камни: плотность 887 кг/м^3 при 20°C , в пластовых условиях при 60°C вязкость $5,4 \text{ мПа}\cdot\text{с}$;
- Сангачалы-Дуванний-море: плотность 937 кг/м^3 при 20°C , при температуре 40°C вязкость $85 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, при 60°C вязкость $46 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, общее содержание в нефти ас-

фальтено-смолистых и парафиновых веществ – 54%.

Дальнейшие исследования подтвердили, что добавление в раствор ПАВ (диспергента) также способствует снижению поверхностного натяжения раствора на границе раздела с углеводородным флюидом, о котором известно из литературных источников.

Проводимые исследования показали, что дальнейшее увеличение концентрации окислителя несколько повышает температуру, но мало влияет на результаты этих экспериментов.

Результаты проведенных исследований показывали, что с увеличением концентрации хромового ангидрида в растворе (растворитель - дистиллированная вода) от 3,12% до 50% поверхностное натяжение уменьшается от $34,7 \text{ мН/м}$ до $14,5 \text{ мН/м}$ соответственно. Наибольший темп снижения наблюдается до концентрации хромового ангидрида 20%, дальнейшее увеличение концентрации уменьшает темп снижения поверхностного натяжения.

Поскольку в состав композиции входят также смесь спиртов и диспергент, следует определить поверхностное натяжение при различных их содержаниях в композиции. Результаты этих исследований приведены в табл. 1. Как видно из данной таблицы, когда в состав композиции входит 3,12% хромового ангидрида, 10 см^3 смеси спиртов и 0,25% диспергента, поверхностное натяжение составляет $3,7 \text{ мН/м}$, а когда в состав композиции входит 50% хромового ангидрида, 25 см^3 смеси спиртов и 0,25% диспергента, поверхностное натяжение составляет $7,5 \text{ мН/м}$.

Для состава композиции, которая приготовлена с использованием морской воды, поверхностное натяжение изменяется от $1,6$ до $2,51 \text{ мН/м}$.

Известно, что кислоты, проникая в пласт, вымывают нефть с поверхности пород. Лабораторными опытами определены pH конечной продукции реакции. Результаты показали, что раствор имеет кислую среду. В проводимых опытах pH в среднем составил $1,1$ – $1,35$. Известно, что хромовый ангидрид имеет плотность более чем $2,5 \text{ г/см}^3$. По этой причине плотность приготовленных растворов $>1 \text{ г/см}^3$, т.е. плотности воды, и они в экспериментах изменяются в пределах от $1,040 \text{ г/см}^3$ (при концентрации хромового ангидрида 3,12%) до $1,508 \text{ г/см}^3$ (при концентрации 50%).

Таблица 1. Состав и физико-химические характеристики используемых композиций
 Table 1. Composition and physico-chemical characteristics of the compositions used

№ п/п No.	Хромовый ангидрид, % Chromic anhydride, %	Тип воды Water type	Диспергент, % Dispersant, %	Смесь спиртов, см ³ на 100 см ³ Mixture of alcohols, cm ³ per 100 cm ³	Межфаз. натяжение, J/см (мН/м) Boundary tension, Dn/cm (Nm/m)	Плотность, г/см ³ Density, g/cm ³	pH
1	50	Дистил. Вода Distilled water	-	-	14,5	1,5	1,1
2	25	---*---	-	-	16,3	1,27	1,35
3	12,5	---*---	-	-	26,5	1,13	1,5
4	3,12	---*---	-	-	34,7	1,04	1,75
5	50	---*---	0,025	25	11	1,508	1,1
6	50	---*---	0,05	25	13	1,508	1,1
7	50	---*---	0,1	25	15	1,508	1,1
8	50	Морск. Вода Sea water	0,05	25	12	1,508	1,1
9	50	---*---	0,25	25	7,6	1,508	1,1
10	3,12	---*---	0,3	8	3,8	1,05	1,75
11	25	---*---	0,3	12	1,7	1,27	1,35
12	25	---*---	0,05	12	1,6	1,27	1,35
13	35	---*---	0,05	20	5,05	1,36	1,2
14	35	---*---	0,5	20	2,51	1,41	1,2

Как было сказано выше, на практике широко используются различные кислоты и щёлочи в широких пределах концентраций для вытеснения нефти. Несмотря на хорошую вытесняющую способность, эти вещества очень агрессивны, в связи с чем при их использовании наземное и подземное оборудование подвергается коррозии и быстро выходит из строя. Их агрессивность в динамических условиях становится еще больше.

Так, например, по некоторым данным [7], показатель глубокой коррозии стали Ст. 3 в 90%-й серной кислоте при 20°C составляет 0,09 мм/г, а при 90°C – 0,97 мм/г, в 95%-й серной кислоте этот же показатель при температуре 80°C составляет 2,8 мм/г, а при температуре 120°C – 16 мм/г.

Поскольку основу выбранного состава композиции составляет слабая кислота (водный раствор хромового ангидрида образует слабую кислоту), были определены её ингибирующие свойства. Определение этих свойств проводили при температуре 20°C по стандартной методике.

Результаты лабораторных исследований представлены в табл. 2. Как видно

из таблицы, ингибирующие свойства предложенного состава композиции на основе хромового ангидрида составляют 14–15%, при том, что эти свойства для 96%-й серной кислоты составляют 2,5%.

Таким образом, определен оптимальный состав композиции. Вместе с тем выявлено выделение достаточного количества тепла, изучено поверхностное натяжение их на границе с нефтью.

Учитывая сказанное, представляет интерес изучение вытеснения нефти оторочкой композиции. В этих исследованиях был использован оптимальный состав для извлечения нефти из пористой среды.

Для отдельной подачи частей предлагаемого состава к модели пористой среды труба имеет два отверстия на входе и одно на выходе. Образцами нефти послужила нефть, добытая на месторождениях Нефтяные Камни, Грязевая Сопка и Сангачалы-Дуваннй-море. В качестве вытесняющих агентов в опытах использовались морская вода и раствор композиции.

Были проведены две серии экспериментов по оценке нефтewымывающей способности предлагаемого состава. В первой

серии опытов нефть сначала извлекают из пористой среды вытеснением морской водой, чтобы получить конечную нефтеотдачу. С этой целью было прокачено 2,5 порового объёма морской воды, обводнённость на этот момент составляла 92–95%.

Затем в модели пласта создаётся оторочка композиции, и она вытесняется морской водой до получения конечной нефтеотдачи при прокачке 0,85 объёма пор жидкости через пористую среду.

Таблица 2. Ингибирующие свойства исследуемых композиций
Table 2. Inhibiting properties of the studied compositions

Соотношение компонентов Component ratio				Дозировка Treat rate	Скорость реакции (К) и защитный эффект (Z) при 20°C Reaction rate (K) and protective effect (Z) at 20°C	
Смесь спиртов, см ³ на 100 см ³ композиции Mixture of alcohols, cm ³ per 100 cm ³ of the composition	Хромовый ангидрид Chromic anhydride	Диспергент (ПАВ) Dispersant (surfactant)	Вода Water		К, г/м ³	Z, %
Смесь спиртов 12 Mixture of alcohols 12	20	0,05	Осталь. Rest	100	587	14,9
Смесь спиртов 24 Mixture of alcohols 24	35	0,15	Осталь. Rest	100	605	13,8
96%-я сульфированная серная кислота 96% sulfonated sulfuric acid				100	715	2,5

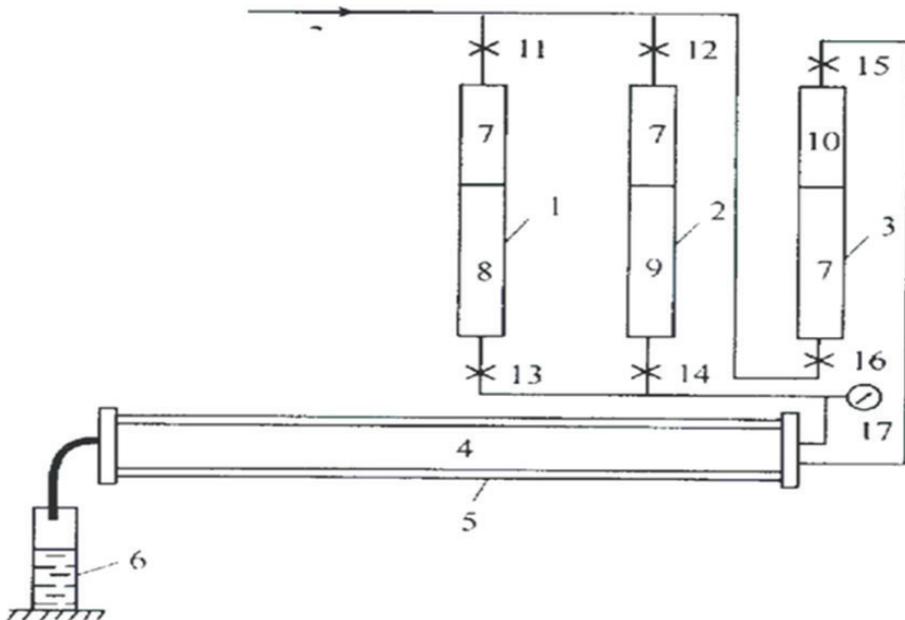


Рисунок 1. Схема установки УКН-2м с поджимными ёмкостями
Figure 1. Scheme of the UKN-2m installation with pressurizing tanks

В другой серии экспериментов оторочка заданного состава вводится в модель пористой среды в начале опыта, а затем вытесняется морской водой. Эксперимент заканчивается прокачкой жидкости

из пористой среды на 1,8 объёма пор, где обводнённость продукта составляет 92–95%. Условия проведения опытов во всех случаях одинаковые.

Нефть из модели пласта вытесняют морской водой. Длина модели 1 м, внутренний диаметр – 0,05 м. Модель заполняется молотым кварцевым песком, проницаемость пористой среды по воздуху – 0,11 мкм², пористость – 0,35. Вытеснение осуществляется с линейной скоростью 1200 м/г. Остаточная вода в экспериментах не моделировалась.

Эксперименты проводили в следующей последовательности: сначала модель пласта заполняется кварцевым песком, после она под глубоким вакуумом насыщается соответствующей нефтью, определяется объём пористой среды (или нефти) в модели. В проводимых нами экспериментах объём нефти в модели пористой среды изменялся в пределах $(670-690) \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$. Затем подготовленная для проведения экспериментов модель пористой среды подсоединялась к установке УКН-2м. Схема этой установки с поджимными ёмкостями приведена на рис. 1. Здесь в качестве поджимной жидкости взято трансформаторное масло.

Первая серия опытов проводится следующим образом: при закрытых вентилях (11)–(16) модель пористой среды (4) подключается к блоку, затем открываются вентили (11) и (13) и начинается запуск установки. Из блока трансформаторное масло (7) подаётся в поджимную ёмкость (1), заполненную морской водой (8). Вода, поступающая в модель пористой среды, вытесняет нефть в мерный сосуд (6). После того, как полученный продукт будет на 92–95% обводнён (после прокачки из модели пористой средой 2,5 порового объёма жидкостью), установка останавливается. Затем вентили (11) и (13) закрываются.

Открывая вентили (12) и (14), смесь водного раствора хромового ангидрида с диспергентом подаётся в модель пористой среды следующим образом: открываются вентили (12) и (14), из устройства трансформаторное масло (7) поступает в поджимную ёмкость (2), где раствор хромового ангидрида (9) вытесняется в пористую среду. Для подачи в модель пласта смеси спиртов открываются вентили (15) и (16), и трансформаторное масло (7) подаётся из установки снизу в поджимную ёмкость (3). Таким образом, через вентили (15) смесь спиртов (10) поступает в модель пористой

среды, и происходит экзотермическая реакция. Созданная оторочка в пористой среде перемещается по длине модели морской водой из поджимной ёмкости (1) при открытых вентилях (11) и (13).

Вторую серию экспериментов проводили аналогично описанной выше методике. Отличие состояло лишь в том, что в этих случаях оторочка создавалась в пористой среде с момента начала эксперимента, а затем вытеснялась морской водой. Результаты экспериментов при применении данного состава приведены в табл. 3. Как видно из таблицы, при вытеснении морской водой нефти месторождения Грязевая Сопка безводная нефтеотдача составляет 49,0–49,7%, а конечная нефтеотдача – 63,2–63,8%. Та же самая величина для нефти месторождения Нефтяные Камни составляет 51,4% и 65,2% соответственно. Высокие значения этих коэффициентов для нефти месторождения Нефтяные Камни объясняются меньшей вязкостью её по сравнению с нефтью месторождения Грязевая Сопка.

Те же эксперименты были продолжены закачкой в модель пласта 0,05, 0,1 и 0,2 порового объёма оторочки композиции. Установлено, что при вытеснении остаточной нефти оторочками составом 0,05 порового объёма конечная нефтеотдача увеличивается на 13%, при поровом объёме 0,1 – на 16,0%, при поровом объёме 0,2 – на 17,5%. Сравнение результатов позволяет сделать вывод, что основной прирост конечной нефтеотдачи происходит при введении в модель пласта 0,05–0,1 порового объёма композиции. Дальнейшее увеличение его объёма с 0,1 до 0,2 увеличивает конечную нефтеотдачу всего на 0,9%. Исходя из этого, можно считать, что 0,1 порового объёма оторочки оптимально с экономической точки зрения.

При 0,1 порового объёма оторочки для нефти месторождения Сангачалы-Дуваный-море безводная нефтеотдача составляет 63,2%, а конечная нефтеотдача – 80,2%.

Сравнения результатов двух серий лабораторных опытов показывает, что при вытеснении нефти из пласта разработанную композицию на основе окислителя можно применять как с начала, так и на любом этапе разработки месторождений.

Таблица 3. Результаты вытеснения нефти предлагаемыми композициями
Table 3. Results of oil displacement by the proposed compositions

№	Месторождение Field	Вытеснение нефти морской водой Oil displacement by sea water			Вытеснение нефти предлагаемым составом			
		Нефтеотдача, % Oil recovery, %		Объём про- качанной жидкости, пор. объём Volume of pumped fluid, por. volume	Объём отороч- ки, пор. объём Volume of of the rim, por. volume	Нефтеотдача, % Oil recovery, %		Нефте- отдача, % Oil reco- very, %
		безвод- ная anhyd- rous	конеч- ная ultimate			безвод- ная anhyd- rous	конеч- ная ultimate	
1	Грязевая Сопка Mud Hill	49,0	63,2	2,5	0,05	-	76,2	0,85
2	Грязевая Сопка Mud Hill	49,1	63,5	2,5	0,1	-	79,5	0,85
3	Грязевая Сопка Mud Hill	49,7	63,8	2,5	0,2	-	81,3	0,85
4	Нефтяные Камни Oil Stones	51,4	65,2	2,5	0,1	-	81,8	0,85
5	Грязевая Сопка Mud Hill	-	-	-	0,05	56,3	74,7	1,8
6	Грязевая Сопка Mud Hill	-	-	-	0,1	63,5	80,5	1,8
7	Грязевая Сопка Mud Hill	-	-	-	0,2	63,9	80,9	1,8
8	Сангачалы- Дуванний-море Sangachali- Duvanny-sea	-	-	-	0,1	63,2	80,2	1,8

Увеличение безводного и конечного коэффициентов нефтеотдачи можно объяснить более высокой температурой экзотермической реакции композиции и хорошей вытесняющей способностью состава с низким поверхностным натяжением её на границе с углеводородной фазой.

Заключение

Экспериментально установлено, что при воздействии предлагаемым способом на призабойную зону новая композиция снижает коэффициент поверхностного натяжения и улучшает структурно-механические свойства композиции.

Определение pH конечного продукта реакции показало, что этот раствор имеет кислый характер, поэтому хорошо отмывает от частиц нефтепродукты.

При предлагаемом способе очистки призабойной зоны после прохождения нефти и состава совместно через пористую среду в объёме 1,8 пор начальная скорость фильтрации нефти практически

восстанавливается и принимает исходное значение.

В результате введения предлагаемого состава в призабойную зону реакция протекает непосредственно в пласте, не допускается потеря тепла. Также за счёт применения предлагаемой технологии при протекании реакции в призабойной зоне скважин выделяется большое количество тепла и газообразный муравьиный альдегид. С другой стороны, эти выделенные газы, создавая «источник высокого давления», ускоряют лучшее вытеснение нефти и, кроме того, вызывают снижение вязкости нефти в пласте.

В результате опытов установлено, что наличие нефти и нефтепродуктов в предлагаемом составе повышает температуру реакции, при очистке призабойной зоны тяжелые компоненты нефти быстро растворяются и переходят в жидкое состояние, что положительно влияет на качество работ по очистке. В этом случае образующиеся в процессе реакции газы обеспечи-

вают воздействие выделяющегося тепла на более глубокие слои призабойной зоны непосредственно с помощью продуктов реакции.

Применение

Результаты подобных лабораторных исследований были успешно внедрены в морских промысловых условиях. Эти промышленные испытания были проведены как для обработки призабойной зоны

скважин и очистки асфальто-смолистых и парафиновых отложений на поверхности лифтовых труб, так и для повышения нефтеотдачи пластов. Получены высокие положительные результаты, которые были долговременными. Дополнительно добываемые объёмы нефти за короткий срок окупали расходы на проводимые операции и показали высокую эффективность технологий. Определённая часть результатов проведённых работ представлена ниже.

Таблица 4. Результаты термохимического метода воздействия на пласт, месторождение Грязевая Сопка

Table 4. Results of the thermochemical method of reservoir stimulation, the Gryazevaya Sopka field

№ нагн. скв. No. of injection well	Горизонт Horizon	Объём закачанной оторочки, м ³ Volume of the injected slug, m ³	Доб. скв., находящаяся под воздействием Production well under stimulation	Добыча, т/сут Production, t/day					
				до воздействия before stimulation		3-й месяц после воздействия 3rd month after stimulation		6-й месяц после воздействия 6th month after stimulation	
				нефть oil	вода water	нефть oil	вода water	нефть oil	вода water
1150	IX	24	1100	12,6	-	13,1	-	14,7	-
			1147	ремонт/ repair	-	ремонт	-	ремонт	-
			1161	11,0	-	13,1	-	15,0	-
			1214	13,7	-	13,7	-	14,9	-
			1223	9,6	-	9,6	-	11,3	-

Таблица 5. Геолого-технические данные скважин до и после термохимической обработки призабойной зоны месторождения Нефтяные Камни

Table 5. Geological and technical data of wells before and after thermochemical treatment of the bottomhole zone of the Neftyanye Kamni field

№ скв. Well No.	Горизонт Horizon	Забой, м Bottom-hole, m	Фильтр, м Filter, m	Способ эксплуатации Operating technique	Подвеска Suspension	Добыча, т/сут Production, t/day			
						до операции before		после операции after	
						нефть oil	вода water	нефть oil	вода water
251	СП	505	504–494	газлифт	1 ряд/1 row – 2,5" – 494 11 ряд/11 row – 1,5" – 243	7,0	3,0	24,0	-

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования

и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Исмаилов Ш.З. – концепция исследования, его проведение и редактирование рукописи; Абдуллаев М.Г. – сбор, анализ, интерпретация данных исследования; Исмаилов Ш.З. – анализ и интерпретация данных для исследования.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be

published and agree to be accountable for all aspects of the work. Shakhin Z. Ismailov – conception of the work, drafting and revising the work; Malik G. Abdullayev – acquisition, analysis, interpretation of data for the work; Shahiddin Z. Ismailov – analysis, interpretation of data for the work.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдуллаев М.К. Номограмма для регулирования процесса вытеснения нефти из пласта // *Материалы Республиканской научно-технической конференции по геологии и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, посвященная 60-летию образования СССР*; 1982; Баку.
2. Керимов М.З., Абдуллаев М.К. О возможностях вытеснения нефти из пласта холодной водой и пути улучшения эффективности закачки воды // *Доклады Академии наук Азербайджана*. 2000; Баку. С. 78–87.
3. Авдонин Н.А., Буйкис А.Я., Орлов В.С. Исследование влияния закачки холодной и горячей воды на температурный режим месторождения Узень // *Труды ВНИИнефть*. 1967. Москва : Недр. Вып. 50, С. 253–265.
4. Абасов М.Т., Абдуллаев М.К., Аюбов Г.М. и др. Способ вытеснения нефти из пласта // *Авт. свидетельство СССР № 1565134*, 1990.
5. Керимов М.З., Абдуллаев М.К. Технология теплового воздействия на пласт в условиях морской нефтегазодобычи // *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. 2001. №8. С. 47–51.
6. Салаватов Т.Ш., Абдуллаев М.К., Гараев Р.Г., и др. Способ повышения производительности скважин применением термохимической обработки призабойной зоны пласта // *Научное обозрение*. 2016, №9. С. 61–69.
7. Руководство по проектированию и применению метода заводнения с кислотами. РД 39-2-66-78.

REFERENCES

1. Abdullayev MK. Nomogram for controlling the process of oil displacement from the reservoir. *Proceedings of the Republican scientific and technical conference on geology and development of oil, gas and gas condensate fields, dedicated to the 60th anniversary of the formation of the USSR*; 1982; Baku.
2. Kerimov MZ, Abdullayev MK. On the possibilities of oil displacement from the formation with cold water and ways to improve the efficiency of water injection. *Reports of the Academy of Sciences of Azerbaijan*; 2000; Baku. P. 78–87.
3. Avdonin NA, Buykis AY, Orlov VS. Study of the influence of cold and hot water injection on the temperature regime of the Uzen field. *Proceedings of All-Russian Oil and Gas research institute*. Moscow: Nedra; 1967;50:253–265.
4. Author's certificate of the USSR № 1565134. Abasov MT, Abdullayev MK, Ayubov GM, et al. *Method of displacement of oil from the reservoir*. 1990.
5. Kerimov MZ, Abdullayev MK. Technology of thermal treatment of the formation in the conditions of offshore oil and gas production. *Geology, geophysics and development of oil fields*. 2001;8:47–51.
6. Salavatov TS, Abdullayev MG, Garayev RG, et al. A method for improving well productivity by using thermochemical treatment of the bottomhole formation zone. *Scientific Review*. 2016;9:61–69.
7. Guidelines for the design and application of the acid flooding method. RD 39-2-66-78.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**Исмаилов Шахин Зираддин оглу**

канд. техн. наук,

e-mail: *s.ismayilov58@mail.ru*.***Абдуллаев Малик Гурбан оглу**

канд. техн. наук, профессор, ORCID 0000-

0002-1383-6240,

e-mail: *malik.abdullayev.52@mail.ru*.**Исмаилов Шахиддин Зираддин оглу**e-mail: *shahiddin.ismayilov@socar.az*.**AUTHORS' INFO****Shahin Z. Ismailov**

D.Sc. in Engineering,

e-mail: *s.ismayilov58@mail.ru*.***Malik G. Abdullayev**

D.Sc. in Engineering, Full Professor, ORCID

0000-0002-1383-6240,

e-mail: *malik.abdullayev.52@mail.ru*.**Shahiddin Z. Ismailov**e-mail: *shahiddin.ismayilov@socar.az*.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author