

УДК622.276.63

DOI: 10.52531/1682-1696-2025-25-3-86-95

Научная статья

EDN: PMVPDT

# НОВЫЙ МЕТОД ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН С ВНУТРИПЛАСТОВОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ ДВУОКИСИ УГЛЕРОДА

С.В. АРЕФЬЕВ<sup>1</sup>,  
А.В. БРУСЛОВ<sup>2</sup>, А.В. ДЕНИСОВ<sup>2</sup>

<sup>1</sup> ПАО «Лукойл», Москва,  
Российская Федерация

<sup>2</sup> Российский государственный  
геологоразведочный университет  
имени Серго Орджоникидзе" (МГРИ),  
Москва, Российская Федерация

Работа посвящена вопросу удаления кольматирующих частиц и отложений после кислотных обработок призабойных зон добывающих скважин с внутрипластовой генерацией двуокиси углерода. Разработан и предложен новый комбинированный метод для более полного удаления кольматирующих асфальтосмолистых осадков и отложений. Новизна метода состоит в том, что после закачки газовыделяющего агента в скважину дополнительно закачивают специально подобранный ароматический углеводородный растворитель или смеси таких растворителей.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** обработка призабойных зон, добывающие скважины, метод, внутрипластовая генерация двуокиси углерода, газовыделяющий агент, газообразующий агент, асфальтосмолистые осадки и отложения, ароматический углеводородный растворитель, расчеты, количества, концентрации, реагенты

Широко применяемые кислотные обработки призабойных зон добывающих скважин не всегда обеспечивают заметное увеличение притока нефти. Одна из причин – неполное удаление из нефтеводонасыщенной пористой среды кольматирующих частиц после реакции породы призабойной зоны с кислотой. Кольматанты удаляют различными способами. В числе таких способов – создание условий для удаления кольматантов при их контакте с двуокисью углерода.

Технологии, предполагающие применение углекислого газа, зарекомендовали себя как эффективные методы воздействия на остаточные запасы и приза-

Original article

## A NEW METHOD OF PRODUCTION WELLS BOTTOM-HOLE ZONE TREATMENT WITH IN-SITU CARBON DIOXIDE GENERATION

S.V. AREFYEV<sup>1</sup>,  
A.V. BRUSLOV<sup>2</sup>, A.V. DENISOV<sup>2</sup>

<sup>1</sup> PAO Lukoil, Moscow, Russian  
Federation

<sup>2</sup> Russian State Geological Prospecting  
University named after Sergo  
Ordzhonikidze (MGRI), Moscow, Russian  
Federation

The paper is about better removal of asphaltic resinous sediments and deposits, after production well bottom-hole zone acid treatment, with in-situ CO<sub>2</sub> generation. A new combined treatment method is developed and proposed, for better removal of colmatating asphaltic resinous sediments and deposits. Method novelty is that, after injection of gas releasing agent, especially selected aromatic hydrocarbon solvent, or such solvent mixture, are additionally injected into the well.

**KEY WORDS:** bottom-hole zone treatment, production wells, method, in-situ carbon dioxide generation, gas releasing agent, gas generation agent, asphaltic resinous sediments and deposits, aromatic hydrocarbon solvent, calculations, concentrations, reagents

бойную зону пласта, что объясняется рядом неоспоримых преимуществ CO<sub>2</sub> [9–16, 21, 22].

Способ получения двуокиси углерода в пластовых условиях описан в работах [10, 11, 15–19, 21]. В [15–19] рассмотрены условия генерации и рассчитаны зависимости объема генерируемого газа от внешних условий. В работах [10, 11, 21] приведены промышленные результаты внедрения технологии генерации CO<sub>2</sub> при разработке нефтяных месторождений. Также технология генерации CO<sub>2</sub> нашла применение при удалении кольматанта из призабойной зоны пласта.

Известен комбинированный метод обработок с кислотами и двуокисью углерода [13]. При реализации данной технологии CO<sub>2</sub> генерируют непосредственно в призабойной зоне путем контакта выделяющего CO<sub>2</sub> (газовыделяющего) и образующего CO<sub>2</sub> (газообра-

зующего) агентов. В качестве газовыделяющего агента применяют водные растворы карбонатов натрия или калия. В качестве газообразующего агента используют водные растворы соляной, плавиковой кислот или их смеси. В результате контакта газовыделяющего и газообразующего агентов в призабойной зоне добывающих скважин генерируется газожидкостный раствор соли, содержащий и насыщенный  $\text{CO}_2$ .

В целях разработки технологии обработки призабойной зоны скважины с использованием  $\text{CO}_2$  авторами [8] были проведены сравнительные лабораторные исследования процесса очистки пористой среды.

Опыты проводились на модели пласта с проницаемостью  $0,5 \text{ мкм}^2$ . Модель пористой среды состояла из кварцевого песка (90%) и монтмориллонитовой глины (10%), при этом начальный участок (1/3 объема пор) представлял собой смесь кварцевого песка и кварцевой пыли, моделью нефти служило трансформаторное масло. Термостатирование системы осуществлялось при температуре 304 К.

После обвязки экспериментальной установки и насыщения ее моделью нефти снимались значения кривой восстановления давления (КВД) (на рисунке показано значение выходного манометра), характеризующие фоновое (незагрязненное) состояние среды (рис.1, кривая 1). Затем производилось искусственное загрязнение начального участка пористой среды путем закачки на входе модели асфальтенопарафинистой нефти (30 %), глины и соли (хлористый кальций) в объеме, равном 0,3 объема пор модели, и вновь производилось снятие значений КВД (рис.1, кривая 2). После этого в целях очистки призабойной зоны на входе колонки закачивался 12%-ный водный раствор соляной кислоты и опять производилось снятие значений КВД (рис.1, кривая 3). Затем давление на входе сбрасывалось до атмосферного, и замерялся объем выносимого продукта. Далее снимались значения КВД при перепаде давления  $\Delta P = 2 \text{ МПа}$  ( $P_{\text{вых}} = 8 \text{ МПа}$ ;  $P_{\text{вх}}$ ).

Как видно из результатов эксперимента, время восстановления давления на «загрязненной» модели пласта после закачки газообразующих реагентов различно в зависимости от уровня давления, при котором снимаются значения КВД. При этом очевидно, что время восстановления давления после обработки среды соляной кислотой меньше, чем в загрязненной среде, однако значительно больше времени восстановления после обработки модели  $\text{CO}_2$  генерирующими растворами. Наилучшие показатели (6) были получены при давлении 8 МПа.

Обработку скважины по известной технологии [13] проводят в последовательности: 1) закачка порции углеводородного раствора поверхностно-активного вещества низкой концентрации; 2) закачка порции газовыделяющего агента; 3) закачка порции разделяющей буферной воды; 4) закачка порции кислотного газообразующего агента; 5) выдержка сгенерированной в призабойной зоне  $\text{CO}_2$  на распределение в нефтеводонасыщенной пористой среде призабойной зоны; 6) запуск добывающей скважины в работу.

При этом количества закачиваемых газовыделяющего и кислотного газообразующего агента, а также концентрации их водных растворов определяют расчетным путем. Расчеты производят исходя из оптимального объема конечного продукта реакции (солевого газонасыщенного раствора), пластовых условий и количества двуокиси углерода в солевом газонасыщенном растворе. В расчетах учитывают дополнительное расходование кислотного газовыделяющего агента на реакцию с породой коллектора в призабойной зоне.

Как хорошо известно, двуокись углерода в контакте с системой «нефть-вода-продуктивный пласт», в призабойных зонах скважин, обеспечивает снижение межфазного натяжения, дополнительный отмыв, отрыв нефти и очистку призабойных зон от коагулирующих частиц [8, 20]. Насыщение части нефти  $\text{CO}_2$  приводит к снижению ее вязкости, увеличению объема и, как следствие, увеличению подвижности [1]. При контакте двуокиси углерода с пластовой нефтью также происходит экстракция легких углеводородов нефти в фазу двуокиси углерода. При этом оставшаяся нефтяная фаза становится обедненной отэкстрагированными легкими углеводородами и, как результат, перенасыщенной тяжелыми фракциями с асфальтосмолистыми отложениями. Поэтому подвижность отэкстрагированной части нефти будет выше исходной подвижности нефти при вязкости ниже исходной вязкости, а подвижность оставшейся нефти будет ниже исходной подвижности нефти при вязкости выше исходной.

Эти тенденции были подтверждены экспериментально при вытеснении различных нефтей и их аналогов.

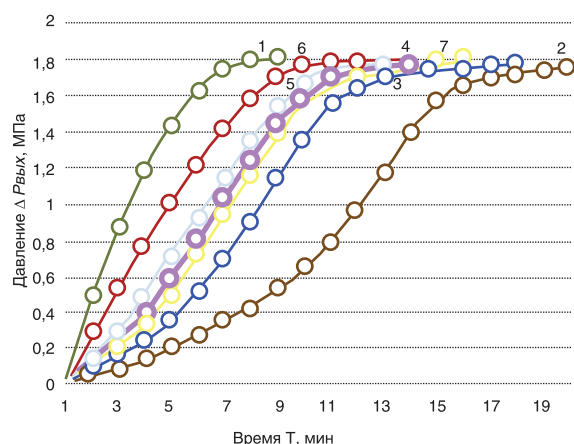


РИС. 1.

Кривые восстановления давления на модели пласта ( $\Delta P$  — изменение давления на выходном манометре): в незагрязненном состоянии (1); после загрязнения (2); после очистки загрязненной зоны соляной кислотой (3); после очистки  $\text{CO}_2$  — генерирующими раствором при давлении выдержки, МПа: 10 (4), 9 (5), 8 (6); 7 (7)

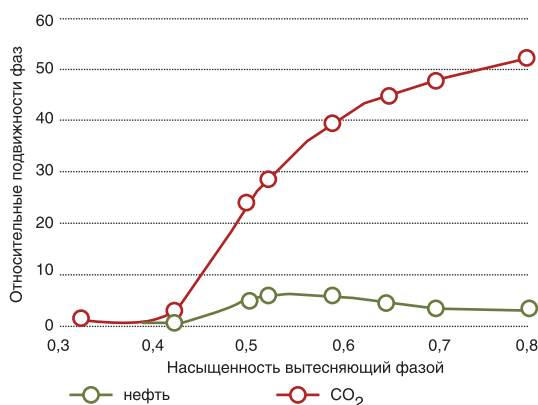


РИС. 2.

Изменение относительных подвижностей Соколкино-Сараполинской нефти и вытесняющей фазы двуокиси углерода

С.В. АРЕФЬЕВ, А.В. БРУСЛОВ, А.В. ДЕНИСОВ  
НОВЫЙ МЕТОД ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН  
ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН С ВНУТРИПЛАСТОВОЙ  
ГЕНЕРАЦИЕЙ ДВУОКИСИ УГЛЕРОДА

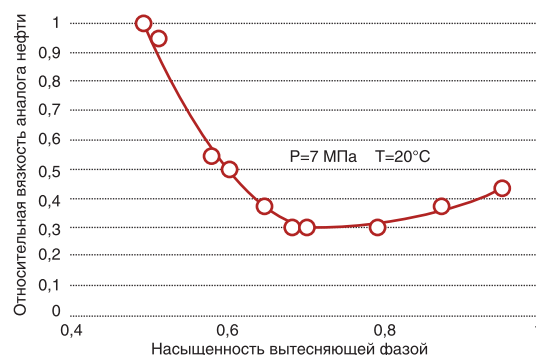


РИС. 3.

Изменение относительной вязкости аналога нефти при вытеснении фазой жидкой двуокиси углерода

гами жидкой двуокисью углерода [1], как на рисунках 2 и 3.

Помимо продуктов реакции кислоты с нефтеводонасыщенной породой призабойной зоны кольматанты включают асфальтосмолистые осадки. Осадки формируются в результате изменения состава нефти в призабойной зоне после реакции. Изменение состава происходит как от окисления нефтей в призабойной зоне, так и от нарушения равновесного состава нефтей после экстракции легких углеводородов нефти в фазу двуокиси углерода. При этом оставшаяся нефтяная фаза становится перенасыщенной асфальтосмолистыми отложениями. Поэтому при обработке призабойных зон с генерацией CO<sub>2</sub>, ее контактом и растворении в нефтях, помимо очистки от кольматирующих частиц от кислотной обработки, будет эффект дополнительного выпадения из нефтей асфальтосмолистых осадков и образования их отложений в пористой среде [5, 6].

Поэтому применение известного способа обработки призабойной зоны [13] сопровождается рисками дополнительного образования асфальтосмолистых отложений и снижения эффективности обработки.

С целью минимизации, исключения такого риска был разработан и предложен такой новый комбинированный метод, когда после закачки выделяющих и генерирующих CO<sub>2</sub> агентов в призабойную зону дополнительно закачивают углеводородный растворитель [8].

В предложенном методе обработки призабойной зоны нефтяного пласта, заключающемся в обработке пласта газожидкостным раствором, генерируемым в призабойной зоне после закачки в пласт газовыделяющего и газообразующего растворов и последующей генерации газожидкостного раствора, в добывающую скважину закачивают углеводородный растворитель в виде бензола, толуола, ксилола или их смеси. Для пред-

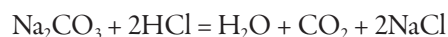
варительно определяют состав растворителя, обеспечивающий наилучшее растворение нефтяного осадка асфальтосмолистых веществ.

Соблюдение правильной последовательности закачки газовыделяющего и газогенерирующего агентов является обязательной, поскольку кислотный раствор (газогенерирующий агент) реагирует как с породой пласта, так и с газовыделяющим раствором. Если сначала закачать кислотный раствор, то в процессе закачки его часть будет расходоваться на реакцию с породой. Поэтому количество активного вещества (кислоты) на реакцию с газовыделяющим раствором станет меньше, чем рассчитано из условий стехиометрии для необходимой реакции части кислотного раствора с газовыделяющим раствором (и дальнейшим насыщением оставшейся части кислотного раствора двуокисью углерода как продукта реакции отреагировавшей части кислотного раствора с газовыделяющим). В случае закачки газовыделяющего раствора в первую очередь, а кислотного во вторую дополнительных потерь кислотного раствора из-за расходования на реакцию с породой не будет, так как кислотный раствор будет сразу контактировать и реагировать с газовыделяющим, закачанным ранее. В одном из вариантов метода перед закачкой кислотного раствора заливают разделяющую буферную жидкость в виде воды, которая исключает образование двуокиси углерода в стволе скважины, предотвращая повышение давления в ней и сохраняя целостность.

В качестве кислотного раствора в предлагаемом способе могут быть использованы водные растворы соляной (при обработке карбонатных коллекторов) или соляной и фтороводородной (при обработке песчано-алевролитовых коллекторов) кислот.

В качестве газовыделяющего раствора могут быть использованы водные растворы карбонатов металлов (Me), например, карбоната натрия (кальцинирован-

ная сода). При этом в результате реакции между соляной (или фтороводородной) кислотой и карбонатом натрия будет генерироваться двуокись углерода ( $\text{CO}_2$ ) и вода:



Поскольку карбонат натрия и соляная кислота в реакции участвуют в форме водных растворов, где концентрации этих компонентов можно создавать в определенных диапазонах, то количество генерируемой двуокиси углерода также можно изменять через количества и концентрации реагирующих агентов в растворах.

В реакции участвуют карбонат натрия с молекулярной массой 106 и две молекулы хлорида натрия с молекулярной массой 73. В числе продуктов реакции находится  $\text{CO}_2$  с молекулярной массой 44. При условии полного расходования карбоната натрия и хлористого водорода на образование 1 тонны двуокиси углерода соответствующие стехиометрические коэффициенты для карбоната натрия составят  $106/44 = 2,409$  и для хлористого водорода (100% соляной кислоты) как  $73/44 = 1,659$ . То есть для образования 1 т  $\text{CO}_2$  понадобится 2,409 т карбоната натрия и 1,659 т хлористого водорода. Эти численные соотношения и стехиометрические коэффициенты имеют практическое значение для расчетов количеств и концентраций реагентов для обработки призабойных зон.

Хорошо известно, что подбор растворителя асфальтосмолистых осадков и отложений определяется составом этих отложений [5, 6, 8]. Лабораторное определение составов отложений и растворителей технически не представляет затруднений. Количество и состав растворителя можно определить, исходя из количества нефти в обрабатываемой призабойной зоне, содержания асфальтосмолистых осадков в нефти и состава таких осадков.

Как правило, асфальтосмолистые осадки эффективно диспергируются и растворяются в контакте с ароматическими растворителями. В качестве таких растворителей применяют бензол, толуол и ксилол. Можно использовать и смеси таких растворителей. Бензол, толуол и ксилол различаются своими молекулярными массами: 78 для бензола, 92 для толуола и 108 для ксилола. Смешивая эти растворители в разных количествах, можно получать их смеси промежуточных молекулярных масс. При этом будет известна зависимость молекулярной массы смеси от содержания смешиваемых растворителей.

Хорошо известно, что диспергирующая способность поверхностно-активных веществ в отношении асфальтосмолистых осадков и отложений определяется, в том числе, соотношением молекулярных масс поверхностно-активных веществ и контактирующих с ними асфальтосмолистых осадков и отложений. Так

для более эффективного диспергирования и удаления осадков, отложений с большей молекулярной массой необходимы поверхностно-активные вещества также большей молекулярной массой.

Такой же принцип соотношения молекулярных масс асфальтосмолистых осадков, отложений и удаляющих их растворителей использован в отношении молекулярных масс осадков и отложений асфальтосмолистых компонентов нефтей после их контакта с двуокисью углерода и молекулярных ароматических растворителей. Например, для осадка с большим молекулярным весом понадобится большее содержание ксилола в смеси. Для осадка с меньшим молекулярным весом понадобится смесь с большим содержанием бензола.

Определение состава можно проводить опытным путем в лабораторных условиях из условия максимальных диспергирования и растворимости асфальтосмолистых отложений в применяемом растворителе [2, 4, 7].

При таком подходе к выбору ароматического растворителя очевидно, что состав растворителя необходимо определять еще до обработки призабойной зоны добывающей скважины.

Из промышленного опыта известно, что для эффективного удаления асфальто-смолистых отложений из призабойной зоны добывающей скважины достаточно растворителя не более, чем 30% от объема обрабатываемой зоны. При больших количествах есть риск неоправданного удорожания технологических операций.

Обработку призабойных зон по предлагаемому методу проводят в последовательности: 1) закачка порции углеводородного раствора поверхностно-активного вещества низкой концентрации; 2) закачка порции газовыделяющего агента; 3) закачка порции разделяющей буферной воды; 4) закачка порции кислотного газообразующего агента; 5) выдержку сгенерированной в призабойной зоне  $\text{CO}_2$  на распределение в нефтеводонасыщенной пористой среде призабойной зоны; 6) запуск добывающей скважины в работу.

Ниже будет показано, как определять необходимые количества и концентрации реагентов для проведения кислотных обработок добывающих скважин, с внутривластовой генерацией двуокиси углерода и заключительным этапом закачки ароматического растворителя.

**Пример 1.** В нефтяной скважине с дебитом по нефти  $80 \text{ м}^3/\text{сут}$ , обводненностью 42%, мощностью пласта 14 м, проницаемостью  $0,120 \text{ мкм}^2$ , пластовым давлением 10 МПа и пластовой температурой  $45^\circ\text{C}$  следует провести обработку призабойной зоны по предлагаемому способу. Объем обрабатываемой зоны  $50 \text{ м}^3$ . Общий объем водных растворов газообразующего раствора соляной кислоты и газовыделяющего рас-



творя составляет также  $50 \text{ м}^3$ . Концентрация соляной кислоты, необходимая для растворения карбонатов в пласте, составляет 9%.

Предварительными лабораторными опытами было установлено, что осадок асфальтосмолистых веществ от контакта нефти с раствором кислоты, насыщенной двуокисью углерода, быстрее всего растворяется в толуоле.

Для реализации предлагаемого метода в качестве газообразующего раствора выбирают водный раствор карбоната натрия. Определяют необходимые количества карбоната натрия, соляной кислоты и концентрации их водных растворов. Количество карбоната натрия определяют по количеству образующейся двуокиси углерода и стехиометрических соотношений в реакции нейтрализации между карбонатом натрия и соляной кислотой с образованием двуокиси углерода и водного раствора хлористого натрия. Количество образующейся двуокиси углерода определяют, исходя из известных пластовых температуры, давления, коэффициента растворимости двуокиси углерода в водном растворе хлористого натрия и плотности двуокиси углерода в пластовых условиях.

Для полного насыщения  $1 \text{ м}^3$  воды, содержащей хлористый натрий, при пластовых температуре  $45^\circ\text{C}$  и давлении 10 МПа потребуется около  $15 \text{ нм}^3$  двуокиси углерода (из пересчета на атмосферные условия). Тогда для насыщения  $50 \text{ м}^3$  водного раствора хлорида натрия (как продукта реакции водного раствора карбоната натрия и соляной кислоты с их общим объемом в  $50 \text{ м}^3$ ) потребуется  $15 \times 50 = 750 \text{ нм}^3$ . В атмосферных условиях плотность двуокиси углерода составляет  $1,97 \text{ кг/м}^3$ . Поэтому объему двуокиси углерода в  $750 \text{ нм}^3$  будет соответствовать масса в  $750 \text{ нм}^3 \times 1,97 \text{ кг/м}^3 = 1478 \text{ кг}$  или 1,5 тонны. Из стехиометрических соотношений реакции нейтрализации 106 тонны карбоната натрия и 73 тонны соляной кислоты будут образовывать 44 тонны двуокиси углерода. С учетом этого, для образования двуокиси углерода в количестве 1,5 тонны понадобится  $1,5 \times 106 / 44 = 3,6$  тонн карбоната натрия и, соответственно  $1,5 \times 73 / 44 = 2,5$  тонны соляной кислоты. Из условия равенства объемов закачиваемых водных растворов соляной кислоты и карбоната натрия объем водного раствора карбоната натрия составит  $50 \text{ м}^3 / 2 = 25 \text{ м}^3$  или примерно 25 тонн. В этом случае концентрация карбоната натрия в таком водном растворе составит  $3,6 / 25 = 0,14$  или 14% массовых. Аналогично, для требуемого количества соляной кислоты в 2,5 тонны и объема, массы водного раствора соответственно в 25 тонн, концентрация такого водного раствора будет  $2,5 / 25 = 0,1$  или 10% массовых. С учетом того, что для растворения карбонатных компонентов породы необходимая массовая концентрация водного раствора соляной кислоты составляет 9%, общая концентрация раствора соляной кислоты, для

растворения карбонатов породы и реакции с карбонатом натрия, составит  $9\% + 10\% = 19\%$ .

Таким образом, в скважину следует последовательно закачать  $25 \text{ м}^3$  14%-ного водного раствора карбоната натрия и  $25 \text{ м}^3$  19%-ного водного раствора соляной кислоты. Для исключения образования двуокиси углерода в стволе скважины после закачки водного раствора карбоната натрия и перед закачкой водного раствора соляной кислоты закачивают  $3 \text{ м}^3$  технической воды в качестве разделяющей буферной жидкости.

Перед закачкой водного раствора карбоната натрия в скважину зону закачивают  $15 \text{ м}^3$  углеводородной жидкости (в количестве 0,3 от объема  $50 \text{ м}^3$ ), т.к. именно такое количество углеводородной жидкости достаточно для охвата всей обрабатываемой площади без прорыва проталкивающей жидкости) с добавкой катионного ПАВ 0,01 – 1% (0,1–10 кг/т).

После закачки  $25 \text{ м}^3$  19%-ного водного раствора соляной кислоты в скважину и призабойную зону закачивают  $15 \text{ м}^3$  толуола (в количестве 0,3 от объема  $50 \text{ м}^3$  обрабатываемой зоны).

**Пример 2.** В нефтяной скважине с дебитом по нефти  $25 \text{ м}^3/\text{сут}$ , обводненностью 71%, мощностью пласта 7,2 м, проницаемостью  $0,180 \text{ мкм}^2$ , пластовым давлением 24 МПа и пластовой температурой  $63^\circ\text{C}$  следует провести обработку призабойной зоны по предлагаемому способу. Объем обрабатываемой зоны  $70 \text{ м}^3$ . Общий объем водного газообразующего раствора соляной кислоты и газовыделяющего раствора составляет также  $70 \text{ м}^3$ . Концентрация соляной кислоты, необходимая для растворения карбонатов в пласте, составляет 11%.

Предварительными лабораторными опытами было установлено, что осадок асфальтосмолистых веществ от контакта нефти с раствором кислоты, насыщенной двуокисью углерода, быстрее всего растворяется в смеси бензола, толуола и ксилола в объемном соотношении 0,25: 0,15: 0,60.

Для реализации предлагаемого способа в качестве газообразующего раствора выбирают водный раствор карбоната натрия. Определяют необходимые количества карбоната натрия, соляной кислоты и концентрации их водных растворов. Количество карбоната натрия определяют по количеству образующейся двуокиси углерода и стехиометрических соотношений в реакции нейтрализации между карбонатом натрия и соляной кислотой с образованием двуокиси углерода и водного раствора хлористого натрия. Количество образующейся двуокиси углерода определяют, исходя из известных пластовых температуры, давления, коэффициента растворимости двуокиси углерода в водном растворе хлористого натрия и плотности двуокиси углерода в пластовых условиях.

Для полного насыщения  $1 \text{ м}^3$  воды, содержащей хлористый натрий как конечный продукт реакции кислотного раствора с породой и раствором карбоната натрия, при пластовых температуре  $63^\circ\text{C}$  и давлении

24 МПа потребуется около  $26 \text{ м}^3$  двуокиси углерода (из пересчета на атмосферные условия). Тогда для насыщения  $70 \text{ м}^3$  водного раствора хлорида натрия (как продукта реакции водного раствора карбоната натрия и соляной кислоты с их общим объемом в  $70 \text{ м}^3$ ) потребуется  $26 \times 70 = 1820 \text{ м}^3$ . В атмосферных условиях плотность двуокиси углерода составляет  $1,97 \text{ кг/м}^3$ . Поэтому объему двуокиси углерода в  $1820 \text{ м}^3$  будет соответствовать масса в  $1820 \text{ м}^3 \times 1,97 \text{ кг/м}^3 = 3585 \text{ кг}$  или 3,6 тонны. Из стехиометрических соотношений реакции нейтрализации 106 тонны карбоната натрия и 73 тонны соляной кислоты будут образовывать 44 тонны двуокиси углерода. С учетом этого для образования двуокиси углерода в количестве 3,6 тонны понадобится  $3,6 \times 106 / 44 = 8,9$  тонн карбоната натрия и, соответственно  $3,6 \times 73 / 44 = 5,9$  тонны соляной кислоты. Из условия равенства объемов закачиваемых водных растворов соляной кислоты и карбоната натрия объем водного раствора карбоната натрия составит  $70 \text{ м}^3 / 2 = 35 \text{ м}^3$  или примерно 35 тонн. В этом случае концентрация карбоната натрия в таком водном растворе составит  $8,9 / 35 = 0,25$  или 25% массовых. Аналогично, для требуемого количества соляной кислоты в 5,9 тонны и объема, массы водного раствора соответственно в 35 тонн, концентрация такого водного раствора будет  $5,9 / 35 = 0,17$  или 17% массовых. С учетом того, что для растворения карбонатных компонентов породы необходимая массовая концентрация водного раствора соляной кислоты составляет 9%, общая концентрация раствора соляной кислоты для растворения карбонатов породы и реакции с карбонатом натрия составит  $17\% + 11\% = 28\%$ .

Таким образом, в скважину следует последовательно закачать  $35 \text{ м}^3$  25%-ного водного раствора карбоната натрия и  $35 \text{ м}^3$  28%-ного водного раствора соляной кислоты. Для исключения образования двуокиси углерода в стволе скважины после закачки водного раствора карбоната натрия и перед закачкой водного раствора соляной кислоты закачивают  $5 \text{ м}^3$  технической воды в качестве разделяющей буферной жидкости.

Перед закачкой водного раствора карбоната натрия в скважину зону закачивают  $21 \text{ м}^3$  углеводородной жидкости (в количестве 0,3 от объема  $70 \text{ м}^3$  обрабатываемой зоны, т.к. именно такое количество углеводородной жидкости достаточно для охвата всей обрабатываемой площади без прорыва проталкивающей жидкости) с добавкой катионного ПАВ 0,01–1% (0,1–10 кг/т).

Готовят смесь из бензола, толуола и ксилола в общем объеме смеси в  $21 \text{ м}^3$  (в количестве 0,3 от объема  $70 \text{ м}^3$  обрабатываемой зоны) и объемном соотношении бензола, толуола и ксилола в 0,25:0,15:0,60. Для этого смешивают  $5,3 \text{ м}^3$  бензола (как 0,25 от общего объема смеси в  $21 \text{ м}^3$ ),  $3,1 \text{ м}^3$  толуола (как 0,15 от общего объема смеси в  $21 \text{ м}^3$ ) и  $12,6 \text{ м}^3$  ксилола (как 0,6 от общего объема смеси  $21 \text{ м}^3$ ).

После закачки  $35 \text{ м}^3$  28%-ного водного раствора соляной кислоты в скважину и призабойную зону закачивают  $21 \text{ м}^3$  смеси бензола, толуола и ксилола в объемном соотношении 0,25:0,15:0,60.

Сведения о количествах и концентрациях реагентов приведены в таблице 1.

Таким образом, рассмотрен и предложен новый метод обработки призабойных зон добывающих сква-

ТАБЛИЦА 1.

Количества и концентрации реагентов для кислотных обработок добывающих скважин с внутрипластовой генерацией  $\text{CO}_2$  и последующей закачкой углеводородного растворителя

| Показатель                                                                                                                      | Значение показателя, в том числе:                     |                                                       |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|
|                                                                                                                                 | Для примера 1                                         | Для примера 2                                         |
| Объем обрабатываемой призабойной зоны                                                                                           | $50,0 \text{ м}^3$                                    | $70,0 \text{ м}^3$                                    |
| Выбранный углеводородный раствор поверхностно-активного вещества для предварительной закачки в призабойную зону                 | 0,5% мас. углеводородный раствор катион-активного ПАВ | 0,5% мас. углеводородный раствор катион-активного ПАВ |
| Выбранный газообразующий кислотный реагент                                                                                      | Хлористый водород                                     | Хлористый водород                                     |
| Газообразующий агент                                                                                                            | Соляная кислота (водный раствор хлористого водорода)  | Соляная кислота (водный раствор хлористого водорода)  |
| Выбранный реагент для газовыделяющего раствора                                                                                  | Карбонат натрия                                       | Карбонат натрия                                       |
| Газовыделяющий агент                                                                                                            | Водный раствор карбоната натрия                       | Соляная кислота (водный раствор хлористого водорода)  |
| Общий объем водных растворов соляной кислоты (газообразующего) агента и газовыделяющего раствора для обработки призабойной зоны | $50,0 \text{ м}^3$                                    | $70,0 \text{ м}^3$                                    |

ОКОНЧАНИЕ ТАБЛИЦЫ 1.

| Показатель                                                                                                                                                                                | Значение показателя, в том числе: |                                                                         |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|
|                                                                                                                                                                                           | Для примера 1                     | Для примера 2                                                           |
| Общий объем водного раствора хлорида натрия полученного от реакции объемов газообразующего и газовыделяющего агентов                                                                      | 50,0 м <sup>3</sup>               | 70,0 м <sup>3</sup>                                                     |
| Выбранная концентрация соляной кислоты, необходимая для растворения карбонатов в пласте, составляет                                                                                       | 9,0% мас.                         | 11% мас.                                                                |
| Состав выбранного ароматического углеводородного растворителя                                                                                                                             | Толуол, 100% мас.                 | Смесь бензола, толуола и ксилола в объемном соотношении 0,25:0,15:0,60. |
| Объем CO <sub>2</sub> , необходимый для полного насыщения 1 м <sup>3</sup> водного раствора хлорида натрия (продукта реакции между водными растворами карбоната натрия и соляной кислоты) | 15,0 нм <sup>3</sup>              | 26,0 нм <sup>3</sup>                                                    |
| Объем CO <sub>2</sub> , необходимый для полного насыщения общего объема водного раствора хлорида натрия (продукта реакции между водными растворами карбоната натрия и соляной кислоты)    | 750 нм <sup>3</sup>               | 1820 нм <sup>3</sup>                                                    |
| Плотность CO <sub>2</sub> в атмосферных условиях                                                                                                                                          | 1,97 кг/м <sup>3</sup>            | 1,97 кг/м <sup>3</sup>                                                  |
| Масса CO <sub>2</sub> , необходимая для полного насыщения водного раствора хлорида натрия полученного от реакции между водными растворами карбоната натрия и соляной кислоты              | 1,5 т                             | 3,6 т                                                                   |
| Стехиометрическая масса карбоната натрия для образования CO <sub>2</sub> необходимой массы                                                                                                | 3, 6т                             | 8,9                                                                     |
| Стехиометрическая масса хлористого водорода для образования CO <sub>2</sub> необходимой массы                                                                                             | 2,5 т                             | 5,9                                                                     |
| Масса водного раствора карбоната натрия для формирования половины объема сгенерированного водного раствора хлорида натрия, насыщенного CO <sub>2</sub>                                    | 25,0 т                            | 35,0 т                                                                  |
| Необходимая концентрация карбоната натрия в его водном растворе для реакции с раствором соляной кислоты                                                                                   | 14,0% мас.                        | 25,0% мас.                                                              |
| Необходимый объем. водного раствора карбоната натрия для генерации CO <sub>2</sub>                                                                                                        | 25,0 м <sup>3</sup>               | 35,0 м <sup>3</sup>                                                     |
| Необходимая концентрация соляной кислоты её водном растворе для реакции с раствором карбоната натрия                                                                                      | 10,0% мас.                        | 17,0% мас                                                               |
| Общая концентрация соляной кислоты для расходования на реакцию с карбонатными составляющими породы и с водным раствором карбоната натрия                                                  | 19,0% мас.                        | 28% мас                                                                 |
| Необходимый объем 19% мас. раствора соляной кислоты для генерации CO <sub>2</sub>                                                                                                         | 25,0 м <sup>3</sup>               | 35,0 м <sup>3</sup>                                                     |
| Выбранный объем углеводородной жидкости с поверхностно-активным веществом для предварительной закачки в призабойную зону                                                                  | 15,0 м <sup>3</sup>               | 21,0м <sup>3</sup>                                                      |
| Выбранный объем разделяющей буферной воды                                                                                                                                                 | 3,0 м <sup>3</sup>                |                                                                         |
| Объем смеси ароматических углеводородных растворителей для закачки, в призабойную зону, после раствора соляной кислоты                                                                    | 15,0 м <sup>3</sup>               | 21,0 м <sup>3</sup>                                                     |
| в том числе объемы компонентов смеси:                                                                                                                                                     |                                   |                                                                         |
| объем бензола                                                                                                                                                                             | 0,0 м <sup>3</sup>                | 5,3 м <sup>3</sup>                                                      |
| объем толуола                                                                                                                                                                             | 15,0 м <sup>3</sup>               | 3,1 м <sup>3</sup>                                                      |
| объем ксилола                                                                                                                                                                             | 0,0 м <sup>3</sup>                | 12,6 м <sup>3</sup>                                                     |

жин с внутрипластовой генерацией двуокиси углерода. Помимо эффективной очистки призабойной зоны от коагулирующих частиц метод направлен на удаление асфальтосмолистых осадков и отложений в пористой среде после контакта двуокиси углерода с нефтями в призабойной зоне. Удаления осадков и отложений достигают дополнительной закачкой ароматического углеводородного растворителя в призабойную зону.

Закачку проводят после внутрипластовой генерации CO<sub>2</sub>. Состав ароматического растворителя определяют в лабораторных условиях.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Бруслов А.Ю. Разработка метода определения фазовых подвижностей и степени извлечения нефтей при вытеснении их из пластов оторочками жидкой

- двуокиси углерода. Дисс. на соиск. уч. ст. к.т.н. М.: МИНГ им И.М. Губкина, 1985. 132 с.
2. **ГЕРАСИМОВА Е.В.** Разработка методики оценки эффективности и подбор растворителей асфальто-смолистых и парафиновых отложений на нефтепромысловом оборудовании. Дисс. на соиск. уч. ст. к.т.н. Уфа: Уфимский государственный технический университет, 2008. 24 с.
3. **ГОРБУНОВ А.Т., МОСКВИН В.Д., БРУСЛОВ А.Ю., СТАРКОВСКИЙ А.В., РОГОВА Т.С. и др.** Способ обработки призабойной зоны добывающей скважины. Патент RU 2023143 C1, 15.11.1994.
4. **ДОЛОМАТОВ М.Ю., ТЕЛЕГИН А.Г., ХИСАМУТДИНОВ Н.И., ИСМАГИЛОВ Т.А.** Новый подход к направленному подбору растворителей асфальтосмолистых веществ // Нефтепромысловое дело. 1995. № 8–10. С. 63–67.
5. Применение угольной кислоты для увеличения нефтеотдачи пластов / Нефтегазовая промышленность. С. 85–86. <http://www.neftelib.ru/neft-book/016/86/index.shtml>
6. **СТЕПАНОВА Г.С.** Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. М.: Газойл пресс, 2006. 65.
7. **СТРОГАНОВ В.М., ТУРУКАЛОВ М.Б.** Экспресс-методика подбора эффективных углеводородных растворителей асфальтеносмолопарафиновых отложений // Интервал. 2007. № 8. С. 44–48.
8. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., АРЕФЬЕВ С.В., БРУСЛОВ А.Ю., ДЕНИСОВ А.В.** Способ разработки нефтяной залежи. Патент RU 2814697 C1, 04.03.2024.
9. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., МАНДРИК И.Э., ПАНАХОВ Г.М., АББАСОВ Э.М.** Способ разработки нефтяной залежи. Патент RU 2349742 C1, 20.03.2009.
10. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., АББАСОВ Э.М., HUIMIN ZENG, YIGANG LIU, SHUNYAO LUO.** Инновационная технология извлечения остаточных запасов углеводородов внутрипластовой генерацией диоксида углерода // Нефтяное хозяйство. 2010. № 6. С. 44–47.
11. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., АББАСОВ Э.М., JIANG R., ВАКХТИЯРОВ С.** Высокоэффективная технология повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на основе внутрипластовой генерации CO<sub>2</sub> // Нефтяное хозяйство. 2014. № 5. С. 90–95.
12. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., СУЛЕЙМАНОВ Б.А., АББАСОВ Э.М., ГАЛЕЕВ Ф.Х., САНАМОВА С.Р.** Способ разработки нефтяной залежи. Патент RU 2119580 C1, 27.09.1998.
13. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., СУЛЕЙМАНОВ Б.А., АББАСОВ Э.М., ИБРАГИМОВ Р.Г., ЧУКЧЕЕВ О.А., САНАМОВА С.Р.** Способ обработки призабойной зоны нефтяного пласта. Патент RU 2114291C1, 27.06.1998.
14. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х.** Системная оптимизация процесса доработки нефтяных месторождений. Дисс. на соиск. уч. ст. д.т.н. М.: Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт им. акад. А.П. Крылова. 2001.
15. **BAKHTIYAROV S., GRIGG R., SERIGHT R., SVEC R., SNEIDER R. ET AL.** Technology on in-situ gas generation to recover residual oil reserves. Отчет о НИР № DE-FC26-05NT15478. 2008.
16. **BAKHTIYAROV S.I., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., SHAKHVERDIYEV A.KH.** Oil recovery by in-situ gas generation: volume and pressure measurements / Proceedings of ASME Fluids Engineering Division Summer Meeting 2006, FEDSM2006. 2006 ASME Joint U.S. European Fluids Engineering Division Summer Meeting. Miami, FL, 2006. FEDSM2006. P. 1487–1492.
17. **BAKHTIYAROV S.I., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., SHAKHVERDIYEV A.KH.** Polymer/surfactant effects on generated volume and pressure of CO<sub>2</sub> in EOR technology / 2007 Proceedings of the 5th Joint ASME/JSME Fluids Engineering Summer Conference, FEDSM 2007. 2007 5th Joint ASME/JSME Fluids Engineering Summer Conference, FEDSM 2007. sponsors: ASME Fluids Engineering Division, Japanese Society of Mechanical Engineers, JSME. San Diego, CA, 2007. С. 1583–1589.
18. **BAKHTIYAROV S.I., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., SHAKHVERDIYEV A.KH., SIGNER D.** In-situ carbon dioxide generation for oil recovery: Experimental study of pressure and temperature variations during stoichiometric reaction / American Society of Mechanical Engineers, Fluids Engineering Division (Publication) FED. Сер. "Proceedings of 2006 ASME International Mechanical Engineering Congress and Exposition, IMECE2006 – Fluids Engineering Division" 2006.
19. **BAKHTIYAROV S.I., SHAKHVERDIYEV A.K., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M.** Effect of surfactant on volume and pressure of generated CO<sub>2</sub> gas / SPE Production and Operations Symposium, Proceedings. Сер. "SPE Production and Operations Symposium 2007. Boom Times or a New Reality" 2007. С. 478–482.
20. **CRAWFORD H.R., NEILL G.H., BUCY B.J., CRAWFORD P.B.** Carbon Dioxide – A Multipurpose Additive for Effective Well Stimulation Available to Purchase. J Pet Technol. 1963. V. 15 (03). P. 237–242. SPE-571-PA. <https://doi.org/10.2118/571-PA>
21. **GORELKINA E.I., MUGISHO J., KOUADIO K.S.** Waterflooding, water-gas method and generation of carbon dioxide in the reservoir – methods of enhanced oil recovery and technology development/ IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2023. P. 012038.
22. **DROZDOV A., GORELKINA E.** Technology for the development of residual reserves by water-gas methods in



conditions of associated petroleum gas shortage / International Scientific Conference Energy Management of Municipal Facilities and Environmental Technologies (EMMFT-2024). Les Ulis. 2024. P. 04001.

23. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., JIANG RENQI E.M., ABBASOV E.M.O. High efficiency in-situ CO<sub>2</sub> generation technology: the method for improving oil recovery factor // Petroleum Science and Technology. 2024. P. 2157010.

#### REFERENCE

1. BRUSLOV A.YU. Development of a Method for Determining Phase Mobility and the Degree of Oil Recovery During Its Displacement from Reservoirs by Liquid Carbon Dioxide Rim(s). Dissertation for the Degree of Candidate of Technical Sciences. Moscow: MING im. I.M. Gubkina, 1985:132.
2. GERASIMOVA E.V. Development of a Methodology for Assessing the Efficiency and Selecting Solvents for Asphalt-Resin and Paraffin Deposits on Oilfield Equipment. Dissertation for the Degree of Candidate of Technical Sciences, Ufa: Ufimskiy gosudarstvennyy tekhnicheskiiy universitet, 2008:24.
3. GORBUNOV A.T., MOSKVIN V.D., BRUSLOV A.YU., STARKOVSKY A.V., ROGOVA T.S. ET AL. Method for treating the bottomhole zone of a production well. Patent RU 2023143 C1. 1994.
4. DOLOMATOV M.YU., TELEGIN A.G., KHISAMUTDINOV N.I., ISMAGILOV T.A. New approach to the targeted selection of solvents for asphaltene-resinous substances. *Neftpromyslovoe Delo*. 1995; 8–10: 63–67.
5. Use of carbon dioxide to enhance oil recovery. In the electronic collection "Oil and Gas Industry": 85-86, <http://www.neftelib.ru/neft-book/016/86/index.shtml>
6. STEPANOVA G.S. Gas and water-gas methods of influencing oil reservoirs. Moscow: Gazoyl press, 2006:65.
7. STROGANOV V.M., TURUKALOV M.B. Express method for selecting effective hydrocarbon solvents for asphaltene-resin-paraffin deposits. *Interval*. 2007;8: 44–48.
8. SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., BRUSLOV A.YU., DENISOV A.V. Method of developing an oil deposit. Patent RU 2814697 C1, 04.03.2024.
9. SHAKHVERDIEV A.KH., MANDRIK I.E., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M. Method of developing an oil deposit. Patent RU 2349742 C1, 20.03.2009.
10. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., HUIMIN ZENG, YIGANG LIU, SHUNYAO LUO. Innovative technology for extracting residual hydrocarbon reserves by in-situ generation of carbon dioxide. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2010;6:44–47.
11. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., JIANG R., BAKHTIYAROV S. Highly efficient technology for enhanced oil recovery and intensification of oil production based on in-situ CO<sub>2</sub> generation. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2014;5:90–95.
12. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., SULEIMANOV B.A., ABBASOV E.M., GALEEV F.KH., SANAMOVA S.R. Method for oil deposit development. Patent RU 2119580 C1, 27.09.1998.
13. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., SULEIMANOV B.A., ABBASOV E.M., IBRAGIMOV R.G., CHUKCHEEV O.A., SANAMOVA S.R. Method for treating the bottomhole zone of an oil reservoir. Patent RU 2114291C1, June 27, 1998.
14. SHAKHVERDIEV A.KH. System optimization of the process of further development of oil fields. Dissertation for the degree of Doctor of Technical Sciences. All-Russian Oil and Gas Research Institute named after academician A.P. Krylov. Moscow, 2001.
15. BAKHTIYAROV S., GRIGG R., SERIGHT R., SVEK R., SNEIDER R. ET AL. Technology on in-situ gas generation to recover residual oil reserves. Research report № DE-FC26-05NT15478. 2008.
16. BAKHTIYAROV S.I., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., SHAKHVERDIYEV A.KH. Oil recovery by in-situ gas generation: volume and pressure measurements. Proceedings of ASME Fluids Engineering Division Summer Meeting 2006, 2006 ASME Joint U.S. European Fluids Engineering Division Summer Meeting, Miami, FL, 2006. FEDSM2006: 1487-1492.
17. BAKHTIYAROV S.I., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., SHAKHVERDIYEV A.KH. Polymer/surfactant effects on generated volume and pressure of CO<sub>2</sub> in EOR technology. 2007 Proceedings of the 5<sup>th</sup> Joint ASME/JSME Fluids Engineering Summer Conference, FEDSM 2007. 2007 5<sup>th</sup> Joint ASME/JSME Fluids Engineering Summer Conference. sponsors: ASME Fluids Engineering Division, Japanese Society of Mechanical Engineers, JSME. San Diego, CA, 2007; FEDSM 2007: 1583-1589.
18. BAKHTIYAROV S.I., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., SHAKHVERDIEV A.KH., SIGINER D. In-situ carbon dioxide generation for oil recovery: Experimental study of pressure and temperature variations during stoichiometric reaction. American Society of Mechanical Engineers, Fluids Engineering Division (Publication) FED. Cep. "Proceedings of 2006 ASME International Mechanical Engineering Congress and Exposition, IMECE2006 – Fluids Engineering Division. 2006.
19. BAKHTIYAROV S.I., SHAKHVERDIYEV A.K., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M. Effect of surfactant on volume and pressure of generated CO<sub>2</sub> gas. In book: SPE Production and Operations Symposium, Proceedings. Cep. "SPE Production and Operations Symposium 2007. Boom Times or a New Reality". 2007:478–482.
20. CRAWFORD H.R., NEILL G.H., BUCY B.J., CRAWFORD P.B. Carbon Dioxide – A Multipurpose Additive for Effective Well Stimulation Available to Purchase. *J Pet Technol*. 1963; 15(03): 237–242.

- SPE-571-PA. <https://doi.org/10.2118/571-PA>
21. **GORELKINA E.I., MUGISHO J., KOUADIO K.S.** Waterflooding, water-gas method and generation of carbon dioxide in the reservoir – methods of enhanced oil recovery and technology development. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2023: 012038.
  22. **DROZDOV A., GORELKINA E.** Technology for the development of residual reserves by water-gas methods in conditions of associated petroleum gas shortage. International Scientific Conference Energy Management of Municipal Facilities and Environmental Technologies (EMMFT-2024). Les Ulis. 2024: 04001.
  23. **SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., JIANG RENQI E.M., ABBASOV E.M.O.** High efficiency in-situ CO<sub>2</sub> generation technology: the method for improving oil recovery factor. *Petroleum Science and Technology*. 2024: 2157010.

---

**Арефьев Сергей Валерьевич,**

к.г.-м.н., начальник Управления разработки нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирского и Пермского регионов ПАО «Лукойл»

☎ 101000, г. Москва, Сретенский бульвар, д. 11,  
101000, Moscow, Sretensky Boulevard, 11,  
тел.: +7 (495) 627-44-44, e-mail: svarev@mail.ru

**Бруслов Андрей Юрьевич,**

к.т.н., доцент кафедры Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений МГРИ

☎ тел.: +7 (905) 757-32-08,  
e-mail: hibfi@mail.ru, bruslovay@mgi.ru

**Денисов Алексей Владимирович,**

Старший преподаватель кафедры Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений МГРИ

☎ 117485, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23, МГРИ  
117485 23, Moscow, Miklukho-Maklaya str,  
тел.: +7 (916) 801-95-64, e-mail: denisovav@mgi.ru