



ISSN 2712-8008

Том / Volume 21 №4 2021

Домашняя страница журнала: <http://vestnik.psturu/geo/>

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.551.2.02

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2021



Лабораторные исследования применения попутного нефтяного газа с высоким содержанием CO₂ для закачки на Толумском месторождении

Р.Р. Мардамшин¹, А.В. Стенькин¹, С.А. Калинин², О.А. Морозюк³, С.А. Калинин², А.С. Скворцов², Г.А. Усачев⁴, Д.А. Метт⁴

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (Россия, 628285, Ханты-Мансийский автономный округ, г. Урай, ул. Ленина, 116а)

²Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)

³ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (Россия, 625048, г. Тюмень, ул. Максима Горького, 42)

⁴ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (Россия, 109028, г. Москва, Покровский б-р, 3 строение 1)

Laboratory Investigations of Using High CO₂ Associated Petroleum Gas for Injection at the Tolum Field

Ruslan R. Mardamshin¹, Andrey V. Stenkin¹, Stanislav A. Kalinin², Oleg O. Morozuyuk³, Sergei A. Kalinin², Andrey S. Skvortsov², Gennadiy A. Usachev⁴, Dmitry A. Mett⁴

¹LUKOIL-Western Siberia LLC (16a Lenina Str., Urai, Khanty-Mansi Autonomous Area, 628285, Russian Federation)

²PermNIPneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya Str., Perm, 614015, Russian Federation)

³Tyumen Oil Research Center LLC (42 Maxim Gorky Str., Tyumen, 625048, Russian Federation)

⁴LUKOIL-Engineering LLC (bldg. 1, 3 Pokrovsky Boulevard., Moscow, 109028, Russian Federation)

Получена / Received: 19.04.2021. Принята / Accepted: 30.07.2021. Опубликовано / Published: 01.10.2021

Ключевые слова:

закачка газа, утилизация попутного нефтяного газа, фильтрационные эксперименты, лабораторные исследования, коэффициент вытеснения, смешивающаяся вытеснение, относительные фазовые проницаемости.

Различные технологии повышения нефтеотдачи, основанные на закачке в пласт различных газов, успешно используются за рубежом, особенно в США, начиная с середины XX в. Наибольшее применение в качестве агента воздействия на залежь получил диоксид углерода, поскольку способен в большом количестве растворяться в нефти при пластовых условиях, а также обладает удобным с технологической точки зрения фазовым поведением. Однако в России технология закачки CO₂ с целью увеличения нефтеотдачи не получила широкого распространения по причине отсутствия крупных естественных источников CO₂. Тем не менее в последнее время в связи с необходимостью соблюдения условий Парижского соглашения по снижению выбросов парниковых газов компанией «ЛУКОЙЛ» все больше внимания уделяется развитию технологий утилизации техногенных парниковых газов, в том числе попутного нефтяного газа.

Представлены результаты лабораторных исследований по оценке перспектив применения технологии повышения нефтеотдачи Толумского месторождения путем закачки попутного нефтяного газа с высоким содержанием CO₂, источником которого служит Семивидовская группа месторождений. Изучено влияние концентрации попутного нефтяного газа на свойства пластовой нефти, выполнена оценка режима вытеснения нефти попутным нефтяным газом, определены коэффициенты вытеснения нефти водой и моделью попутного нефтяного газа и относительные фазовые проницаемости на керновых моделях пласта Толумского месторождения. Результаты лабораторных исследований использовались для дальнейшего этапа гидродинамического моделирования, выполняемого для выбора наиболее оптимальной технологии закачки попутного нефтяного газа и выполнения технико-экономической оценки применения технологии закачки попутного нефтяного газа для повышения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов Толумского месторождения.

Keywords:

gas injection, associated petroleum gas utilization, filtration experiments, laboratory investigations, displacement ratio, miscible displacement, relative phase permeabilities.

Various enhanced oil recovery technologies based on the injection of various gases into the reservoir have been successfully used abroad, especially in the United States, since the middle of the 20th century. Carbon dioxide has received the greatest application as a reservoir influencing agent, since it can dissolve in large amounts in oil under reservoir conditions, and also demonstrates a phase behavior that is convenient from a process-oriented point of view. However, in Russia the technology of CO₂ injection in order to increase oil recovery has not become widespread due to the absence of large natural sources of CO₂. Nevertheless, due to the need to comply with the terms of the Paris Agreement on reducing greenhouse gas emissions, LUKOIL has been paying more and more attention to the development of technologies for utilisation of technogenic greenhouse gas, including associated petroleum gas. This paper presents the results of laboratory investigations to assess the prospects for the application of an enhanced oil recovery technology at the Tolumskoye field by injecting the high CO₂ associated petroleum gas, the source of which is the Semivodskaya group of fields. The effect of concentration of associated petroleum gas on reservoir oil properties was studied, the mode of oil displacement by associated petroleum gas was assessed, ratios of oil displacement by water and the model of associated petroleum gas and relative phase permeabilities on core models of the Tolumskoye field were determined. The results of laboratory investigations were used for the further stage of hydrodynamic modeling, which was carried out to select the most optimal associated gas injection technology and to perform a technical and economic assessment of associated gas injection technology to enhance oil recovery from hard-to-recover reserves of the Tolumskoye field.

Мардамшин Руслан Рамзисович – начальник отдела технологий повышения нефтеотдачи (тел.: +007 (346) 764 2614, e-mail: Ruslan.Mardamshin@lukoil.com).

Стенькин Андрей Вениаминович – заместитель генерального директора по разработке месторождений, главный геолог, кандидат геолого-минералогических наук (тел.: +007 (346) 764 2614, e-mail: Andrey.Stenkin@lukoil.com).

Калинин Станислав Александрович – начальник отдела исследований тепловых методов воздействия на пласт (тел.: +007 (342) 717 01 66, e-mail: stanislav.kalinin@pnn.lukoil.com). Контактное лицо для переписки.

Морозюк Олег Александрович – эксперт, кандидат технических наук (тел.: +007 (342) 717 01 66, e-mail: oamorozyk@gmail.com).

Калинин Сергей Александрович – инженер II категории отдела исследований химических методов повышения нефтеотдачи пласта на керне (тел.: +007 (342) 717 01 66, e-mail: Sergej.Kalinin@pnn.lukoil.com).

Скворцов Андрей Сергеевич – инженер II категории отдела исследований тепловых методов воздействия на пласт (тел.: +007 (342) 717 01 66, e-mail: Andrej.Skvortsov@pnn.lukoil.com).

Усачев Геннадий Александрович – начальник управления разработки высоковязких и трудноизвлекаемых запасов нефти (тел.: +007 (495) 627 44 44, e-mail: Gennadiy.Usachev@lukoil.com).

Метт Дмитрий Александрович – начальник отдела геологического изучения трудноизвлекаемых объектов, доктор технических наук.

Ruslan R. Mardamshin - Head of the Enhanced Oil Recovery Technology Department (tel.: +007 (346) 764 2614, e-mail: Ruslan.Mardamshin@lukoil.com).

Andrey V. Stenkin (Author ID in Scopus: 57206473477) – Deputy General Director for the Field Development - Chief Geologist, Ph.D in Geological and Mineralogical Sciences (tel.: +007 (346) 764 2614, e-mail: Andrey.Stenkin@lukoil.com).

Stanislav A. Kalinin (Author ID in Scopus: 57194691912) – Head of the Research Department of Thermal Stimulation Methods (tel.: +007 (342) 717 01 66, e-mail: stanislav.kalinin@pnn.lukoil.com). The contact person for correspondence.

Oleg O. Morozuyuk (Author ID in Scopus: 57220034214) – expert, PhD in Engineering Sciences (tel.: +007 (342) 717 01 66, e-mail: oamorozyk@gmail.com).

Sergei A. Kalinin – II category Engineer of the Research Department of Chemical Core EOR Methods (tel.: +007 (342) 717 01 66, e-mail: Sergej.Kalinin@pnn.lukoil.com).

Andrey S. Skvortsov (Author ID in Scopus: 57194692889) – II category Engineer of the Research Department of Thermal Stimulation Methods (tel.: +007 (342) 717 01 66, e-mail: Andrej.Skvortsov@pnn.lukoil.com).

Gennadiy A. Usachev (Author ID in Scopus: 57211299608) – Head of the High-Viscosity and Hard-to-Recover Oil Reserve Development Department (tel.: +007 (495) 627 44 44, e-mail: Gennadiy.Usachev@lukoil.com).

Dmitry A. Mett – Head of the Geological Hard-to-Recover Object Exploration Department, Doctor of Engineering.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Лабораторные исследования применения попутного нефтяного газа с высоким содержанием CO₂ для закачки на Толумском месторождении / Р.Р. Мардамшин, А.В. Стенькин, С.А. Калинин, О.А. Морозюк, С.А. Калинин, А.С. Скворцов, Г.А. Усачев, Д.А. Метт // Недропользование. – 2021. – Т.21, №4. – С.163–170. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.4.3

Please cite this article in English as:

Mardamshin R.R., Stenkin A.V., Kalinin S.A., Morozuyuk O.A., Kalinin S.A., Skvortsov A.S., Usachev G.A., Mett D.A. Laboratory investigations of using high CO₂ associated petroleum gas for injection at the Tolum field. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2021, vol.21, no.4, pp.163-170. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.4.3

Введение

Различные технологии повышения нефтеотдачи, основанные на закачке в пласт различных газов, успешно используются за рубежом, особенно в США, начиная с середины XX в. [1]. Наибольшее применение в качестве агента воздействия на залежь получил диоксид углерода, поскольку способен в большом количестве растворяться в нефти при пластовых условиях, а также обладает удобным с технологической точки зрения фазовым поведением. Однако в России технология закачки CO₂ с целью увеличения нефтеотдачи не получила широкого распространения по причине отсутствия крупных естественных источников CO₂. Тем не менее в последнее время в связи с необходимостью соблюдения условий Парижского соглашения по снижению выбросов парниковых газов компанией «ЛУКОЙЛ» все больше внимания уделяется развитию технологий утилизации техногенных парниковых газов, в том числе попутного нефтяного газа (ПНГ) [2, 3].

Добыча ПНГ в России постоянно возрастает, что связано как с вводом новых месторождений в разработку, так и с увеличением газового фактора добываемой продукции на месторождения с высокой выработкой запасов [4]. По данным [5] за 2015 г. в России было добыто 78,6 млрд м³ ПНГ, из которых было сожжено около 10 млрд м³, что сопоставимо с годовым потреблением газа некоторых стран Европы [6]. Сжигание ПНГ на факелах является причиной значительной эмиссии диоксида углерода и других парниковых газов, что негативно сказывается на экологической ситуации. Введение трансграничного налога на выбросы парниковых газов совместно со штрафными санкциями государства на сжигание ПНГ станет дополнительной нагрузкой на нефтедобывающие компании [7, 8]. Таким образом, важной задачей является поиск наиболее оптимального варианта утилизации ПНГ, который бы позволил снизить нагрузку на окружающую среду, с одной стороны, и, с другой стороны, снизить финансовые издержки предприятия.

Существуют различные общепринятые пути снижения выбросов ПНГ [9, 10]. Учитывая состав ПНГ Семивидовской группы месторождений, в котором основным компонентом является диоксид углерода, а также географическую близость объектов разработки, наиболее целесообразным направлением утилизации ПНГ является его закачка в пласт с целью повышения нефтеотдачи.

В зависимости от давления, температуры и состава нефти и газового агента могут развиваться как смешивающиеся, так и несмешивающиеся режимы вытеснения [11–13]. Состав газового агента существенно влияет на величину минимального давления смесимости и, соответственно, на возможность реализации смешивающегося вытеснения. Таким образом, принимая во внимание, что состав нефти и термобарические условия месторождений уникальны, определение режима и полноты вытеснения нефти газовым агентом является сугубо экспериментальной задачей, для чего требуется выполнение комплекса лабораторных исследований.

Ранее авторами публиковались результаты лабораторных исследований [14] по определению минимального давления смесимости пластовой нефти Толумского месторождения. В данной статье представлены результаты фильтрационных экспериментов на керновых моделях пласта по оценке возможности применения ПНГ для целей повышения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов Восточной залежи Толумского месторождения, расположенного на территории Западной Сибири.

Общие сведения о Толумском месторождении

Толумское газонефтяное месторождение расположено в пределах Кондинского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 50 км северо-восточнее г. Урая. Промышленная нефтегазоносность месторождения связана с юрскими прибрежно-морскими образованиями абалакской свиты (J3 пласт П), континентальными отложениями тюменской свиты (J2 пласт Т) и отложениями коры выветривания палеозоя (ДЮК). Геологический профиль месторождения представлен на рис. 1.

На месторождении выделен один объект разработки П+Т+КВ, глубина залегания продуктивных коллекторов 1788–1954 м, текущее средневзвешенное пластовое давление составляет 14 МПа, текущий коэффициент извлечения нефти (по категории АВ₁) составляет 0,390, отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) – 93,8 %, темп отбора от НИЗ – 0,5 %, при обводненности – 97,8 %. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 6 м, коэффициент песчаности – 0,62 доли ед., коэффициент расчлененности – 4,8 ед., коэффициент пористости – 0,207, коэффициент проницаемости варьируется в диапазоне от 1,5 до 603 мД со средним значением 118 мД [15]. Запасы нефти высокопроницаемых коллекторов практически полностью выработаны, и добываемая нефть обеспечивается работой коллекторов в основном средней проницаемости.

Для дальнейшей успешной разработки зон остаточных запасов нефти низкопродуктивных коллекторов рассматривается применение основных видов геологических мероприятий (ГТМ): гидравлический разрыв пласта (ГРП), обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ), реперфорации и применение потокоотклоняющих технологий. В связи с высокой выработкой запасов требуются новые подходы как по поддержанию пластового давления, так и применение вытесняющих агентов.

Одним из приоритетных направлений повышения показателя конечного извлечения нефти является закачка ПНГ Семивидовской группы месторождений.

Источник попутных нефтяных газов

Нефть, добываемая на соседних Северо-Семивидовском и Западно-Семивидовском месторождениях, имеет значительное содержание CO₂ в ПНГ – 73,4 % об. Подробный компонентный состав ПНГ Семивидовской группы месторождений представлен в таблице.

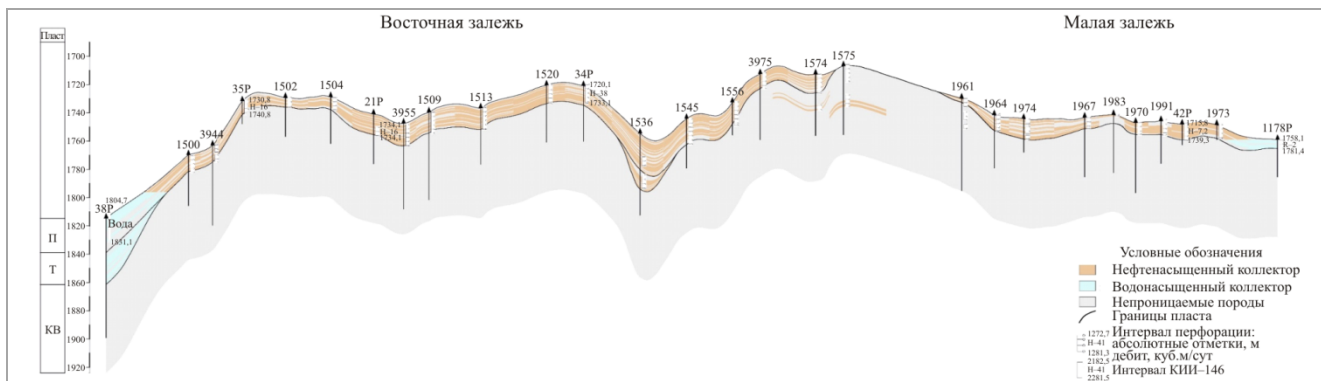


Рис. 1. Геологический профиль по линии скважин 38P–1500–3944–35P–1502–1504–21P–3955–1509–1513–1520–34P–1536–1545–1556–3975–1574–1575–1961–1964–1974–1967–1983–1970–1991–42P–1973–1178P. Пласты П, Т, КВ.

Добываемая на этих месторождениях скважинная продукция транспортируется существующей газонефтегазотранспортной системой до ДНС-4, расположенной в непосредственной близости к кустам скважин Толумского месторождения. Максимальное расстояние от источника ПНГ до перспективных участков составляет 7 км. Схема транспортировки ПНГ с Семивидовской группы месторождений до ДНС-4 Толумского месторождения представлена на рис. 2.

Выбор участков для закачки попутного нефтяного газа

В связи с достаточным количеством поступающего на ДНС-4 ПНГ с высоким содержанием CO₂ рассматривается применение технологии газового (ГВ) или водогазового воздействия (ВГВ) на Восточной залежи Толумского месторождения по следующим причинам:

- залежь является самой крупной по площади и объему запасов из ближайших от источника ПНГ объектов;
- максимальные годовые отборы нефти на залежи составляют более 200 тыс. т, что соответствует также добыче значительного объема добываемого ПНГ;
- залежь характеризуется наибольшей инфраструктурной развитостью по отношению к другим залежам, расположенным в непосредственной близости от источника ПНГ.

Кровля коллектора в районе залежи вскрыта скважинами на глубинах с абсолютными отметками от -1690,7 до -1791,7 м, перепад отметок кровли коллектора составляет 101 м. В целом наблюдается погружение кровли в направлении от выступов доюрского основания в сторону прогиба. Общая и эффективная толщины пласта по залежи изменяются в широких пределах от 0 на линии выклинивания до 34,8 и 21,0 м соответственно. Эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам варьируются от 0,6 до 19,0 м и в среднем составляют 8,9 м. Водонефтяной контакт (ВНК) вскрыт четырьмя скважинами на абсолютных отметках от -1796 до -1800,8 м и принят на абсолютной отметке -1796 м.

В настоящее время под воздействием текущей системы разработки находятся все пласты – П, Т и КВ. Отложения пласта внутри границ залежи вскрыты 175 скважинами, из них чисто нефтяная зона (ЧНЗ) вскрыта 168 скважинами, водонефтяная зона (ВНЗ) – семью скважинами. ВНЗ занимает 15 % от площади залежи.

Учитывая текущую систему разработки Восточной залежи, рассматриваются четыре варианта участков опытно-промышленных работ (ОПР) с переводом трех водонагнетательных скважин (три варианта) и одной добывающей скважины под закачку газа. Для каждого участка определена «реагирующая сетка» добывающих скважин, представляющая собой 5-, 6- и 7-точечные системы разработки.

Выбор конкретного участка ОПР зависит от системы обустройства каждой залежи и месторождения в целом, эффективной толщины пласта, от степени вскрытия нефтенасыщенных толщин скважинами, неоднородности участка по площади и по разрезу и остаточных запасов. Исходя из отмеченных геолого-физических критериев и особенностей размещения скважин в структуре пласта П Толумского месторождения, для проведения пробных закачек выбраны четыре участка Восточной залежи: блок 2, блок 3 и блок 4 восточной части и блок 4 западной части (рис. 3).

В ходе выполнения данной работы были тщательно проанализированы проектные документы по разработке Северо-Семивидовского и Толумского месторождений на предмет выбора участков ОПР и обоснованию скважин-кандидатов для возможности реализации технологии Г/ВГВ воздействия на пласты с высоким содержанием CO₂ в попутном нефтяном газе.

Для увеличения нефтеотдачи пластов, не охваченных активным воздействием закачки при существующей системе разработки, для реализации технологий ГВ/ВГВ на вышеупомянутых месторождениях, рассматривается:

Компонентный состав попутного нефтяного газа Семивидовской группы месторождений

Компонент	Содержание		Нормативный документ
	% об.	% масс.	
Метан (CH ₄)	17,250	7,01	[16]
Этан (C ₂ H ₆)	1,99	1,53	
Пропан (C ₃ H ₈)	2,72	3,09	
Изобутан (iC ₄ H ₁₀)	0,46	0,70	
n-бутан (nC ₄ H ₁₀)	1,25	1,90	
Изопентан (iC ₅ H ₁₂)	0,28	0,54	
n-пентан (nC ₅ H ₁₂)	0,41	0,79	
Гексаны (C ₆ H ₁₄)	0,33	0,79	
Двуокись углерода (CO ₂)	73,40	82,30	
Азот (N ₂)	1,89	1,34	
Гелий (He)	0,021	0,0021	
Водород (H ₂)	0,0026	0,00013	



Рис. 2. Схема транспортировки ПНГ с Семивидовской группы месторождений на ДНС-4 Толумского месторождения

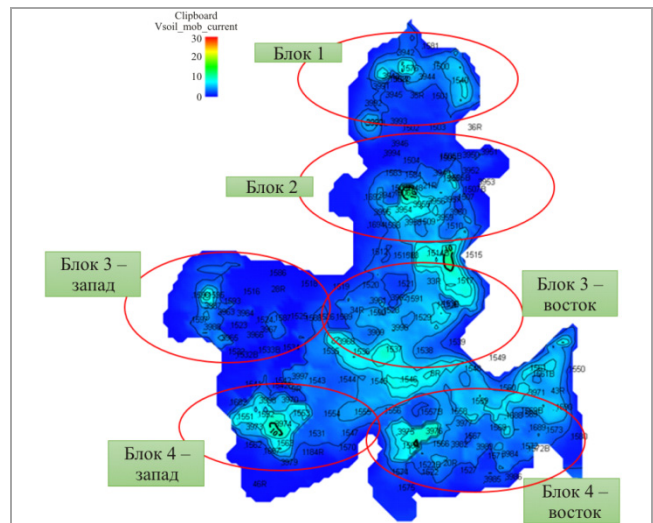


Рис. 3. Потенциальные участки Восточной залежи Толумского месторождения под закачку ПНГ

- проведение комплекса мероприятий (лабораторные исследования на кернах) по обоснованию прироста коэффициента вытеснения нефти при ГВ/ВГВ с применением ПНГ для условий пласта П Толумского месторождения;
- уточнение геологических и извлекаемых (дренируемых) запасов нефти пластов П, Т, КВ залежей Северо-Семивидовского и Толумского месторождений. Данный критерий позволит корректно оценить эксплуатационные расходы и экономические показатели пилотного проекта по закачке ПНГ для его дальнейшего масштабирования;
- проведение пилотных ОПР по закачке ПНГ на одном из участков Восточной залежи Толумского месторождения. В случае успешной реализации пилотных проектов по реализации технологий ГВ/ВГВ на Восточной залежи для закачки ПНГ в промышленном масштабе рассматриваются участки ОПР в Южной и Малой залежи Толумского месторождения.

Направления применения попутно извлекаемых нефтяных газов

Среди направлений применения ПНГ широко применяется метод закачки ПНГ в пласт с целью поддержания пластового давления. Так, в «Газпром нефти» для разработки месторождений с нефтяными оторочками и газовой шапкой применяется технология обратной закачки ПНГ в газовую шапку месторождения [17, 18]. Суть технологии заключается том, что ПНГ сепарируется из сырой нефти, необходимым образом подготавливается и нагнетается в газовую шапку месторождения, что позволяет поддерживать пластовое давление. Первый проект по закачке ПНГ был реализован на Новопортовском месторождении. На месторождении построена компрессорная станция с установкой комплексной подготовки газа, а также 10 горизонтальных газонагнетательных скважин на двух кустовых площадках. Закачка газа началась в конце октября 2017 г. Проектная мощность станции составляет 19–20 млн м³ газа в сутки.

Повышение нефтеотдачи возможно также за счет реализации смешивающегося вытеснения нефти путем закачки ПНГ. В случае планируемого к использованию на Толумском месторождении ПНГ смешивающегося вытеснения нефти потенциально возможно благодаря высокому содержанию CO₂ в составе ПНГ Семивидовской группы месторождений. Выполненные ранее лабораторные исследования [14] показали, что смешивающееся вытеснение нефти достигается при 14,8 МПа.

Существуют различные вариации закачки газов с целью реализации смешивающегося вытеснения нефти. Одним из вариантов применения ПНГ для целей повышения нефтеотдачи является его использование в качестве агента закачки при реализации технологии водогазового воздействия (ВГВ). Суть данной технологии заключается в закачке в нефтенасыщенный пласт оторочек воды и газа определенного размера, что позволяет выровнять фронт вытеснения нефти и, в зависимости от геолого-физических условий объекта и состава закачиваемого газа и пластовой нефти, достичь смешивающегося вытеснения нефти.

В зависимости от разновидности технологии вода и газ могут закачиваться в пласт в различном виде: одновременно [19], последовательно (WAG) [20], в виде оторочек воды и газа [21] и в виде мелкодисперсной водогазовой смеси (МВГС) [22]. Существуют различные вариации ВГВ, появившиеся как результат развития идеи по переменной закачке воды и газа, как, например, попеременное нагнетание МВГС с периодическим изменением дисперсности газовой фазы [23]. Известна также технология ВГВ, предложенная А.Х. Мирзаджанзаде и И.М. Аметовым и развитая в дальнейшем представителями школы А.Х. Мирзаджанзаде, где дисперсная фаза (газ) в водогазовой смеси представляет собой микропузырьки газа (МиП) [24, 25].

Первый проект ВГВ в России был реализован на месторождении Бори-су, Чеченская Республика, с 1945 по 1955 г. [26, 27]. Сухой углеводородный газ и вода одновременно закачивались в приконтурную область пласта на участке, разбуренном по 7-точечной схеме размещения скважин, в период с 1945 по 1954 г. С 1954 по 1955 г. выполнялась закачка только воды. Одновременная закачка воды и газа способствовала дополнительному извлечению нефти.

Самым масштабным проектом по реализации ВГВ в России является промышленный эксперимент на Самотлорском месторождении [28]. В период с 1980-х по 1990-е гг. на месторождении применялся классический вариант ВГВ по последовательной закачке оторочек ПНГ и воды. В связи с необходимостью снижения высоких капитальных затрат при реализации попеременной закачки в 2006–2008 гг. рассматривался вариант закачки мелкодисперсной водогазовой смеси (МВГС), создаваемой специальными эжекционно-диспергирующими устройствами. Эффект от закачки МВГС продолжался до конца 2010 г. Суммарно было дополнительно добыто около 24,2 тыс. т нефти, что составило 11,2 % добычи нефти на опытном участке.

В работе [29] на примере проекта обустройства Средне-Хулымского месторождения (ОАО «РИТЭК») рассматривается схема закачки ВГС в пласт с утилизацией ПНГ. Предложенное техническое решение базируется на применении освоенного в серийном производстве оборудования. Разработанная технологическая схема позволила не только увеличить коэффициент извлечения нефти и утилизировать попутный газ, но и гибко реагировать на изменение соотношения «вода / газ» в закачиваемой в пласт водогазовой смеси.

Существуют также примеры использования парниковых газов (в частности CO₂) с целью повышения нефтеотдачи и возможной утилизации газа при циклической закачке газа (Huff'n'Puff) [30–32]. При реализации данной технологии газовый агент закачивается в пласт циклами, каждый из которых состоит из трех стадий: 1) закачка газа до необходимого давления; 2) закрытие скважины для растворения закачанного газа в пластовой нефти; 3) отбор нефти с газом.

Циклическая закачка газа может использоваться как на месторождениях легкой [33–35], так и тяжелой высоковязкой нефти [36–38]. При этом большая эффективность достигается на месторождениях легкой нефти при достижении минимального давления смеси на стадии закачки газа [39].

В России первые [40] успешные опытно-промышленные работы (ОПР) по циклической закачке CO₂ с целью повышения нефтеотдачи были выполнены в ОАО «РИТЭК» на Марьинском месторождении высоковязкой нефти в Самарской области [41]. По результатам ОПР закачка CO₂ позволила повысить дебит скважин и ввести в эксплуатацию ранее простаивающие скважины. Анализ результатов ОПР показал, что эффект был обусловлен снижением вязкости нефти, ее набуханием вследствие растворения CO₂, и очисткой призабойной зоны пласта.

Описание методики лабораторных исследований

При выполнении лабораторных исследований использовалась рекомбинированная модель пластовой нефти Толумского месторождения. Подготовка рекомбинированной модели нефти заключалась в смешивании в необходимых пропорциях дегазированной устьевого пробы нефти и модели растворенного нефтяного газа Толумского месторождения. Более подробное описание подготовки рекомбинированной модели нефти представлено в [14].

В качестве агента вытеснения в экспериментах использовалась модель ПНГ Семивидовской группы месторождений. Особенностью данного ПНГ является высокое содержание углекислого газа в его составе – до 70 % об. Подготовка модели ПНГ выполнялась путем смешивания чистых газов, входящих в состав реального ПНГ. Подробное описание методики и порядка подготовки модели газа можно найти в работе [42]. Оценка адекватности модели ПНГ выполнялась путем сопоставления результатов хроматографического анализа состава модели ПНГ с составом реального ПНГ Семивидовской группы месторождений. Результаты представлены в ранее опубликованной работе [14].

Для определения физико-химических свойств (давление насыщения, вязкость, плотность, объемный коэффициент) рекомбинированной модели нефти выполнялся стандартный комплекс PVT-исследований в соответствии с данными [43].

После всех подготовительных процедур рекомбинированная модель нефти и модель ПНГ переводились в фильтрационную установку для проведения экспериментов.

Керновые модели пласта Толумского месторождения компоновались из стандартных керновых образцов, отобранных из продуктивных интервалов месторождения. Подготовка образцов керна включала в себя следующие операции: образцы высушивались в термощкафу до постоянной массы, определялась проницаемость образцов керна по газу, насыщение образцов под вакуумом моделью пластовой воды, определение пористости образцов методом жидкостенасыщения, создание остаточной водонасыщенности образцов методом полупроницаемой мембраны. С учетом фильтрационно-

емкостных свойств (ФЕС) образцов формировались керновые модели пласта в соответствии с данными [44] с близкими друг другу характеристиками для возможности дальнейшего сопоставления результатов.

Эксперименты по вытеснению нефти проводились на составных керновых моделях четырех групп газопроницаемости ($17, 85, 150$ и $260 \cdot 10^{-3}$ мкм²) с применением различных агентов вытеснения и схем их закачки: вытеснение нефти водой, вытеснение нефти ПНГ, вытеснение нефти водой с последующей закачкой оторочек ПНГ и воды, и извлечение нефти при циклической закачке ПНГ.

Вытеснение нефти по всех случаях выполнялось с постоянным объемным расходом вытесняющего агента при $0,12$ см³/мин до прекращения выхода нефти из керновых моделей пласта. Коэффициент вытеснения нефти рассчитывался как отношение измеренного значения объема вытесненной нефти к объему начально содержащейся в модели пласта нефти с учетом ее объемного коэффициента.

Вытеснение нефти при попеременной закачке оторочек газа и воды выполнялось в два этапа: на 1-м этапе осуществлялось вытеснение нефти водой до полного обводнения потока флюидов на выходе из керновых моделей пласта, на 2-м этапе вытеснение проводилось путем попеременной закачки одинаковых по объему ($0,25 V_{пор}$ модели) оторочек ПНГ и воды. Закачка оторочек газа и воды выполнялась до момента полного обводнения потока на выходе из модели.

Эксперименты по моделированию извлечения нефти в циклическом режиме закачки ПНГ (Huff'n'Puff) осуществлялись в двух вариантах. В первом варианте циклическая закачка ПНГ выполнялась в модель пласта с остаточной нефтенасыщенностью, после предварительного вытеснения нефти водой. Во втором варианте циклическая закачка газа выполнялась на модели с начальной нефтенасыщенностью (и связанной водой). В каждом эксперименте производили по пять циклов «закачка – пропитка – отбор». На этапе закачки ПНГ давление в модели пласта поднималось с 10 до $14,8$ МПа, при этом фиксировался объем закачки газа. После чего модель закрывалась на пропитку на 12 ч. По завершении стадии пропитки модель открывалась на входном торце для отбора флюидов, при этом осуществлялось ступенчатое снижение давления на клапане противодавления. Отбор флюидов выполнялся до момента снижения давления в модели пласта до начального порового (10 МПа). Темп снижения давления на стадии отбора в обоих экспериментах задавался одинаковым.

При моделировании смешивающегося вытеснения в гидродинамическом симуляторе, как правило, используют модель фильтрации Тодда – Лонгстаффа (Todd – Longstaff) [45], которая представляет собой трехкомпонентную систему, состоящую из пластовой нефти, закачиваемого газа и воды. Смешиваемость нефтяной фазы и фазы растворителя задается с помощью коэффициента смешиваемости ω , который в зависимости от степени смешиваемости фаз задается от 0 (нефть и растворитель полностью несмешивающиеся фазы) до 1 (нефть и растворитель полностью смешивающиеся фазы). В данном случае предполагается, что закачиваемый газ и пластовая нефть смешиваются в любых соотношениях, причем в пласте существует только одна углеводородная фаза. Таким образом, эксперименты по определению относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в системе «нефть + ПНГ – вода» проводились при пластовой температуре и давлении, при котором ПНГ был полностью растворен в нефти. ОФП определялись при трех концентрациях ПНГ в нефти: $0, 10$ и 20 %. Эксперименты по определению ОФП основывались на методе стационарной фильтрации согласно исследованию [46].

Вытеснение нефти водой и моделью ПНГ

Результаты экспериментов по определению коэффициентов вытеснения нефти водой и моделью ПНГ на керновых моделях пласта с различной газопроницаемостью при текущих пластовых условиях (10 МПа и 91 °С) представлены на рис. 4 и 5.

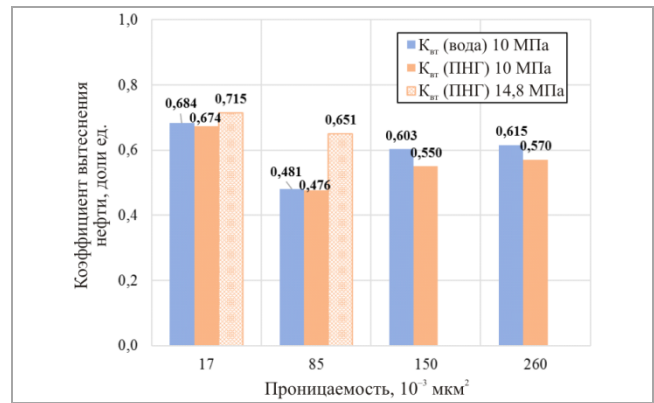


Рис. 4. Сопоставление коэффициентов вытеснения нефти водой и газом (ПНГ) от проницаемости керновых моделей

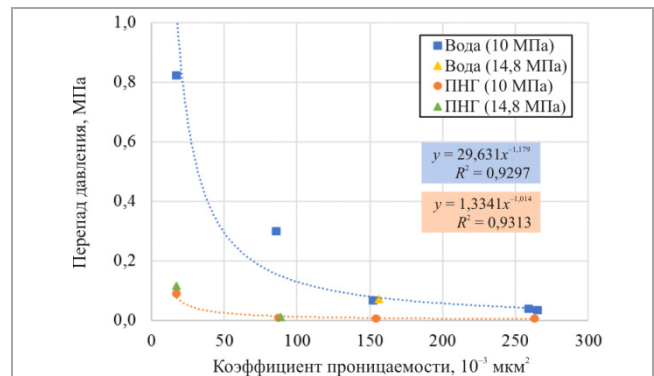


Рис. 5. Зависимость максимального перепада давления от газопроницаемости моделей пласта

Основываясь на данных на рис. 4, видим, что при низкой проницаемости (около $17 \cdot 10^{-3}$ мкм²), как в случае вытеснения нефти водой, так и в случае вытеснения нефти газом, достигается наибольший коэффициент вытеснения нефти. С увеличением значения проницаемости с 85 до $260 \cdot 10^{-3}$ мкм² (мД) наблюдается закономерное увеличение коэффициента вытеснения: с $0,481$ до $0,615$ доли ед. для случая вытеснения нефти водой, и с $0,476$ до $0,570$ доли ед. – при вытеснении газом. Причем в случае вытеснении нефти газом при высоких проницаемостях наблюдаются более низкие коэффициенты вытеснения, что связано с большей подвижностью газа по сравнению с водой и более ранним прорывом газа сквозь модель пласта.

На моделях пласта с проницаемостью $85 \cdot 10^{-3}$ мкм² (мД) выполнялись эксперименты по вытеснению нефти моделью ПНГ при давлениях 10 МПа (текущее средневзвешенное пластовое) и $14,8$ МПа (минимальное давление смесимости – МДС [14]). Как показали результаты экспериментов, при прочих равных условиях при вытеснении нефти ПНГ при поровом давлении, равном МДС, величина коэффициента вытеснения нефти составила $0,651$ доли ед., что выше на $0,175$ доли ед. по сравнению с вариантом вытеснения нефти ПНГ при 10 МПа. Данный результат свидетельствует, что в условиях Толумского месторождения при достижении МДС при закачке ПНГ можно существенно увеличить степень извлечения нефти.

На рис. 5 показаны зависимости пиковых значений перепада давления между торцами керновых моделей от их проницаемости.

При вытеснении нефти газом на моделях пласта с низкой проницаемостью наблюдаются, как правило, значительно более низкие перепады давления по сравнению с вытеснением нефти водой (см. рис. 5), что говорит о потенциальной возможности разработки низкопроницаемых зон пласта, которые не могут быть вовлечены в разработку путем закачки воды из-за высоких гидродинамических сопротивлений.

Вытеснение нефти попеременной закачкой воды и газа

Результаты определения коэффициентов вытеснения нефти водой с последующим вытеснением оторочками модели ПНГ и воды представлены на рис. 6.

Как можно заключить из данных рис. 6, после прокачки $2,6 V_{пор}$ модели водой в обоих экспериментах был достигнут практически одинаковый коэффициент вытеснения нефти: 0,592 доли ед. при 14,8 МПа и 0,583 доли ед. при 10 МПа. Последующее вытеснение нефти оторочками модели ПНГ и воды привело к увеличению коэффициента вытеснения нефти до 0,734 и 0,724 доли ед. или на 0,142 и 0,141 доли ед. соответственно. Увеличение коэффициента вытеснения нефти после закачки оторочек газа и воды обусловлено выравниванием фронта вытеснения нефти и увеличением коэффициента охвата модели пласта процессом вытеснения.

На рис. 7 приведено сопоставление динамики коэффициентов вытеснения нефти водой, моделью ПНГ и водой с последующей закачкой оторочек модели ПНГ и воды. Эксперименты выполнялись на моделях пласта с одинаковыми значениями газопроницаемости. При вытеснении нефти в базовом варианте (вытеснение водой) коэффициент вытеснения составил 0,615 доли ед. При вытеснении нефти моделью ПНГ достигнутый $K_{вт}$ оказался ниже и составил 0,570 доли ед. В сравнении с перечисленными вариантами, вариант вытеснения нефти водой с последующим вытеснением нефти оторочками ПНГ и воды («Вода + ПНГ») показал существенный прирост коэффициента вытеснения нефти. По сравнению с базовым вариантом («Вода») прирост коэффициента вытеснения нефти составил 0,11 доли ед. (11,0 %). По сравнению с вытеснением нефти моделью ПНГ прирост составил 0,154 доли ед. (15,4 %).

Извлечение нефти газом в режиме Huff-n-Puff

Результаты экспериментов по извлечению нефти в циклическом режиме на моделях пласта с остаточной и начальной нефтенасыщенностью представлены на рис. 8, где приведена динамика накопленного коэффициента вытеснения и прироста коэффициента вытеснения нефти после вытеснения нефти водой и после пяти циклов закачки ПНГ в режиме Huff-n-Puff (Н'н'Р).

Как видно из рис. 8, а, после вытеснения нефти водой за пять циклов закачки ПНГ конечный коэффициент вытеснения нефти увеличился на 0,061 доли ед. (на 6,1 %) – с 0,684 до 0,745 доли ед. За пять циклов в модель пласта было суммарно закачено ПНГ в объеме, соответствующем $0,346 V_{пор}$ модели пласта. При этом наибольший прирост коэффициента вытеснения нефти достигнут после первого цикла Н'н'Р – 0,024 доли ед. (2,4 %). Затем, от цикла к циклу, величина прироста коэффициента вытеснения нефти постепенно снижалась и на пятом цикле закачки газа стала равна нулю. По результатам эксперимента можно отметить, что наибольшей эффективностью обладают первые три цикла закачки ПНГ, которые позволяют дополнительно извлечь более 6 % нефти из модели пласта.

Результаты эксперимента по моделированию извлечения нефти моделью ПНГ в циклическом режиме на керновой модели пласта с начальной нефтенасыщенностью представлены на рис. 8, б.

Видим, что наибольший прирост вытеснения нефти также достигается за первый цикл закачка ПНГ – 0,073 доли ед. (7,3 %). Далее, с каждым циклом, величина прироста коэффициента извлечения постепенно снижалась и после пятого цикла снизилась до 0. После чего циклическая закачка ПНГ была прекращена. Всего за пять циклов было закачено $22,5 \text{ см}^3$ ПНГ, или $0,562 V_{пор}$ составной модели пласта, при этом было извлечено 0,131 доли ед. (13,07 %) нефти от изначально содержавшейся в модели пласта.

Сопоставление эффективности циклической закачки модели ПНГ на моделях пласта с различной нефтенасыщенностью выполнялось путем сопоставления

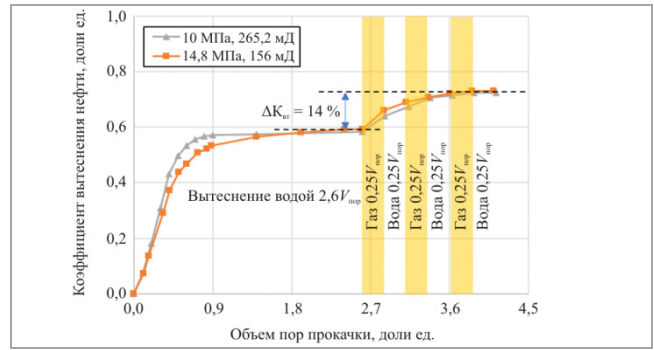


Рис. 6. Динамика коэффициентов вытеснения нефти оторочками воды и газа (ПНГ) при различных поровых давлениях

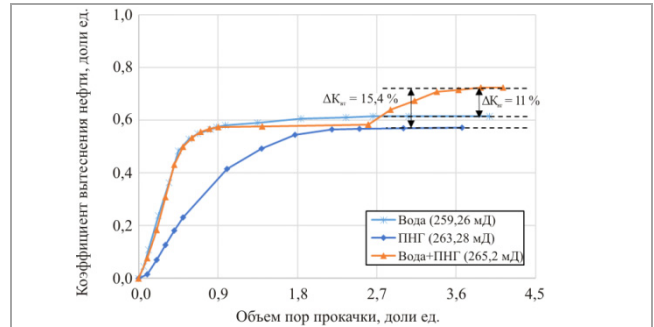


Рис. 7. Динамика коэффициентов вытеснения нефти оторочками воды и газа (ПНГ) при различных поровых давлениях

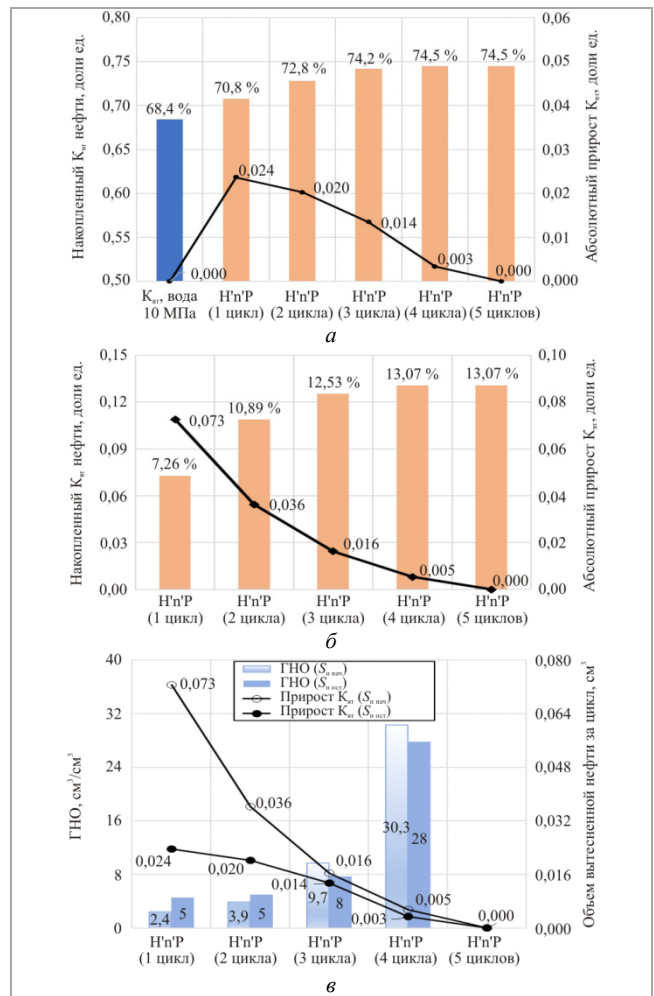


Рис. 8. Результаты эксперимента по извлечению нефти путем циклической закачки модели ПНГ на модели пласта после: а – вытеснения нефти водой; б – с начальной нефтенасыщенностью; в – с начальной и остаточной нефтенасыщенностью

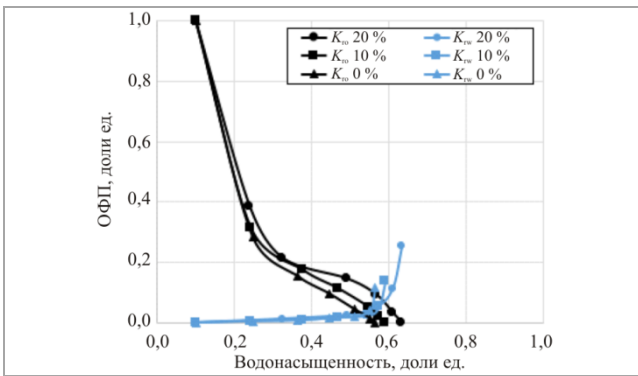


Рис. 9. Кривые ОФП в системе «нефть + ПНГ – вода» для различной концентрации модели ПНГ в модели нефти Толумского месторождения

значений коэффициентов извлечения нефти на каждом цикле и величин газонефтяного отношения (объема газа, требуемого для вытеснения единицы объема нефти). Так как за пятый цикл в обоих экспериментах объем извлеченной нефти равен 0, то значения газонефтяного отношения не рассчитывались. Сопоставление выполнялось по четырем циклам. Сопоставление коэффициентов извлечения нефти и значений газонефтяных отношений по циклам при закачке ПНГ в циклическом режиме для моделей пласта с начальной и остаточной нефтенасыщенностью представлено на рис. 8, в.

В случае циклической закачки ПНГ на модели пласта с $S_{н\ нач}$ за первый цикл извлекается почти в три раза больше нефти по сравнению с первым циклом на модели пласта с $S_{н\ ост}$. При этом величина значения газонефтяного отношения для первого цикла на модели с $S_{н\ нач}$ ниже почти в 2 раза (для добычи 1 см³ нефти потребовалось 2,4 см³ газа) по сравнению с аналогичным циклом, выполненным на модели с $S_{н\ ост}$ (4,6 см³ газа на 1 см³ извлеченной нефти). На втором цикле эффективность циклической закачки (значение газонефтяного отношения) и величина прироста $K_{вт}$ на модели с $S_{н\ нач}$ также была выше, по сравнению с циклической закачкой на модели с $S_{н\ ост}$. Далее, с каждым следующим циклом, прирост извлечения нефти снижался для обоих экспериментов, однако для эксперимента на модели с $S_{н\ нач}$ прирост извлечения нефти снижался быстрее, чем для эксперимента на модели с $S_{н\ ост}$. Третий и четвертый циклы закачки ПНГ в обоих случаях показали практически одинаковые результаты. На модели с $S_{н\ нач}$ прирост $K_{вт}$ оказался несколько выше, однако большая эффективность вытеснения наблюдалась в эксперименте на модели с $S_{н\ ост}$.

Библиографический список

- Байков Н.М. Опыт повышения нефтеотдачи на месторождениях США путем закачки CO₂. // Нефтеное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 141–143
- Рамочная конвенция об изменении климата. Парижское соглашение [Электронный ресурс]. – URL: https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/109r01.pdf (дата обращения: 20.06.2021).
- Отчет об устойчивом развитии группы «ЛУКОЙЛ». – 2020. – С. 25–26, 56–57.
- Основные показатели добычи природного и попутного нефтяного газа Российской Федерации [Электронный ресурс]. – URL: https://minenergo.gov.ru/node/1215 (дата обращения: 20.06.2021).
- Эдер Л.В., Проворная И.В., Фильмонова И.В. Добыча и утилизация попутного нефтяного газа как направление комплексного освоения недр: роль государства и бизнеса, технологий и экологических ограничений // Бурение и нефть. – 2016. – № 10. – С. 8–15.
- Бочаров Д.Д. Комплексная оценка инновационных проектов рационального использования попутного нефтяного газа: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – М.: НИУ ВШЭ, 2011. – 27 с.
- Декарбонизация нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России / Е. Грушевенко [и др.]. – М.: Сколково, 2021.
- Международные подходы к углеродному ценообразованию / Департамент многостороннего экономического сотрудничества Минэкономразвития России. – М., 2021.
- Брагинский О.Б. Утилизация попутного нефтяного газа – фактор рационального использования углеводородного сырья [Электронный ресурс] // Экономический анализ: теория и практика. – 2014. – № 23 (374). – URL: https://cyberleninka.ru/article/n/utilizatsiya-poputnogo-neftyanogo-gaza-faktor-ratsionalnogo-ispolzovaniya-uglevodorodnogo-syrya (дата обращения: 20.06.2021).
- Книжников А.Ю., Ильин А.М. Всемирный фонд дикой природы (WWF). Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России. – М., 2017.
- Калинин С.А., Морозок О.А. Разработка месторождений высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах с использованием диоксида углерода. Анализ мирового опыта // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т. 19, № 4. – С. 373–387. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.4.6
- Экспериментальные исследования вытеснения высоковязкой нефти диоксидом углерода из карбонатных пород / О.А. Морозок [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 6. – С. 51–56. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-51-56
- Lake L.W. Enhanced Oil Recovery Fundamentals. – Society of Petroleum Engineers, 1985. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-51-56
- Оценка влияния попутного нефтяного газа с высоким содержанием диоксида углерода на режим вытеснения нефти при разработке Толумского месторождения / О.А. Морозок [и др.] // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2021. – Т. 21, № 1. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.1.7
- Дополнение к технологическому проекту разработки Толумского нефтяного месторождения. – 2018.
- ГОСТ 31371.7. Газ природный. Определение состава методов газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7: Методика измерений молярной доли компонентов. – М., 2007.
- Алексеев А. Под напором. Технология обратной закачки газа в нефтяной пласт [Электронный ресурс] // Сибирская нефть. – 2018. – № 152. – URL: https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2018-june/ (дата обращения: 17.06.2021).
- Оптимизация обратной закачки газа с целью увеличения нефтеотдачи на нефтегазоконденсатном месторождении [Электронный ресурс] // Пронефть: научно-технический журнал «Газпром нефть». – 2016. – № 2. – URL: https://ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/proneft/777/13454/ (дата обращения: 17.06.2021).
- Simultaneous water and gas injection pilot at the Kuparuk River field, surface line impact / R.F. Stoitsis [et al.] // SPE. Annual Technical Conference and Exhibition. – OnePetro, 1995. DOI: 10.2118/30645-M5
- Afzali S., Rezaei N., Zendejboudi S. A comprehensive review on enhanced oil recovery by water alternating gas (WAG) injection // Fuel. – 2018. – Vol. 227. – P. 218–246. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.04.015
- Christensen J.R., Stenby E.H., Skauge A. Review of WAG field experience // SPE. Reservoir Evaluation & Engineering. – 2001. – Vol. 4, № 2. – P. 97–106. DOI: 10.2118/71203-PA
- Savitsky N. Results of experimental studies and field tests of the technology of oil displacement with fine water-gas mixture // SPE. Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. – 2010. DOI: 10.2118/138021-ms
- Пат. 2318997. Российская Федерация. Способ разработки нефтяной залежи на поздней стадии путем водогазо-гидродинамического воздействия при периодическом изменении дисперсности газовой фазы / Лейбин Э.Л., Шарифуллин Ф.А., Заничковский Ф.М., Максудов Р.А.

Определение относительных фазовых проницаемостей

Результаты определения ОФП в системе «нефть + ПНГ – вода» при различных концентрациях модели ПНГ в рекомбинированной модели нефти при поровом давлении 14,8 МПа и пластовой температуре 91 °С представлены на рис. 9.

По мере увеличения концентрации ПНГ в рекомбинированной модели нефти Толумского месторождения до 20 % наблюдается смещение концевых точек относительной фазовой проницаемости для воды и нефти вправо. Также наблюдается увеличение относительной фазовой проницаемости для нефтяной фазы на всем диапазоне изменения водонасыщенности керновой модели при двухфазной фильтрации.

Заключение

Выполненные фильтрационные исследования позволяют сделать следующие выводы:

- При всех равных условиях вытеснение нефти водой несколько более эффективно по сравнению с вытеснением нефти ПНГ, что связано с более благоприятным отношением вязкостей нефти и воды.
- Значительно более низкие перепады давления, возникающие при вытеснении нефти ПНГ в лабораторных условиях, свидетельствуют о потенциальной возможности вовлечения в разработку новых зон пласта при закачке ПНГ.
- Вытеснение нефти моделью ПНГ при поровом давлении, равном МДС (14,8 МПа), приводит к заметному увеличению коэффициента вытеснения нефти, что говорит о проявлении режима смешивающегося вытеснения нефти попутным нефтяным газом.
- Последовательная закачка оторочек ПНГ и воды, выполненная после вытеснения нефти водой, приводит к увеличению коэффициента извлечения нефти на 11–14 % по сравнению с вытеснением нефти только ПНГ или водой, что обусловлено выравниванием фронта вытеснения при закачке оторочек воды и газа.
- В условиях экспериментов циклическая закачка модели ПНГ, выполненная после этапа вытеснения нефти водой, позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти на 6,1 %. Циклическая закачка модели ПНГ в условиях начальной нефтенасыщенности позволяет извлечь в два раза больше нефти – 13,07 %.
- При всех равных условиях увеличение концентрации ПНГ в нефти приводит к возрастанию ОФП для нефти и воды и области двухфазной фильтрации (смещение концевых точек вправо).

24. Способ разработки нефтяной залежи: а. с. 1822219, СССР / Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М., Богопольский А.О.
 25. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 368 с.
 26. Зацепин В.В. Технологические основы водогазового воздействия на пласты с трудноизвлекаемыми запасами нефти в низкопроницаемых коллекторах: дис. ... канд. техн. наук. – Казань, 2017.
 27. Еронин Н.М. Слово о грозненских нефтяниках // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 7.
 28. Результаты закачек мелкодисперсной водогазовой смеси для увеличения нефтеотдачи объекта БВ 8 Самотлорского месторождения / Ю.В. Земцов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 10. – С. 49–55.
 29. Ваньков А., Нургалиев Р. Схема закачки водогазовой смеси в пласт с утилизацией попутного нефтяного газа // Технологии топливно-энергетического комплекса. – 2007. – № 5. – С. 63–69.
 30. Stright D.H., Aziz K. Carbon dioxide injection into bottom-water, undersaturated viscous oil reservoirs // *Journal of Petroleum Technology*. – 1977. – Vol. 29, No. 10. – P. 1248–1258. DOI: 10.2118/6116-PA
 31. Patton J.T., Coats K.H., Spence K. Carbon Dioxide well stimulation: Part 1-A parametric study // *Journal of Petroleum Technology*. – 1982. – Vol. 34, No. 08. – P. 1798–1804. DOI: 10.2118/9228-PA
 32. Authors' reply to discussion of carbon dioxide well stimulation: Part 2-design of Aminoil's North Bolsa Strip project / J.T. Patton [et al.] // *J. Pet. Technol. (United States)*. – 1983. – Vol. 35, No. 7. DOI: 10.2118/8897-PA
 33. Monger T.G., Coma J.M. A laboratory and field evaluation of the CO₂ huff'n'puff process for light-oil recovery // *SPE reservoir engineering*. – 1988. – Vol. 3, No. 04. – P. 1168–1176. DOI: 10.2118/15501-PA
 34. Enhanced light oil recovery from tight formations through CO₂ huff 'n'puff processes / J. Ma [et al.] // *Fuel*. – 2015. – Vol. 154. – P. 35–44. DOI: 10.1016/j.fuel.2015.03.029
 35. Haines H.K., Monger T.G. A laboratory study of natural gas huff'n'puff // *CIM/SPE International Technical Meeting*. – OnePetro, 1990. DOI: 10.2118/21576-MS
 36. A quarter century of progress in the application of CO₂ immiscible EOR project in Bati Raman heavy oil field in Turkey / S. Sahin [et al.] // *SPE Heavy Oil Conference Canada*. – OnePetro, 2012. DOI: 10.2118/157865-MS
 37. Cyclic CO₂ injection for heavy-oil recovery in Halfmoon field: laboratory evaluation and pilot performance / S. Olenick [et al.] // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – OnePetro, 1992. DOI: 10.2118/24645-MS
 38. Isever K., Pamir A.N., Tirek A. Performance of a heavy-oil field under CO₂ injection, Bati Raman, Turkey // *SPE Reservoir Engineering*. – 1993. – Vol. 8, No. 04. – P. 256–260. DOI: 10.2118/20883-PA
 39. Comparative evaluation of immiscible, near miscible and miscible CO₂ huff-n-puff to enhance oil recovery from a single matrix-fracture system (experimental and simulation studies) / F. Torabi [et al.] // *Fuel*. – 2012. – Vol. 93. – P. 443–453. DOI: 10.1016/j.fuel.2011.08.037
 40. РИТЕЖ впервые в России применил технологию Huff & Puff. Новость от 16.10.2017 [Электронный ресурс]. – URL: <http://ritek.lukoil.ru/News/News?rid=164926> (дата обращения: 30.10.2017).
 41. Реализация технологии закачки углекислого газа в добывающие скважины / В.В. Даришчев [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 7. – С. 33–38.
 42. Калинин С.А., Морозюк О.А. Лабораторные исследования карбонатных коллекторов месторождений высоковязкой нефти с использованием диоксида углерода // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело*. – 2020. – Т. 20, № 4. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.6
 43. OST 153-39.2-048-2003. Нефть. Типовые исследования пластových флюидов и сепарированных нефтей. – М., 2003.
 44. OST 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М., 1986.
 45. Todd M.R., Longstaff W.J. The Development, Testing, and Application of a Numerical Simulator for Predicting Miscible Flood Performance // *Journal of Petroleum Technology*. – 1972. – Vol. 24 (07). – P. 874–882. DOI: 10.2118/3484-PA
 46. OST 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. – М., 1989.

References

1. Baikov N.M. Opyt povysheniia nefteotdachi na mestorozhdeniakh SShA putem zakachki SO₂ [Experience in enhanced oil recovery at US fields by injecting CO₂]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 11, pp. 141–143.
 2. Ramochnaia konventsiia ob izmenenii klimata. Parizhskoe soglasenie [Framework convention on climate change. Paris Agreement], available at: <https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/10f9r01.pdf> (accessed 20 June 2021).
 3. Otchet ob ustoiчивom razvitiu grupy "LUKOIL" [LUKOIL Group Sustainability Report], 2020, pp. 25–26, 56–57.
 4. Osnovnye pokazateli dobychi prirodnogo i poputnogo nefyanogo gaza Rossiiskoi Federatsii [Key indicators of natural and associated petroleum gas production in the Russian Federation], available at: <https://minenergo.gov.ru/node/1215> (accessed 20 June 2021).
 5. Eder L.V., Provorniaia I.V., Filimonova I.V. Dobycha i utilizatsiia poputnogo nefyanogo gaza kak napravlenie kompleksnogo osvoiniia nedr: rol' gosudarstva i biznesa, tekhnologii i ekologicheskikh ogranichenii [Production and utilization of associated petroleum gas as an integrated subsoil development: the role of the state and business, technologies and environmental restrictions]. *Burenie i nef'*, 2016, no. 10, pp. 8–15.
 6. Bocharov D.D. Kompleksnaia otsenka innovatsionnykh projektov ratsional'nogo ispol'zovaniia poputnogo nefyanogo gaza [Comprehensive assessments of innovative projects for the rational use of the associated petroleum gas]. Abstract of Ph. D. thesis. Moscow: NIU Vysshiaia shkola ekonomiki, 2011, 27 p.
 7. Grushevenko E. et al. Dekarbonizatsiia neftegazovoi otrasli: mezhduнародnyy oitry i priority Rossii [Decarbonization of the oil and gas industry: global experience and Russia's priorities]. Moscow: Skolkovo, 2021.
 8. Mezhdunarodnye podkhody k uglerodnomu tseonoobrazovaniu [International approaches to carbon pricing]. Moscow: Departament mnogostoronnego ekonomicheskogo sotrudnichestva Minekonomrazvitiia Rossii, 2021.
 9. Braginskii O.B. Utilizatsiia poputnogo nefyanogo gaza - faktor ratsional'nogo ispol'zovaniia uglevodorodnogo syr'ia [Utilization of associated petroleum gas as a factor in the rational use of hydrocarbon raw materials]. *Ekonomicheskii analiz: teoriia i praktika*, 2014, no. 23 (374), available at: <https://cyberleninka.ru/article/n/utilizatsiia-poputnogo-nefyanogo-gaza-faktor-ratsional'nogo-ispol'zovaniia-uglevodorodnogo-syr'ia> (accessed 20 June 2021).
 10. Knizhnikov A.Iu., Il'in A.M. Vsemirnyi fond dikoi prirody (WWF). Problemy i perspektivy ispol'zovaniia poputnogo nefyanogo gaza v Rossii [World Wildlife Fund (WWF). Problems and Prospects of Associated Petroleum Gas Utilization in Russia]. Moscow, 2017.
 11. Kalinin S.A., Morozuk O.A. Razrabotka mestorozhdenii vysokoviazkoi nefri v karbonatnykh kolektorakh s ispol'zovaniem dioksida ugleroda. Analiz mirovogo opyta [Using carbon dioxide to develop highly viscous oil fields in carbonate reservoirs. Global experience analysis]. *Vestnik Permского natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologia, neftegazovoe i gornoe delo*, 2019, vol. 19, no. 4, pp. 373–387. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.4.6
 12. Morozuk O.A. et al. Eksperimental'nye issledovaniia vytesneniia vysokoviazkoi nefri dioksidom ugleroda iz karbonatnykh porod [Experimental study of heavy oil displacement by carbon dioxide from carbonate rocks]. *Geologia, geofizika i razrabotka neflianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2019, no. 6, pp. 51–56. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-51-56
 13. Lake L.W. Enhanced Oil Recovery Fundamentals. Society of Petroleum Engineers, 1985. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-51-56
 14. Morozuk O.A. et al. Otsenka vliianiia poputnogo nefyanogo gaza s vysokim soderzhaniiem dioksida ugleroda na rezhim vytesneniia nefri pri razrabotke Tolumskogo mestorozhdeniia [Estimation of the Influence of Associated Petroleum Gas with a High Carbon Dioxide Content on the Oil Displacement Regime in the Development of the Tolumskoe Field]. *Vestnik Permского natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologia, neftegazovoe i gornoe delo*, 2021, vol. 21, no. 1. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.1.7
 15. Dopolnenie k tekhnologicheskomu projektu razrabotki Tolumskogo nefyanogo mestorozhdeniia [Supplement to the technological project for the development of the Tolum oil field]. 2018.
 16. GOST 31371.7. Gaz prirodnyy. Opredelenie sostava metodov gazovoi khromatografii s otsenki neopredelennosti. Chast' 7. Metodika izmerenii moliamioli doli komponentov [GOST 31371.7. Natural gas. Finding the composition of gas chromatography methods with an uncertainty estimate. Part 7. Procedure for measuring the molar fraction of components]. Moscow, 2007.
 17. Alekseev A. Pod naporom. Tekhnologiya obratnoi zakachki gaza v neflianoi plast [Under pressure. Gas re-injection technology into oil reservoirs]. *Sibirskaiia nef'*, 2018, no. 152, available at: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2018-june/> (accessed 17 June 2021).
 18. Optimizatsiia obratnoi zakachki gaza s tseliu uvelicheniia nefteotdachi na neftegazokondensatnom mestorozhdenii [Optimization of gas re-injection in order to increase oil recovery in an oil and gas condensate field]. *Pronaft: nauchno-tekhnicheskii zhurnal "Gazprom nef"*, 2016, no. 2, available at: <https://ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/pronaft/777/13454/> (accessed 17 June 2021).
 19. Stoitsis R.F. et al. Simultaneous water and gas injection pilot at the Kuparuk River field, surface line impact. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. OnePetro, 1995. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 1995. DOI: 10.2118/30645-MS
 20. Afzali S., Rezakel N., Zendejboudi S. A comprehensive review on enhanced oil recovery by water alternating gas (WAG) injection. *Fuel*, 2018, vol. 227, pp. 218–246. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.04.015
 21. Christensen J.R., Stenby E.H., Skauge A. Review of WAG field experience. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2001, vol. 4, no. 2, pp. 97–106. DOI: 10.2118/71203-PA
 22. Savitsky N. Results of experimental studies and field tests of the technology of oil displacement with fine water-gas mixture. *SPE Russian Oil & Gas Conference and Exhibition*, 2010. DOI: 10.2118/138067-MS
 23. Leibin E.L., Sharifullin F.A., Zanchikovskii F.M., Maksutov R.A. Sposob razrabotki neflianoi zalezhi na pozdnie stadii putem vodogazo-gidrodinamicheskogo vozdeistviia pri periodicheskom izmenenii dispersnosti gazovoi fazy [A method of developing an oil reservoir at a late stage by means of water-gas-hydrodynamic action with a periodic change in the dispersion of the gas phase]. Patent Rossiiskaia Federatsiia no. 2318997 (2008).
 24. Mirzadzhanzade A.Kh., Ametov I.M., Bogopolskii A.O. Sposob razrabotki neflianoi zalezhi. Avtorskoe svideteilstvo [Oil reservoir development method]. Avtorskoe svideteilstvo no. 1822219 (1990).
 25. Mirzadzhanzade A.Kh., Khasanov M.M., Bakhtizin R.N. Modelirovanie professorov neftegazodobychi. Nelineinost', neravnovesnost', neopredelennost' [Modeling of oil and gas production processes. Nonlinearity, disequilibrium, uncertainty]. Moscow, Izhevsk: Institut kompiuternykh issledovaniu, 2004, 368 p.
 26. Zatselin V.V. Tekhnologicheskie osnovy vodogazovogo vozdeistviia na plasty s trudnoizvlekaemyimi zapasami nefri v nizkopronitsaemykh kolektorakh [Technological foundations of water-gas stimulation of reservoirs with hard-to-recover oil reserves in low-permeability reservoirs]. Ph. D. thesis. Kazan', 2017.
 27. Eronin N.M. Slovo o groznenskikh neflianykh [A word about Grozny oil workers]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2001, no. 7.
 28. Zemtsov Iu.V. et al. Rezultaty zakachek melkodiespersnoi vodogazovoi smesi dlia uvelicheniia nefteotdachi ob'ekta BV 8 Samotlorskogo mestorozhdeniia [Results of injection of a finely dispersed water-gas mixture to enhance oil recovery from the BV 8 facility of the Samotlor field]. *Geologia, geofizika i razrabotka neflianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2013, no. 10, pp. 49–55.
 29. Van'kov A., Nurgaliev R. Skhema zakachki vodogazovoi smesi v plast s utilizatsiei poputnogo nefyanogo gaza [Scheme of injection of a water-gas mixture into a reservoir with utilization of associated petroleum gas]. *Tekhnologii toplivno-energeticheskogo kompleksa*, 2007, no. 5, pp. 63–69.
 30. Stright D.H., Aziz K. Carbon dioxide injection into bottom-water, undersaturated viscous oil reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 1977, vol. 29, no. 10, pp. 1248–1258. DOI: 10.2118/6116-PA
 31. Patton J.T., Coats K.H., Spence K. Carbon Dioxide well stimulation: Part 1-A parametric study. *Journal of Petroleum Technology*, 1982, vol. 34, no. 08, p. 1798–1804. DOI: 10.2118/9228-PA
 32. Patton J.T. et al. Authors' reply to discussion of carbon dioxide well stimulation: Part 2-design of Aminoil's North Bolsa Strip project. *J. Pet. Technol. (United States)*, 1983, vol. 35, no. 7. DOI: 10.2118/8897-PA
 33. Monger T.G., Coma J.M. A laboratory and field evaluation of the CO₂ huff'n'puff process for light-oil recovery. *SPE reservoir engineering*, 1988, vol. 3, no. 04, pp. 1168–1176. DOI: 10.2118/15501-PA
 34. Ma J. et al. Enhanced light oil recovery from tight formations through CO₂ huff 'n'puff processes. *Fuel*, 2015, vol. 154, pp. 35–44. DOI: 10.1016/j.fuel.2015.03.029
 35. Haines H.K., Monger T.G. A laboratory study of natural gas huff'n'puff. *CIM/SPE International Technical Meeting*. OnePetro, 1990. DOI: 10.2118/21576-MS
 36. Sahin S. et al. A quarter century of progress in the application of CO₂ immiscible EOR project in Bati Raman heavy oil field in Turkey. *SPE Heavy Oil Conference Canada*, OnePetro, 2012. DOI: 10.2118/157865-MS
 37. Olenick S. et al. Cyclic CO₂ injection for heavy-oil recovery in Halfmoon field: laboratory evaluation and pilot performance. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. OnePetro, 1992. DOI: 10.2118/24645-MS
 38. Isever K., Pamir A.N., Tirek A. Performance of a heavy-oil field under CO₂ injection, Bati Raman, Turkey. *SPE Reservoir Engineering*, 1993, vol. 8, no. 04, pp. 256–260. DOI: 10.2118/20883-PA
 39. Torabi F. et al. Comparative evaluation of immiscible, near miscible and miscible CO₂ huff-n-puff to enhance oil recovery from a single matrix-fracture system (experimental and simulation studies). *Fuel*, 2012, vol. 93, pp. 443–453. DOI: 10.1016/j.fuel.2011.08.037
 40. RITEJ впервые в России применил технологию Huff & Puff. Новость от 16.10.2017 [RITEJ was the first in Russia to use Huff&Puff technology. News from October 16, 2017], available at: <http://ritek.lukoil.ru/News/News?rid=164926> (accessed October 30, 2017).
 41. Darišchev V.V. et al. Realizatsiia tekhnologii zakachki uglekislogo gaza v dobyvaushchie skvazhiny [CO₂ huff & puff injection into production wells]. *Nef'. Gaz. Novatsii*, 2020, no. 7, pp. 33–38.
 42. Kalinin S.A., Morozuk O.A. Laboratornye issledovaniia karbonatnykh kolektorov mestorozhdenii vysokoviazkoi nefri s ispol'zovaniem dioksida ugleroda [Laboratory studies of carbonate reservoirs of low-viscosity oil fields using carbon dioxide]. *Vestnik Permского natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologia, neftegazovoe i gornoe delo*, 2020, vol. 20, no. 4. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.6
 43. OST 153-39.2-048-2003. Нефть. Типовые исследования пластových флюидов и сепарированных нефтей [OST 153-39.2-048-2003. Oil. Routine studies of reservoir fluids and separated oils]. Moscow, 2003.
 44. OST 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях [OST 39-195-86. Oil. Method for determining the coefficient of oil displacement by water in laboratory conditions]. Moscow, 1986.
 45. Todd M.R., Longstaff W.J. The Development, Testing, and Application of a Numerical Simulator for Predicting Miscible Flood Performance. *Journal of Petroleum Technology*, 1972, vol. 24 (07), pp. 874–882. DOI: 10.2118/3484-PA
 46. OST 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации [OST 39-235-89. Oil. Method for determination of phase permeabilities in laboratory conditions with joint stationary filtration]. Moscow, 1989.