

Вестник Евразийской науки / The Eurasian Scientific Journal <https://esj.today>

2021, №4, Том 13 / 2021, No 4, Vol 13 <https://esj.today/issue-4-2021.html>

URL статьи: <https://esj.today/PDF/08SAVN421.pdf>

Ссылка для цитирования этой статьи:

Горбылева Я.А. О технологиях закачки выхлопных (дымовых) газов для извлечения нефти // Вестник Евразийской науки, 2021 №4, <https://esj.today/PDF/08SAVN421.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.

For citation:

Gorbyleva Y.A. (2021). On exhaust gas (flue gas) injection technologies for oil recovery. *The Eurasian Scientific Journal*, [online] 4(13). Available at: <https://esj.today/PDF/08SAVN421.pdf> (in Russian)

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-35-90115

Горбылева Яна Алексеевна

ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов», Москва, Россия

Ассистент

E-mail: yana_gorbyleva@mail.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4021-3046>

РИНЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=1037437

Researcher ID: <https://www.researcherid.com/rid/AAG-3092-2019>

ResearchGate: <https://www.researchgate.net/profile/Yana-Gorbyleva>

SCOPUS: <https://www.scopus.com/authid/detail.url?authorId=57219775881>

Google Академия: https://scholar.google.com/citations?user=qP_9S3EAAAAJ&hl=ru

О технологиях закачки выхлопных (дымовых) газов для извлечения нефти

Аннотация. В статье представлены актуальные технологии для разработки нефтяных месторождений с использованием выхлопных (дымовых) газов. Рассмотрены возможные пути получения выхлопных газов для закачки в пласт. Автором проведен анализ существующего мирового опыта использования выхлопных газов при добыче нефти. Рассмотрены технологии закачки выхлопных газов в пласт под высоким давлением, повторного нагнетания выхлопных газов после внутривластового горения, совместной закачки выхлопных газов и пара, водогазового воздействия с выхлопными газами и другие. Проанализированы результаты исследований, проведенных для подтверждения эффективности применения дымовых газов для извлечения нефти с помощью различных технологий. Проведено сравнение составов выхлопных (дымовых) газов, используемых для лабораторных и экспериментальных исследований. Показана возможность добычи как легкой маловязкой, так и тяжелой высоковязкой нефти. Отмечены основные аспекты играющие основную роль в механизме извлечения нефти с помощью закачки дымовых газов. Определено, что на механизм извлечения при взаимодействии с выхлопными газами влияет исходный состав нефти, соотношение диоксида углерода CO₂ и азота N₂ в выхлопных газах, а также пластовые условия. Для процесса несмешивающегося вытеснения с выхлопными газами отмечена важность наличия свободного газа. В системе тяжелая нефть — дымовой газ газовая фаза имеет большой относительный объем и остается в форме свободного газа в процессе многократного контакта, что способствует эффективному вытеснению. В результате проведенного анализа для перспективной и экологически безопасной разработки нефтяных месторождений предлагается создание смеси воды и выхлопных газов для совместная закачка с помощью насосно-эжекторных систем в пласт.

Ключевые слова: выхлопные газы; дымовые газы; сжигание топлива; попутный нефтяной газ; утилизация дымовых газов; водогазовое воздействие; насосно-эжекторные системы; извлечение нефти

В настоящее время одним из наиболее острых и важных направлений для нефтегазовой отрасли остается снижение количества сжигаемого попутного нефтяного газа (ПНГ), а также увеличение доли его утилизации и использования.

По данным отчета Минэнерго России за 2020 год использование ПНГ выросло до значения 82,6 %, что на 1,1 п.п. больше, чем в 2019 году, при этом добыча природного и попутного нефтяного газа снизилась на 6,1 % по сравнению с 2019 годом — 692,9 млрд м³.

В 2020 году на фоне снижения добычи нефти сократилось количество сжигаемого газа до 142 млрд м³. Статистика объемов сжигаемого ПНГ за последние шесть лет по некоторым странам, включая Россию, представлена в таблице 1. С 2012 года Россия, Ирак, Иран, США, Алжир, Венесуэла и Нигерия остаются в первой семерке стран, сжигающих газ на факелах.

Таблица 1

Динамика объемов сжигаемого ПНГ

Страна	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Изменение значения за 2019–2018 гг.	Изменение значения за 2020–2019 гг.
	млрд м ³							
Россия	19,62	22,37	19,92	21,28	23,21	24,88	1,93	1,66
Ирак	16,21	17,73	17,84	17,82	17,91	17,37	0,09	-0,54
США	11,85	8,86	9,48	14,07	17,29	11,81	3,22	-5,49
Иран	12,10	16,41	17,67	17,28	13,78	13,26	-3,50	-0,52
Венесуэла	9,33	9,35	7,00	8,22	9,54	8,59	1,32	-0,95
Алжир	9,13	9,10	8,80	9,01	9,34	9,32	0,33	-0,02
Нигерия	7,66	7,31	7,65	7,44	7,83	7,20	0,39	-0,63
Сирия	0,52	0,55	1,19	0,69	0,93	0,98	0,24	0,05
В среднем в мире	11,3	10,7	9,3	8,6	8,6	8,4	-0,2	-0,22
Всего в мире	146	148	141	145	150	142	5,0	-7,88

Составлено автором на основе данных Global Gas Flaring 2020 и 2021^{1,2}

В работах [1–3] ПНГ используется для выработки электроэнергии как для собственных нужд промысла, так и для потенциальных потребителей. На технико-экономическое обоснование выбора данного способа использования ПНГ влияют высокие капитальные затраты, помимо этого отрицательным фактором остаются выбросы выхлопных (дымовых) газов в атмосферу. Причем объем дымовых газов при сжигании ПНГ увеличивается почти в 9 раз за счет воздуха, используемого при сгорании.

Для решения вопросов обеспечения экологической безопасности использования ПНГ важно разработать методы утилизации дымовых газов от различных источников и оценить возможность их применения для повышения эффективности процесса извлечения нефти.

Пути экологичного использования ПНГ подразумевают его обратную закачку [4–8] в нефтенасыщенные пласты при реализации газового и водогазового воздействия или

¹ Global Gas Flaring Tracker Report 2020. Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR). — URL: <http://pubdocs.worldbank.org/en/503141595343850009/WB-GGFR-Report-July2020.pdf> (дата обращения 10.03.2021).

² Global Gas Flaring Tracker Report 2021. Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR). — URL: <https://thedocs.worldbank.org/en/doc/1f7221545bf1b7c89b850dd85cb409b0-0400072021/original/WB-GGFR-Report-Design-05a.pdf> (дата обращения 15.06.2021).

поддержании пластового давления, а также закачку выхлопных газов в пласт после полезного использования ПНГ в электрогенерирующих установках.

В данной работе проведен анализ исследований в области разработки технологий повышения нефтеотдачи с использованием выхлопных газов, а также лабораторного и промышленного опробования данных технологий.

Большое количество дымовых газов (объемное соотношение азота и углекислого газа составляет 4:1) обычно образуется на металлургических предприятиях и электростанциях, а также на котельных установках. Поэтому возможные варианты получения выхлопных (дымовых) газов следующие:

1. Выхлопные газы, образующиеся от сжигания топлива в дизельных или других двигателях, устанавливаемых на месторождении (газопоршневые, газотурбинные, дизельные и бензиновые установки).
2. Выхлопные газы, образующиеся от котельных установок, расположенных на месторождении.
3. Выхлопные газы, собираемые от промышленных установок по выработке электроэнергии и др., требующие транспортировки на месторождение.

К основным технологиям воздействия на пласт с применением дымовых газов следует отнести: прямую закачку дымовых газов при высоком давлении [9], повторную закачку дымовых газов в пласт после внутрипластового горения [10], попеременную или совместную закачку пара и генерируемых дымовых газов [11; 12], водогазовое воздействие с закачкой дымовых газов (flue gas water-alternating-gas injection) [13], закачку горячей воды с выхлопными газами [14; 15].

В таблице 2 представлен анализ исследований по повышению извлечения нефти с закачкой выхлопных (дымовых) газов с детализацией состава выхлопных (дымовых) газов, используемых в лабораторных и полевых экспериментах.

Основные результаты работы [11] представлены в виде зависимостей растворимости дымовых газов в нефти, изменения вязкости нефти, основных технологических показателей (добыча нефти, обводненность, давление, коэффициент извлечения нефти, соотношение нефть-пар) и карт распределения температуры в процессе исследования. PVT-тесты проводились при температурах 30, 50, 80, 120 и 180 °С, и при давлении 0, 1, 2, 4, 8 и 12 МПа. Наибольшее вытеснение высоковязкой нефти наблюдается верхних слоях физической многопластовой 3D-модели. Извлечение высоковязкой нефти после закачки пара и выхлопных газов из модели составило почти 50 %, что на 7,95 % выше, чем при закачке одного пара. Объемное соотношение пара и дымового газа составляет 3:2 при давлении 3 МПа. После закачки дымовых газов и пара добыча нефти значительно возросла с 2,3 до 5,9 мл/мин., в то время как обводненность резко снизилась на 10 % до значения 81 %. Ряд исследований [17; 18] также подтверждают эффективность извлечение путем совместной закачки пара и дымового газа с конечным извлечением, чем при заводнении одним паром.

При разработке месторождений тяжелой нефти на море внедрение традиционных методов закачки пара осложнено из-за наличия ограничений по размерам и площади размещения оборудования (парогенератора, вспомогательного оборудования) на морской платформе. Для разработки таких залежей (например, месторождение Бохай (Китай)) предлагаются технологии обработки добывающих скважин, в которые нагнетают созданные с помощью специального компактного по размерам газогенератора пар и выхлопные газы. Такой газогенератор дает возможность закачивать одновременно, поочередно или последовательно

пар и выхлопные газы высокой температуры и высокого давления на платформе с использованием дизельного или легкого дизельного топлива.

Таблица 2

Анализ основных исследований по закачке дымовых газов для добычи нефти

№ п/п	Технология закачки	Состав газа	Параметры системы	Краткое описание исследования
1	Газовое воздействие с дымовыми газами [28] (Канада, 2002)	1) 84,4 % N ₂ + 15,6 % CO ₂ 2) 80,8 % N ₂ + 5 % O ₂ + 14,2 % CO ₂ 3) 75 % N ₂ + 25 % CO ₂	Вязкость 669 мПа·с, плотность 956,5 кг/м ³ при 40 °С и 95 кПа. Исследования в модели при температуре 28 °С и давлении 2,5 МПа.	Лабораторные исследования PVT и исследования на двухмерной модели для оценки процесса нагнетания дымовых газов при извлечении тяжелой нефти месторождения Senlac (Канада).
2	Газовое воздействие с дымовыми газами [9] (Канада, 2004)	1) 83 % N ₂ + 16 % CO ₂ , + 1 % CO 2) 69 % N ₂ + 30 % CO ₂ + 1 % CO	Вязкость нефти 2,94 мПа·с при 40 °С. Плотность 811,4 кг/м ³ при 40 °С. Пластовая температура 116 °С и пластовые давления от 27,63 МПа до 46,06 МПа.	Экспериментальное исследование механизма вытеснения дымовыми газами легкой нефти, сравнение с эффективностью вытеснения чистым N ₂ и CO ₂ .
3	Водогазовое воздействие с дымовыми газами [16] (Канада, 2006)	1) 70 % N ₂ + 30 % CO ₂ 2) 85 % N ₂ + 15 % CO ₂	Плотность 1007,1 кг/м ³ и вязкость 0,81 мПа·с при 29 °С и атмосферном давлении. Давление при исследовании на керне — 2,5 МПа	Лабораторное исследование водогазового воздействия с выхлопными газами на пласты тяжелой высоковязкой нефти Саскачеван (Канада). Сравнение эффективности вытеснения дымовыми газами относительно вытеснения только N ₂ и только CO ₂ .
4	Смесь пара и выхлопных газов от газогенератора [12] (Китай, 2010)	79 % ~ 85 % N ₂ + 10 % ~ 15 % CO ₂	Вязкость нефти 200–13000 мПа·с. Давление до 20 МПа.	Лабораторные исследования процесса закачки пара+N ₂ , пара+CO ₂ , пара+выхлопных газов. Опытное применение на месторождение Бохай (Китай).
5	Газовое воздействие с дымовыми газами [23] (Иран, 2015)	86,97 % N ₂ , 12,96 % CO ₂ , 0,058 H ₂ S	Легкая нефть с плотностью 834,8 кг/м ³	Компьютерное моделирование в ПО ECLIPSE 300, сравнение с эффективностью вытеснения чистым N ₂ , CO ₂ и натуральным газом.
6	Дымовые газы в сочетании с паром [11] (Китай, 2017)	80 % N ₂ и 20 % CO ₂	Вязкость нефти 28469,6 мПа·с при начальной температуре системы 50 °С, плотность нефти 0,97 г/см ³ .	Лабораторные PVT исследования, эксперимент на физической 3D модели, сравнение с циклической закачкой пара и закачкой оторочек пара.
7	Водогазовое воздействие с дымовыми газами [10] (Китай, 2020)	67,7 % N ₂ , 13,9 % CO ₂ , 0,9 % O ₂ , 17,2 % CH ₄ , 0,3 % H ₂	Вязкость нефти 9,5 мПа·с при температуре пласта 42 °С и пластовом давлении 15,0 МПа. Плотность нефти 0,8 г/см ³ .	Рециркуляция дымовых газов после внутрипластового горения на объекте Hongqian-1 месторождения Xinjiang (Китай).

Составлено автором

Опыты [12] позволили определить эффективность вытеснения от нагнетания пара и выхлопных газов по сравнению с аналогичным процессом с закачкой N₂ и CO₂ на основе физического 3D моделирования. Эффективность проведения одновременной закачки пара и дымовых газов по сравнению с последовательной их закачкой повышается за счет более эффективного распределения тепла в модели. Пробная закачка в условиях месторождения была проведена на двух низкодебитных скважинах. Как результат от применения технологии получено увеличение дебитов по жидкости на 36 м³/сут. (т. е. в 1,6 раза), при этом дебит по

нефти увеличился в 2 раза (на 33 м³/сут.), также произошло повышение забойного давления до 9,1 МПа (на 4,6 МПа). Похожие результаты получены в работе [19], где на основе экспериментальных исследований применения выхлопных газов для парогравитационного дренажа (технология SAGD) отмечено заметное улучшение эффекта от технологии: увеличение дебита (примерно на 6 %), снижение обводненности и тем самым увеличение времени добычи.

Следующей комбинированной технологией использования выхлопных газов является закачка многокомпонентной термальной жидкости (multithermal fluid), представляющей собой высокотемпературную смесь, содержащая пар, горячую воду и выхлопные газы.

К положительным факторам вытеснения такой жидкостью относят: снижение вязкости тяжелой нефти за счет ее нагрева (преимущественно из-за горячего пара), обеспечение повышения энергии пластовой системы за счет N₂ из дымовых газов, а также дополнительное снижение вязкости нефти и межфазного натяжения за счет взаимодействия нефти с CO₂ из выхлопных газов [18; 20; 21].

При исследовании обводнения пласта при тепловых методах повышения нефтеотдачи в различных температурных условиях определено [21], что как время, так и эффективность вытеснения углеводородов за безводный период больше при закачке многокомпонентной термальной жидкости по сравнению с закачкой пара и горячей воды. При одинаковых температуре и эффективности вытеснения величины обводненности и скорости обводнения при закачке многокомпонентной термальной жидкости значительно меньше по сравнению с рассматриваемыми методами.

Для залежей тяжелой нефти, залегающих на средней глубине в условиях пластов месторождения Shengli в Китае [22], предложено применение пены из дымовых газов при термохимическом заводнении (закачка горячей воды и оторочки химического агента снижающего вязкость). По проведенному компьютерному моделированию разных вариантов технологии были получены максимальные коэффициенты извлечения нефти именно при совместной закачке пены из дымовых газов и оторочки понизителя вязкости с последующей закачкой горячей воды — 44,6 % с максимальным значением снижения вязкости и наибольшим коэффициентом охвата.

Помимо рассмотренных выше вариантов использования, выхлопные газы применялись для газового воздействия на нефтяные пласты [9; 23]. В США и Канаде исследования по закачке дымовых газов пласт проводились со второй половины XX века. Воздействие на пласт заключалось в реализации как смешивающегося, так и несмешивающегося вытеснения, гравитационного дренирования, поддержания пластового давления, в качестве рабочего агента для проталкивания оторочек [24].

Для несмешивающегося вытеснения при извлечении тяжелой нефти диоксид углерода CO₂ является лучшим агентом для извлечения, а добываемый ПНГ несколько более эффективен, чем дымовой газ. Но ПНГ и дымовые газы доступны в больших количествах по гораздо более низкой цене, с учетом этого, они могут быть экономически эффективными агентами для извлечения тяжелой нефти [25].

Помимо применения для извлечения тяжелой нефти, закачка дымовых газов может быть эффективна для разработки месторождений легких маловязких нефтей, подходящих под водогазовое воздействие, газоконденсатных месторождений [24] и извлечения метана из газогидратных горизонтов [26; 27].

Исследования [9] показывают результаты лабораторных исследований применительно к добыче легкой нефти (пластовая температура 116 °С; пластовые давления от 27,63 МПа до 46,06 МПа). Отмечено, что механизм вытеснения, реализуемый за счет многоконтантного динамического смешивания компонентов нефти и газа, не обеспечил полной смешиваемости

между нефтью и закачиваемым дымовым газом даже при очень высоких давлениях. Тем не менее, значительное улучшение извлечения происходит при увеличении давления и концентрации диоксида углерода CO_2 .

При реализации керновых исследований и оценке эффективности несмешивающегося водогазового воздействия с дымовыми газами для месторождений с высоковязкой нефтью и низкими пластовыми давлениями [16] установлено, что азот в закачиваемом газе не оказывал вредного воздействия на нефтеотдачу по сравнению закачкой чистого CO_2 . При низких давлениях дымовой газ вытесняет нефть почти так же, как чистый CO_2 .

В работе [25] были проведены керновые исследования с закачкой дымовых газов в виде непрерывной оторочки, либо в режиме водогазового воздействия для вытеснения тяжелой нефти, а также сделано сравнение эффекта от применения данных технологий как вторичного метода и третичного метода воздействия для месторождения Senlac (Канада). По результатам водогазовое воздействие с выхлопными газами (водогазовое соотношение 4:1) было наиболее эффективно как вторичный метод воздействия, по сравнению с закачкой оторочек выхлопных газов. При третичном способе с закачкой выхлопных газов возможно дополнительно извлечь 5–17 % от остаточной нефти в пласте.

Продолжение исследований возможности закачки оторочки дымовых газов на данном месторождении было направлено на изучение влияния скорости закачки, режима закачки (вертикально вниз, вертикально вверх и горизонтальная закачка) и размера оторочки газов на нефтеизвлечение [28].

Три синтетических дымовых газа использовались в тестах PVT и 2D физических моделях: первый состав 84,4 % N_2 и 15,6 % CO_2 близок к составу дымового газа от угольной электростанции Boundary Dam и тепловых электростанций Sundance (Альберта); второй состав 80,8 % N_2 , 5 % O_2 и 14,2 % CO_2 необходим для оценки влияния кислорода на свойства системы; третий состав 75 % N_2 и 25 % CO_2 характерен для выхлопных газов установки по переработке тяжелой нефти Viprovincial Upgrader.

По результатам было отмечено, что наличие небольшого количества кислорода (5 %) в составе выхлопных газов не оказывает сильного воздействия на изменение свойств системы. Наиболее эффективной стратегией третичного способа воздействия была закачка газа с низким темпом в пласт сверху вниз. Оптимальный размер оторочки закачиваемого газа необходимо подбирать на основе численного моделирования и экономических расчетов, с учетом того, что увеличение объема оторочки приводит к увеличению добычи нефти [28].

Ранее упомянутый способ водогазового воздействия с закачкой дымовых газов может эффективно применяться для рециркуляции дымовых газов [10]. Реализация технологии внутрипластового горения на месторождениях высоковязкой и тяжелой нефти приводит не только к добыче углеводородов, но и к большому количеству продуктов реакции горения — дымовых газов. Повторная закачка диоксида углерода CO_2 и азота N_2 из дымовых газов может не только сэкономить ресурсы для разработки месторождения, но и обеспечить экологически безопасное производство, помогая защитить атмосферную среду и соответствовать концепциям плана экологически устойчивого развития.

Результаты проведенного аналитического исследования показывают, что использование выхлопных газов связано с возможностью добычи как легкой маловязкой, так и тяжелой высоковязкой нефти. Преимущественно имеющиеся работы в данном направлении проведены зарубежными учеными и исследователями для высоковязких нефтей. Однако имеются данные о проведении исследований и реализации газовых методов воздействия с закачкой выхлопных газов на пласты с легкой нефтью в США, Иране, Канаде.

Анализ данной тематики в российских статьях за последнее время основное место занимают работы, описывающие эффективность закачки выхлопных газов, особенно в разработке газоконденсатных и газогидратных месторождений, способы очистки, переработки дымовых газов. В России мало статей, отражающих результаты проведенных керновых исследований или полевого внедрения технологии с выхлопными газами. Возможность применения выхлопных газов подтверждается работами Козлова В.Б., Грайфера В.И. и др.^{3,4,5}

На механизм извлечения при взаимодействии с выхлопными газами влияет исходный состав нефти, соотношение CO_2 и N_2 в выхлопных газах, пластовые условия. В зависимости от вида вытеснения (смешивающегося и несмешивающегося вытеснения) и ее свойств можно отметить сложность реализации механизма вытеснения с использованием дымового газа.

Диоксид углерода CO_2 при высокой его концентрации в составе выхлопных газов способствует снижению вязкости нефти, однако при низком содержании CO_2 в дымовом газе концентрация растворенного газа и уменьшение вязкости изменяются незначительно в зависимости от количества нефти. В таком случае в равновесии пластовой системы более выражено влияние азота N_2 .

Важной особенностью фазового равновесия в системе тяжелая нефть — дымовой газ является то, что газовая фаза имеет большой относительный объем и остается в форме свободного газа в процессе многократного контакта.

В процессе несмешивающегося вытеснения с выхлопными газами также важно наличие свободного газа. Увеличение свободного газонасыщения с помощью азота N_2 снижает относительную проницаемость для воды, тем самым улучшая коэффициент подвижности.

Азот в дымовом газе не оказывает вредного воздействия на нефтеотдачу. При низких давлениях дымовой газ вытесняет нефть почти так же, как чистый CO_2 . Это имеет важные экономические преимущества, поскольку снижает требования к очистке дымовых газов при несмешивающемся вытеснении для повышения нефтеотдачи. Обладая высокой сжимаемостью и низкой теплопроводностью, азот N_2 может не только увеличивать пластовое давление, но и снижать потери тепла, при совместной закачке с теплоносителем.

В результате анализа для перспективной и экологически безопасной разработки нефтяных месторождений предлагается совместная закачка смеси с помощью насосно-эжекторных систем в пласт. Полученные выхлопные газы, например от газопоршневых электрогенерирующих установок, расположенных на месторождении, направляются в теплообменные аппараты. В этих аппаратах вода от кустовой насосной станции получает тепло от потока дымовых газов. При этом вода нагревается, а дымовые газы охлаждаются. Дымовые газы по линии подачи поступают в приемную камеру жидкостно-газовый эжектор, вода нагнетается в сопло струйного аппарата. На выходе из эжектора формируется газожидкостная смесь высокой температуры, которая последующим дожимным насосом закачивается в нагнетательные скважины.

³ Патент РФ № 2060378. МПК E21B 43/24. Способ разработки нефтяного пласта / А.К. Шевченко / заявл. 06.04.1993, опубл. 20.05.1996. — URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=38077835> (дата обращения 15.06.2021).

⁴ Патент РФ № 2046933. МПК E21B 43/24. Способ добычи высоковязкой нефти / В.Б. Козлов, Л.М. Рузин, А.Б. Медиоланский / заявл. 01.04.1992, опубл. 27.10.1995. — URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=38020384> (дата обращения 15.06.2021).

⁵ Патент РФ № 2338060. МПК E21B 43/16. Способ разработки нефтяных месторождений / В.И. Грайфер, Р.А. Максупов, В.И. Кокорев [и др.] / заявл. 17.01.2007, опубл. 10.11.2008. — URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=37663827> (дата обращения 15.06.2021).

Таким, образом в данной работе показана перспективность применения закачки выхлопных газов для месторождений с легкой и тяжелой нефтью. Отмечены основные факторы, влияющие на вытеснение при закачке выхлопных газов. Предложен перспективный способ водогазового воздействия с выхлопными газами с помощью насосно-эжекторных систем.

ЛИТЕРАТУРА

1. Малофеев В.В. Опыт использования электростанций для утилизации попутного нефтяного газа на нефтепромысловых объектах Татарстана / В.В. Малофеев, А.Н. Шаталов, В.М. Гревцов, Р.З. Сахабутдинов // Нефтепромысловое дело. — 2012. — № 8. — С. 42–47. — URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=17898338&> (дата обращения 10.03.2021).
2. Веревкин А.П. Утилизация попутного нефтяного газа на основе электрогенерации: проблемы и решения / А.П. Веревкин, С.Б. Селезнев // Нефтегазовое дело. — 2015. — Т. 13. — № 1. — С. 56–62. — URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=25140462> (дата обращения 15.06.2021).
3. Рустамов З.А. Проблема утилизации попутного нефтяного газа. Анализ и современное состояние / З.А. Рустамов, К.С. Брюхова — DOI 10.15593/2224-9982/2019.58.08 // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Аэрокосмическая техника. — 2019. — № 58. — С. 102–109. — URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=41273012> (дата обращения 15.06.2021).
4. Дроздов А.Н. Утилизация ПНГ на Самодуровском месторождении: долгая и извилистая дорога к внедрению / А.Н. Дроздов // Нефтегазовая вертикаль. — 2015. — № 6. — С. 52–55. — URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=35217947> (дата обращения 10.03.2021).
5. Drozdov A.N. Improving the Operation of Pump-ejector Systems at Varying Flow Rates of Associated Petroleum Gas / A.N. Drozdov, Ya.A. Gorbyleva — DOI 10.31897/PMI.2019.4.415. // Journal of Mining Institute. — 2019. — Vol. 238. — P. 415–422. — URL: https://pmi.spmi.ru/index.php/pmi/article/view/13216?setLocale=en_US (дата обращения 10.03.2021).
6. Пятибратов П.В. Повышение эффективности закачки попутного нефтяного газа в условиях системы подготовки нефти с двухступенчатой сепарацией / П.В. Пятибратов, А.В. Быкадоров, Е.С. Жуга // Территория Нефтегаз. — 2014. — № 11. — С. 42–46. — URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=22562514> (дата обращения 15.06.2021).
7. Назарова Л.Н. Оценка эффективности технологии закачки газа в низкопроницаемые многопластовые объекты / Л.Н. Назарова, С.Н. Карпов // Территория Нефтегаз. — 2019. — № 9. — С. 58–63. (дата обращения 15.06.2021).
8. Janan B.S. Gas Cap Injection as an Associated Gas Utilisation Method. Experience of Novoportovskoye Field / B.S. Janan, F.A. Koryakin, E.A. Sherstoboev, K.D. Isakov, V.I. Virt, D.Z. Kashapov — DOI 10.2118/201995-MS // SPE Russian Petroleum Technology Conference. — 2020. — p. 15.
9. Shokooya O.S. The Mechanism of Flue Gas Injection for Enhanced Light Oil Recovery / O.S. Shokooya, S.A. (Raj) Mehta, R.G. Moore, B.B. Maini, M. Pooladi-Darvish, A. Chakma — DOI 10.1115/1.1725170 // Journal of Energy Resources Technology. — 2004. — vol. 126(2). — pp. 119–124.

10. Wang Z. Experimental investigation on precipitation damage during water alternating flue gas injection / Z. Wang, Y. Zhang, H. Liao — DOI 10.2516/ogst/2020041 // Oil & Gas Science and Technology — Revue d'IFP Energies Nouvelles. — 2020. — vol. 75, 45. — p. 13. — URL: <https://ogst.ifpenergiesnouvelles.fr/articles/ogst/pdf/2020/01/ogst200013.pdf> (дата обращения 15.06.2021).
11. Wu Z. 3D Experimental Investigation on Enhanced Oil Recovery by Flue Gas Coupled with Steam in Thick Oil Reservoirs / Z. Wu, H. Liu, X. Wang — DOI 10.1021/acs.energyfuels.7b03081 // Energy & Fuels. — 2018. — vol. 32(1). — pp. 279–286.
12. Liu Y.G. Improve offshore heavy oil recovery by compound stimulation technology involved thermal, gas and chemical methods / Y.G. Liu, H.L. Yang, L.C. Zhao, Y.T. Sun, G. Cui, M.G. Zhao, S.B. Hu, L.G. Zhong — DOI 10.4043/20907-ms // Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 2010; Infield: London, U.K., 2010. — p. 13.
13. Wang Z.-H. Investigation of flue gas water-alternating gas (flue gas — WAG) injection for enhanced oil recovery and multicomponent flue gas storage in the post-waterflooding reservoir / Z.-H. Wang, B.-W. Sun, P. Guo, S.-S. Wang, H. Liu, Y. Liu, D.-Y. Zhou, B. Zhou — DOI 10.1007/s12182-021-00548-z // Petroleum Science. — 2021. — vol. 18. — pp. 870–882. — URL: <https://doi.org/10.1007/s12182-021-00548-z> (дата обращения 15.06.2021).
14. Fossum B. Numerical simulation of hot-water and flue-gas injection under typical North Sea Reservoir conditions / B. Fossum; T. Blaker; E. Brendsdal; T. Johansen; T. Throndsen — DOI 10.2118/24168-MS // SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 1992. URL: <https://onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/92EOR/All-92EOR/SPE-24168-MS/54717> (дата обращения 15.06.2021).
15. Han B. Experimental study of combination emission gas and hot water from power plant for enhanced heavy oil recovery / B. Han, W. JunLi, M. Li, L. Liu, J. Song — DOI 10.1016/j.egy.2020.11.264 // 7th International Conference on Power and Energy Systems Engineering (CPESE 2020) Fukuoka, Japan. Published by Elsevier Ltd. — 2020. — vol. 6(9). — pp. 183–188. URL: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.11.264> (дата обращения 15.06.2021).
16. Zhang Y.P. Enhanced Heavy Oil Recovery by Immiscible WAG Injection / Y.P. Zhang, S. Sayegh, S. Huang — DOI 10.2118/2006-014 // 7th Canadian International Petroleum Conference (57th Annual Technical Meeting), Calgary, Alberta, Canada, 2006. — p. 11. — URL: <https://doi.org/10.2118/2006-014> (дата обращения 15.06.2021).
17. Monte-Mor L.S. Laboratory Study on Steam and Flue Gas Co-injection for Heavy Oil Recovery / L.S. Monte-Mor, P. Laboissière, O.V. Trevisan — DOI 10.2118/165523-MS // SPE Heavy Oil Conference-Canada, Calgary, Alberta, Canada, 2013. — p. 9. — URL: <https://doi.org/10.2118/165523-MS>. (дата обращения 15.06.2021).
18. Han X. Study and Pilot Test of Multiple Thermal-Fluid Stimulation in Offshore Nanpu Oilfield / X. Han, L. Zhong, Y. Liu, J. Zou, Q. Wang — DOI 10.2118/201241-PA // SPE Prod & Oper. — 2020. — vol. 35 — pp. 592–603. URL: <https://onepetro.org/PO/article-abstract/35/03/592/450770/Study-and-Pilot-Test-of-Multiple-Thermal-Fluid?redirectedFrom=fulltext> (дата обращения 15.06.2021).
19. Tao L. 3D experimental investigation on enhanced oil recovery by flue gas assisted steam assisted gravity drainage / L. Tao, X. Yuan, S. Huang, N. Liu, N. Zhang, B. Li — DOI 10.1177/01445987211006555 // Energy Fuels. — 2018. — vol. 32. — pp. 279–286.

20. Wang Z. Roles of flue gas in promoting steam flow and heat transfer in multithermal fluid flooding / Z. Wang, Z. Li — DOI 10.1155/2019/4989375 // *Hindawi Mathematical Problems in Engineering*. — 2019. — pp. 1–8. URL: <http://downloads.hindawi.com/journals/mpe/2019/4989375.pdf> (дата обращения 15.06.2021).
21. Shijun H. Experimental study on the mechanism of enhanced oil recovery by multi-thermal fluid in offshore heavy oil / Shijun H., Meng C., Linsong Ch. — DOI 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.02.049 // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. — 2018. — vol. 122. — pp. 1074–1084. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.02.049>. (дата обращения 15.06.2021).
22. Du Q. Application of flue-gas foam in thermal-chemical flooding for medium-depth heavy oil reservoir / Du Q., Liu H., Wu G., Hou J., Zhou K., Liu Y. — DOI 10.1002/ese3.471 // *Energy Science & Engineering*. — 2019. — pp. 1–14. — URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/ese3.471> (дата обращения 15.06.2021).
23. Ahmadi M.A. Technical and economic feasibility study of flue gas injection in an Iranian oil field / M.A. Ahmadi, M. Z. Hasanvand, S. Shokrolahzadeh — DOI 10.1016/j.petlm.2015.07.010 // *Petroleum*. — 2015. — vol. 1(3). — pp. 217–222. — URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.petlm.2015.07.010> (дата обращения 15.06.2021).
24. Ермаков П.П. Нагнетание азота в пористые среды для увеличения нефтеотдачи / П.П. Ермаков, Н.А. Еремин // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. — 1996. — № 11. — С. 45–50. — URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=36727293> (дата обращения 20.06.2021).
25. Srivastava R.K. Comparative Effectiveness of CO₂, Produced Gas, and Flue Gas for Enhanced Heavy-Oil Recovery / Srivastava R.K., Huang S.S., Dong M. // *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*. — 1999. — Vol. 2, No. 3. — pp. 238–247. URL: <https://onepetro.org/REE/article-abstract/2/03/238/108895/Comparative-Effectiveness-of-CO2-Produced-Gas-and?redirectedFrom=fulltext> (дата обращения 15.06.2021).
26. Истомин В.А. Кинетика разложения газогидратов метана в гидратонасыщенном пласте при закачке дымовых газов / В.А. Истомин, Е.М. Чувиллин, Б. Тохиди, Дж. Ёанг, Б.А. Буханов, К.В. Маерли — DOI 10.3997/2214-4609.201602191 // *18th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development*, sp-498-00018. European Association of Geoscientists & Engineers. — 2016. — p. 5. — URL: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201602191> (дата обращения 20.06.2021).
27. Чувиллин Е.М. Извлечение метана из гидратонасыщенных мерзлых пород путем закачки дымового газа: результаты экспериментального моделирования / Е.М. Чувиллин, Б.А. Буханов, В.В. Екимова, Д.А. Давлетшина // *Деловой журнал Neftegaz.RU*. — 2019. — № 10(94). — С. 90–93. URL: <https://magazine.neftgaz.ru/articles/nefteservis/500220-izvlechenie-metana-iz-gidratonasyshchennykh-merzlykh-porod-putem-zakachki-dymovogo-gaza-rezultaty-ek/> (дата обращения 20.06.2021).
28. Dong M. Flue Gas Injection for Heavy Oil Recovery / M. Dong, S. Huang — DOI 10.2118/02-09-04 // *J. Can Pet Technol*. — 2002. — 41. — pp. 44–50. URL: <https://doi.org/10.2118/02-09-04> (дата обращения 15.06.2021).

Gorbyleva Yana Alekseevna

Peoples' Friendship University of Russia, Moscow, Russia

E-mail: yana_gorbyleva@mail.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4021-3046>

RSCI: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=1037437

Researcher ID: <https://www.researcherid.com/rid/AAG-3092-2019>

ResearchGate: <https://www.researchgate.net/profile/Yana-Gorbyleva>

SCOPUS: <https://www.scopus.com/authid/detail.url?authorId=57219775881>

Google Академия: https://scholar.google.com/citations?user=qP_9S3EAAA&hl=ru

On exhaust gas (flue gas) injection technologies for oil recovery

Abstract. This article presents current technologies for the development of oil fields using exhaust (flue) gases. The possible ways of obtaining the exhaust gases to be injected into the reservoir are considered. The author provides an analysis of the existing world experience in the use of exhaust gases in oil production. The following technologies are considered: high-pressure injection of flue gas into the formation, re-injection of flue gas after in-situ combustion, simultaneous injection of flue gas and steam, flue gas water-alternating-gas injection and others. The results of studies carried out to confirm the effectiveness of flue gas application for oil recovery using different technologies are analyzed. A comparison of compositions of exhaust (flue) gases used for laboratory and experimental studies is carried out. The possibility of extraction of both light low and heavy high-viscosity oil is shown. The main aspects that play a major role in the mechanism of oil extraction by means of flue gas injection are highlighted. It is determined that the mechanism of oil extraction in interaction with flue gases is influenced by the initial oil composition, the ratio of carbon dioxide CO₂ and nitrogen N₂ in the flue gases, as well as reservoir conditions. For the immiscible displacement process with exhaust gases, the importance of free gas is noted. In the heavy oil — exhaust gas system, the gas phase has a large relative volume and remains in the form of free gas during repeated contact, which contributes to effective displacement. As a result of this analysis, for prospective and environmentally safe development of oil fields, it is proposed to create a mixture of water and exhaust gas for simultaneous injection by means of pump-ejecting systems into the reservoir.

Keywords: exhaust gas; flue gas; fuel combustion; associated petroleum gas; flue gas utilization; simultaneous water and gas injection; pump-ejecting systems; oil recovery