

Опыт исследования и применения закачки дымовых газов для повышения нефтеотдачи

Ч.А. Гарифуллина¹, Т.Ф. Халиуллин¹, И.М. Индрупский^{2*}, И.В. Валиуллин¹, А.А. Залятдинов¹,
Е.А. Бурлуцкий¹, Р.Х. Садреева¹, Р.Р. Афлятунов³, И.Х. Кашапов³

¹Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

²Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

³ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

Сокращение вредного влияния промышленных выбросов в атмосферу и продление периода использования ископаемого топлива на сегодняшний день являются важными вопросами топливно-энергетического комплекса. В связи с данной проблемой закачка дымовых газов в месторождения нефти для повышения нефтеотдачи может рассматриваться как экологически безопасный и экономически рациональный способ сокращения выбросов и полезного использования парниковых газов.

Для закачки в пласт могут использоваться дымовые газы, образующиеся на электростанциях или в других промышленных процессах, связанных со сжиганием ископаемого топлива – природного газа, мазута, угля и др. Для эффективного вытеснения нефти с использованием дымовых газов важно учитывать множество факторов: влияние состава дымовых газов и состава нефти, условия смесимости, режимы закачки и т.д.

В статье проанализирован мировой лабораторный и промышленный опыт исследований эффективности вытеснения нефти с использованием дымовых газов. Сделаны выводы об оптимальных критериях осуществления процесса, и обозначены дальнейшие пути развития исследований, с учетом условий возможного применения в Республике Татарстан.

Ключевые слова: повышение нефтеотдачи, дымовые газы, углекислый газ, вытеснение нефти, давление смесимости

Для цитирования: Гарифуллина Ч.А., Халиуллин Т.Ф., Индрупский И.М., Валиуллин И.В., Залятдинов А.А., Бурлуцкий Е.А., Садреева Р.Х., Афлятунов Р.Р., Кашапов И.Х. (2022). Опыт исследования и применения закачки дымовых газов для повышения нефтеотдачи. *Георесурсы*, 24(3), с. 149–163. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.13>

Лабораторные эксперименты по закачке дымовых газов на месторождениях легкой нефти

Дымовые газы, являясь продуктом сгорания топлива в воздухе, могут образовываться как результат самовоспламенения нефти, когда воздух нагнетается в пласт с легкой нефтью (термогазовый метод). Также можно использовать для закачки в пласт дымовые газы, образующиеся в результате сжигания природного газа, мазута или угля на электростанциях, либо в других процессах, в которых сжигается ископаемое топливо.

Дымовые газы при высоких давлениях обеспечивают многоконтakтное смешивающееся вытеснение с легкими нефтями. Они подходят для эффективного вытеснения легкой нефти с плотностью менее 830 кг/м³ при условии, что пластовое давление выше минимального давления смесимости, и что пластовая нефть содержит высокую концентрацию промежуточных углеводородных компонентов.

В зависимости от исходного топлива, в составе дымовых газов типично содержится до 70–80 % азота и 8–15 % углекислого газа. Также может присутствовать до 20 %

паров воды, оксиды азота, угарный газ и др. компоненты, содержание которых не является определяющим для вытесняющих свойств дымовых газов, но его необходимо учитывать при расчете технологических процессов подготовки газа к нагнетанию. В дальнейшем обзоре основной акцент делается на процессах взаимодействия нефти и дымового газа в пласте, поэтому преимущественное внимание уделяется концентрациям азота и углекислого газа.

Вытеснение легкой нефти дымовым газом происходит за счет массопереноса промежуточных углеводородных компонентов из нефти в закачиваемый газ с последующей конденсацией промежуточных продуктов с более высокой молекулярной массой обратно в жидкую фазу из обогащенной газовой фазы. Массообмен реализуется посредством многоконтakтного процесса, включающего комбинированный механизм парообразования-конденсации при закачке газа. Снижение межфазного натяжения и возможность достичь вытеснения, близкого к смешивающемуся, в значительной степени способствуют извлечению легкой нефти из залежи.

Достаточно полное представление об особенностях влияния состава дымовых газов на нефтеотдачу для залежей легкой нефти дают результаты экспериментальных и численных исследований, изложенные в работе (Shokoya et al., 2005). Эксперименты проводились с использованием PVT установки и фильтрационной установки. Использовалась ядерная модель песчаника Berea

* Ответственный автор: Илья Михайлович Индрупский
e-mail: i-ind@ipng.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

длиной 2,44 м и диаметром 5,08 см с созданием давления обжима. В работе изучался процесс вытеснения двух рекомбинированных проб нефти различного состава тремя образцами дымовых газов, различающихся содержанием азота и углекислого газа.

Обе пробы нефти имели одинаковое содержание ароматических углеводородов (УВ), но заметно различались по содержанию парафиновых и нафтеновых УВ. Проба А содержала большую долю углеводородных компонентов в диапазоне от C5 до C35, чем проба В. При комнатной температуре проба В представляла собой темную, слегка летучую, свободно текучую жидкость, в то время как проба А представляла собой высокопарафинистую нефть. То есть проба нефти А не могла свободно течь, если не подвергать ее воздействию температур выше 40°C.

Составы дымовых газов приведены в таблице 1.

Дымовой газ-1 представлял собой типичный газ, получаемый при сжигании углеводородов на воздухе. Дымовой газ-2 может образовываться в том случае, если углеводороды сжигаются в присутствии воздуха, обогащенного кислородом. Третий газ – азот, использовался для понимания и количественной оценки вклада CO₂ как компонента дымового газа в извлечение нефти из керна, т.к. именно азот составляет значительную часть дымовых газов.

	Азот (%)	CO ₂ (%)	CO (%)
Азот	100,0	-	-
Дымовой газ-1	83,0	16,0	1,0
Дымовой газ-2	69,0	30,0	1,0

Табл. 1. Состав дымовых газов (Shokoya et al., 2005)

На рисунке 1 представлены полученные в работе (Shokoya et al., 2005) результаты экспериментов по вытеснению для проб нефти А и В и составов газа из таблицы 1. По результатам лабораторных экспериментов на керне и моделирования закачки дымовых газов для увеличения извлечения легких нефтей сделаны следующие основные выводы.

1) Извлечение легкой нефти увеличивается с увеличением пластового давления при вытеснении дымовыми газами, что связано с повышением растворимости газовых компонентов в нефти и сокращением переходной зоны многоконтантного смешивания.

2) Извлечение нефти увеличивается с увеличением содержания CO₂ в закачиваемом дымовом газе.

3) Вытеснение при закачке дымовых газов эффективнее для нефтей с пониженным содержанием парафинов и повышенным содержанием нафтенов.

4) При проектировании вытеснения дымовыми газами для увеличения нефтеотдачи рекомендуется оценивать критерии, которые могут указывать на экономическую целесообразность прекращения закачки. Один из таких критериев – это объем извлеченной нефти на момент прорыва газа к добывающим скважинам. В момент прорыва газа процесс может быть остановлен, если это экономически оправдано, в том числе за счет исключения необходимости очищать и рециркулировать газ. В таком случае CO₂ в составе дымовых газов остается захороненным в пласте.

В связи с последним выводом интересна также работа (Trivedi, Babadagli, 2005), в которой представлены результаты подробного численного моделирования и

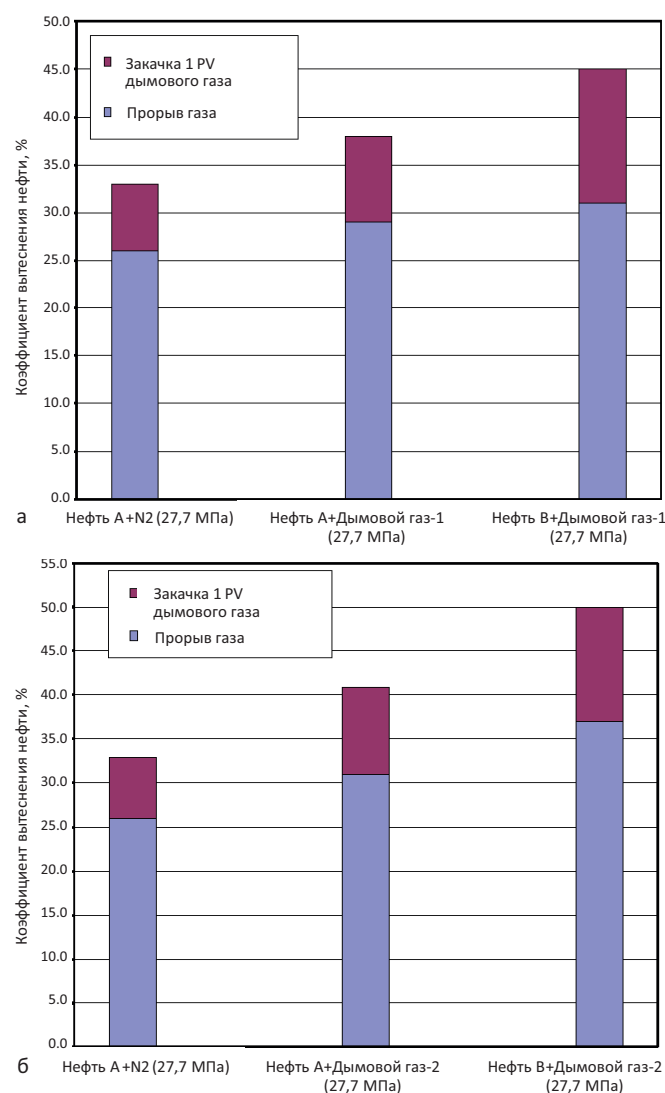


Рис. 1. Влияние состава нефти на коэффициент вытеснения при использовании дымового газа 1 (а) или 2 (б) (Shokoya et al., 2005) (PV – поровый объем)

экономического анализа процесса закачки CO₂ и дымовых газов для повышения нефтеотдачи и захоронения в пласте, содержащем залежь легкой нефти. Определены точки, в которых процесс нагнетания в пласт оказывается нерентабельным из-за снижения добычи нефти, что позволяет оптимизировать экономику проекта для различных схем закачки. Свойства исследуемых коллекторов и флюидов приведены в таблице 2.

С помощью численного моделирования рассмотрено множество сценариев закачки CO₂ в заводненый нефтяной пласт. Давление выше, чем минимальное давление смесимости, обеспечивало преимущества в объеме захоронения CO₂ и потенциале извлечения нефти. В случае закачки дымовых газов количество захороненного CO₂ не зависело от давления в долгосрочной перспективе, в то время как накопленная добыча нефти на момент достижения заданного ограничения по газовому фактору снижалась с увеличением давления. Это объяснялось усилением негативного влияния прорывов газа при не смешивающемся режиме вытеснения.

Проблема закачки дымовых газов в истощенную залежь маловязкой нефти (менее 5 сП) для подземного захоронения парниковых газов и одновременного повышения

Пористость	30%
Глубина пласта	5200 фт. (1585 м)
Толщина пласта	460 фт. (140 м)
Температура	110°F (43,3°C)
Размерность сетки	21×21×3
Размеры ячеек сетки	$\Delta X = 150$ фт. (45,72 м) $\Delta Y = 150$ фт. (45,72 м) $\Delta Z = 250, 125, 85$ фт. (76,2 м, 38,1 м, 25,9 м)
Проницаемость	слой 1 (x/y/z) 200/200/25 мД слой 2 (x/y/z) 50/50/50 мД слой 3 (x/y/z) 500/500/50 мД
Плотность нефти	30° API (875 кг/м³)
Минимальное давление смесимости с CO ₂	~1500 psi (~10,3 МПа)
Вязкость нефти	1,5 сП

Табл. 2. Свойства пласта и флюидов, использованные в моделировании (Trivedi, Babadagli, 2005)

нефтеотдачи рассматривалась также в работе (Лихачёва и др., 2020). Авторами на модифицированной фильтрационной установке УИК-5 были выполнены эксперименты по вытеснению нефти водогазовыми смесями (ВГС) на основе следующих газов: дымового газа (11 % объемных CO₂, 89 % N₂), обогащенного дымового газа (46–71 % CO₂, 54–29 % N₂) и чистого азота. Эксперименты включали начальный этап заводнения для создания остаточной нефтенасыщенности, с дальнейшей последовательной закачкой ВГС, воды и газа для довытеснения нефти. Авторы не приводят конкретные термобарические условия, при которых выполнялись эксперименты, но указывают в качестве объекта исследований девонский коллектор Сергеевского месторождения (Республика Башкортостан), что предполагает температуру около 40°C и давление около 20 МПа.

По итогам экспериментов ВГС с инертными газовыми агентами (азот или небогащенный дымовой газ) показали низкую нефтевытесняющую способность в условиях высокопроницаемой пористой среды с маловязкой остаточной нефтью. Значительное повышение эффективности воздействия отмечено при увеличении содержания CO₂ в газе до 46 %, а наибольший эффект достигнут при использовании газовой смеси с концентрацией CO₂, равной 71 % (рис. 2), что при принятых давлении и температуре соответствовало

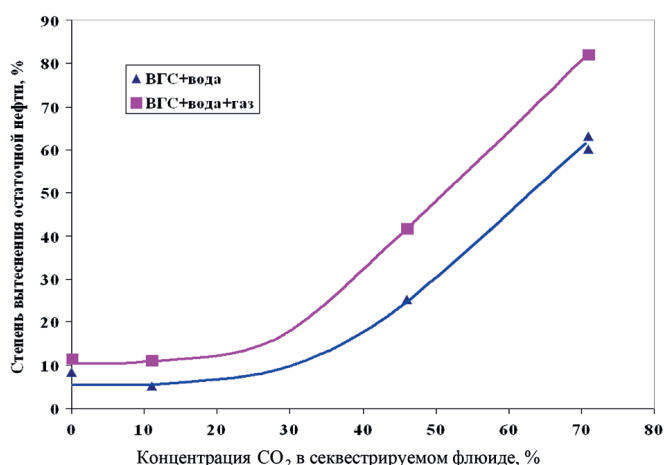


Рис. 2. Зависимость нефтевытесняющих характеристик ВГС и газа от содержания CO₂ в газе (Лихачёва и др., 2020)

вытеснению в режиме смесимости нефти и газового агента с конечной нефтенасыщенностью около 6 %.

Авторы отмечают, что для недопущения снижения приемистости нагнетательных скважин необходимо, чтобы значения фильтрационного сопротивления для ВГС были близки к значениям для воды. Это условие выполнялось в экспериментах при содержании CO₂ в газе 11–46 %. При концентрации CO₂ в газе, равной 71 %, фильтрационное сопротивление для ВГС оказалось в 2,14 раза выше, чем для воды. Таким образом, сделан вывод, что для закачки в нагнетательные скважины с пониженной приемистостью наиболее подходят ВГС на основе газов с содержанием CO₂ не более 50 % и не менее 10–15 %.

Отметим, что полученные в работе (Лихачёва и др., 2020) выводы о диапазоне эффективных концентраций CO₂ в газе справедливы для конкретных термобарических условий и состава пластовой нефти.

Интересные результаты в отношении возможной эффективности воздействия дымовыми газами на легкую нефть получены в работе (Ahmadi et al., 2015), которая также отражена в обзоре (Горбылёва, 2021).

Объектом исследования является залежь месторождения Fahliyan на юго-западе Ирана. Плотность дегазированной нефти составляет 835 кг/м³ (38° API), вязкость пластовой нефти – около 0,2 сП, при пластовой температуре – 142°C (288°F), давлении насыщения – около 26,2 МПа (3800 psi) и начальном давлении – около 65,5 МПа (9500 psi).

Авторами выполнено сравнительное численное моделирование газового воздействия с применением обратной закачки добываемого попутного нефтяного газа, а также дымового газа (86,97 % N₂, 12,96 % CO₂, 0,058 % H₂S), чистого CO₂ или чистого N₂. Предполагалось, что дымовой газ получается путем сжигания добываемого попутного газа, а углекислый газ и азот – путем выделения из дымового газа. Это предопределило 14-кратное превышение потенциально доступных объемов дымового газа над объемами попутного газа, более чем 3-кратное – над объемами азота, и почти 20-кратное – над объемами CO₂. Как следствие, сжигание только 40 % попутного газа обеспечивает достаточное количество дымового газа для полной загрузки предполагаемых нагнетательных мощностей, а объемы закачки остаются выше, чем по попутному газу или CO₂, более чем в 5 и 7 раз, соответственно. За счет высоких термобарических условий режим смесимости реализуется при закачке не только CO₂, но и дымового газа.

Итогом совокупного действия перечисленных факторов является наилучшая эффективность варианта закачки дымового газа как по поддержанию пластового давления, так и по накопленной добыче нефти и интегральным экономическим показателям. Прирост нефтеотдачи за счет закачки дымового газа оценен в 11 % против 5 % при закачке попутного газа или CO₂ и 9,7 % при закачке азота.

Тем не менее, необходимо учитывать, что полученные в работе (Ahmadi et al., 2015) оценки основаны только на результатах численного моделирования.

Лабораторные эксперименты и моделирование закачки дымовых газов на месторождениях тяжелой нефти

Влияние состава дымовых газов и состава нефти на нефтеотдачу для залежей тяжелых нефтей показывают

результаты работы (Rivera et al., 2010). В работе оценен эффект от закачки дымовых газов нефтеперерабатывающего завода (НПЗ) Барранкабермеха на извлечение нефти из пласта песчаника на месторождении Лланито, Колумбия. Помимо увеличения коэффициента извлечения, исследование было направлено на сокращение выбросов дымовых газов и, как следствие, на улучшение состояния окружающей среды.

Для отобранных проб пластовой жидкости был проведен PVT анализ, а также выполнены несколько экспериментов по вытеснению. Исследовано взаимодействие между дымовыми газами и нефтью в пластовых условиях, оценено взаимодействие между пластовыми флюидами и пористой средой, определен оптимальный механизм закачки дымовых газов для увеличения нефтеотдачи из песчаников В месторождения Лланито. Оценен объем дымовых газов, генерируемый на НПЗ.

Отбор проб жидкости проводился как в пластовых, так и в поверхностных условиях, включая глубинную пробу нефти из недавно пробуренной скважины, в которой еще не производилось дренирование пласта. Т.е. эта проба соответствовала начальным условиям пласта на момент отбора.

Исследование взаимодействия флюид-флюид включало в себя традиционный PVT-анализ и специальный PVT-анализ пробы нефти и смеси дымовых газов при различных давлениях насыщения этой смеси (swelling test). Оценка эффективности вытеснения выполнялась для различных режимов закачки дымового газа и возможных комбинаций процессов с непрерывной закачкой: непрерывная закачка при постоянном давлении и расходе, закачка оторочки дымового газа с последующей непрерывной закачкой воды и водогазовое воздействие с попеременной закачкой воды и газа (BVG, WAG).

Параметры флюидов: средняя плотность пластовой нефти – 21°API (928 кг/м³), минерализация воды по хлоридам – 28 г/л. Песчаники В и С залегают в третичных отложениях Mugrosa. Начальное пластовое давление – 16,4 МПа для зоны (пласта) В и 19,1 МПа для зоны С. 56 %

добычи приходится на зону В. В таблице 3 представлены свойства продуктивных пластов месторождения, в таблице 4 – свойства флюидов.

В 2009 году компания Ecopetrol-ICP на НПЗ Барранкабермеха выполнила 115 мониторинговых измерений с помощью прибора MADUR GA 21 и газовую хроматографию для 52 образцов. Получен следующий средний состав дымовых газов: CO₂ = 14,98 %, N₂ = 80,10 %, O₂ = 3,27 %, CH₄ = 0,06 %, CO = 1,68 %.

В рамках экспериментов по оценке эффективности вытеснения для определения оптимальной схемы сравнивались различные варианты закачки дымовых газов в песчаник В месторождения Лланито. Сравнительный анализ наиболее эффективных вариантов показан в таблице 5 и на рисунке 3.

В целом результаты работы (Rivera et al., 2010) позволяют сформулировать следующие выводы.

1. Процессы, включающие закачку оторочки дымового газа с переходом к заводнению и чередование закачки оторочек газа/воды, позволяют оптимизировать закачку газа и добиться более высокого коэффициента вытеснения.

2. Лучшей схемой закачки с использованием дымового газа для данного объекта оказался процесс попеременной закачки оторочек дымовой газ/вода с соотношением 1:1 до накопленной закачки 0,3 п.о. газа с последующим переходом к заводнению при давлении P = 30 МПа (4350 psi).

3. На разных стадиях вытеснения отличается относительная эффективность разных схем закачки.

При заводнении к моменту закачки 0,4 п.о. воды достигается 48,8 % от итогового коэффициента вытеснения. Закачка оторочки дымового газа в 0,3 п.о. с последующим непрерывным заводнением при постоянном давлении 31,2 МПа более эффективна до момента общей закачки 0,4 п.о. К этому моменту обеспечивается 63 % от итогового объема вытесненной нефти. Однако после прорыва газа процесс неэффективен.

Процесс попеременной закачки дымового газа/воды в соотношении 1:1 до 0,3 п.о. газа с последующим

Параметр	Месторождение			
	Зона А	Зона В	Зона С	Зона D
Средняя глубина залегания, м	1219,2	1584,96	1889,76	2133,6
Средняя толщина пласта, м	7,92	15,24	12,19	5,49
Средняя пористость, %	24	21	20	18
Средняя проницаемость, мД	480	340	240	160
Остаточная водонасыщенность, %	42	51	46	47
Режим работы залежи	Газонапорный	Газонапорный + водонапорный		
Тип нефти	Нафтеновая			

Табл. 3. Свойства продуктивных пластов месторождения Лланито (Rivera et al., 2010)

Параметр	Месторождение			
	Зона А	Зона В	Зона С	Зона D
Плотность, кг/м ³	944,0	934	921,8	910
Вязкость, сП	50	19,4	12,1	5
Объемный коэффициент при начальном давлении, м ³ /м ³	1,058	1,094	1,105	1,2
Объемный коэффициент при давлении насыщения, м ³ /м ³	1,061	1,094	1,09	1,206
Газосодержание, м ³ /м ³	26,7	89	71,2	106,9
Давление насыщения, МПа	10,9	14,8	15,2	19,7

Табл. 4. Свойства пластовых нефтей месторождения Лланито (Rivera et al., 2010)

Эксперимент	Коэффициент вытеснения нефти на момент прорыва газа, %	Итоговый коэффициент вытеснения нефти, %	Остаточная нефтенасыщенность, д.ед.
Непрерывное заводнение	37,5	41,2	0,26
Закачка 0,3 п.о. (объема пор) оторочки газа с последующей непрерывной закачкой воды $P = 32$ МПа	38,75	39,7	0,28
Закачка 0,3 п.о. оторочки газа с последующей непрерывной закачкой воды $P = 24,5$ МПа	35,42	40,05	0,27
Попеременное водогазовое воздействие (газ/вода) (1:1) $P = 29,6$ МПа	35,44	38,56	0,29

Табл. 5. Наиболее эффективные варианты закачки дымовых газов (Rivera et al., 2010)

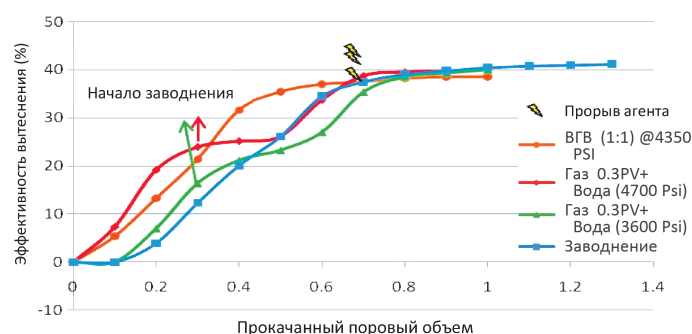


Рис. 3. Сравнительный анализ наиболее эффективных вариантов закачки (Rivera et al., 2010) (PV – поровый объем)

непрерывным заводнением при постоянном давлении 29,6 МПа показал хорошие результаты до общей закачки 0,6 п.о. В этот момент коэффициент вытеснения составлял 37 %, что эквивалентно 96 % от итогового вытеснения для этого процесса.

При заводнении на момент закачки 0,6 п.о. был получен коэффициент вытеснения 34,5 %, что эквивалентно 83,7 % от итогового.

В целом чередование воды и газа 1:1 более эффективно, чем заводнение, до закачки первых 0,7 п.о., а к моменту закачки 1 п.о. эффективность этих процессов практически одинакова.

4. В экспериментах на взаимодействие флюидов было замечено, что экспериментальное поведение плотности и вязкости смеси пластовой нефти и дымовых газов не соответствуют ожидаемому – в процессе закачки газа ожидалось снижение плотности и вязкости флюида, чего не наблюдалось в действительности. Кроме того, жидкость не оставалась однородной во время процесса, что типично для процессов осаждения асфальтенов.

Взаимодействие нефти с дымовым газом повышает давление начала осаждения асфальтенов. Для анализируемой глубинной пробы нефти осаждение асфальтенов отмечалось при 21,1 МПа (3100 psi) и температуре 62,78°C (145°F). Для глубинной пробы нефти с добавлением дымовых газов в концентрации 13,3 % осаждение асфальтенов начиналось уже при 32,6 МПа для той же температуры 62,78°C (145°F).

В статье (Dong, Huang, 2002) авторы исследовали закачку дымовых газов при извлечении тяжелой нефти для изучения влияния скорости вытеснения, режима вытеснения (вертикальное сверху вниз, вертикальное снизу-вверх, горизонтальное) и размера оторочки. Также исследовалось формирование в керне свободного газа в процессе закачки дымовых газов. Проведено девять экспериментов на физической модели. Использовались образцы

песчаника месторождения Senlac провинции Saskatchewan (Канада), насыщенные нефтью того же месторождения.

Проведено три эксперимента для определения эффективности вытеснения для горизонтального, вертикального нисходящего и вертикально восходящего режимов закачки. В этих экспериментах оторочка дымового газа (приблизительно 0,4 объема пор) закачивалась в обводненную песчаную модель, за которой следовали продолжительное заводнение и истощение модели. Заводнение, первоначальное и повторное, проводилось при горизонтальном положении модели. Только на этапе закачки газа ориентация модели изменялась, чтобы отразить моделируемый режим закачки. Такая процедура была использована, чтобы попытаться достичь близкой остаточной нефтенасыщенности перед закачкой газа в этих экспериментах.

Результаты исследований показали, что схема закачки газа в пласт сверху вниз оценивается как наиболее эффективная. В этом случае нагнетаемый газ дольше всего остается в контакте с нефтью. Предполагается, что диоксид углерода, присутствующий в дымовых газах, вызовет при этом максимально возможное снижение вязкости и набухание нефти. Как следствие, среди трех исследованных схем закачки данный режим показывает наибольшую эффективность вытеснения на стадиях нагнетания газа и последующего заводнения. Добыча нефти во время стадии итогового истощения также была высокой из-за повышенного растворения газа во время закачки газа и большего объема защемленного свободного газа во время повторного заводнения.

Обратная ситуация имеет место для газа, как фазы с низкой плотностью, при его закачке снизу вверх в песчаную модель. При такой схеме газ быстро перемещается вверх по каналам с наименьшим сопротивлением течению. Горизонтальная закачка газа представляет промежуточную ситуацию с ожидаемой средней эффективностью вытеснения нефти. Однако из-за большой разницы между остаточной нефтенасыщенностью после первоначального заводнения в разных экспериментах эти тенденции не удалось полностью зафиксировать по результатам физического моделирования.

Также проведено три эксперимента для определения влияния размера оторочки дымового газа на нефтеотдачу. Во всех трех экспериментах условия были одинаковыми, за исключением размера оторочки дымового газа. Объемы оторочки составляли 0,1, 0,6 и 1,0 от объема пор (рис. 4). Авторы отмечают, что исходя из динамик извлечения нефти можно ожидать, что использование оторочки небольшого объема может обеспечить относительно более рентабельную добычу нефти. Однако оптимальный

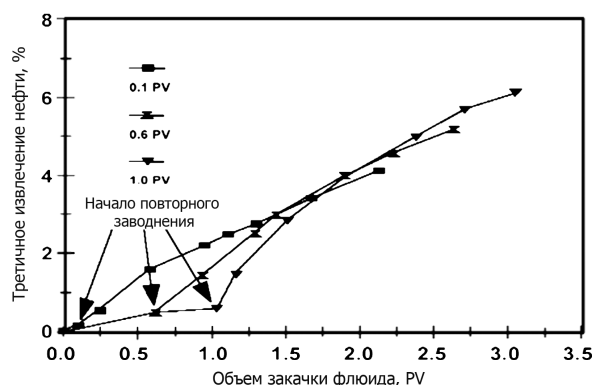


Рис. 4. Влияние размера оторочки газа на извлечение нефти из модели пласта при закачке газа и последующем заводнении (PV – поровый объем) (Dong, Huang, 2002)

размер оторочки требует уточнения с помощью численного моделирования.

В целом в исследованиях (Dong, Huang, 2002) выявлено, что закачка газа вертикально вниз является наиболее эффективной стратегией вытеснения, а закачка вертикально вверх – наименее эффективной. Горизонтальная закачка дымовых газов представляет собой промежуточную ситуацию. Также закачка дымового газа с низкой скоростью оценивается как более эффективная, чем закачка с повышенным темпом.

В работе (Wang et al., 2021) выполнялось исследование закачки дымовых газов в форме водогазового воздействия (ВГВ) для увеличения нефтеотдачи и многокомпонентного захоронения дымовых газов в пласте после заводнения. Авторы экспериментально показали, что извлечение нефти из керновой модели (коэффициент вытеснения) при применении водогазового воздействия с дымовыми газами было увеличено на 21,25 % после предшествующего непрерывного заводнения, при этом отмечалось значительное снижение обводненности. Результаты расчета емкости хранения каждого компонента дымовых газов показали, что захоранивается в коллекторе около 16 % от закачанного объема дымовых газов, в основном – N_2 и CO_2 . При этом в пласте в свободной газовой фазе остается только азот, а углекислый газ и другие газы растворяются в пластовых флюидах (нефти и воде). Предложены стратегии закачки, целесообразные, соответственно, для хранения дымовых газов, увеличения нефтеотдачи и комбинации хранения дымовых газов и повышения нефтеотдачи.

Для исследования использовались образцы из скважины N18 с месторождения Карамай (Китай). Модель пласта представляла собой колонку из 14 керновых образцов (8 из них являлись песчаником, остальные конгломераты), общая длина которой составила 90,55 см. Средняя проницаемость колонки – 348,12 мД, объем пор (PV) и объем углеводородов в порах (HCPV) – 232,9 и 137 см³, соответственно.

Эксперимент проводился при пластовых условиях: температура – 42°C, давление – 8 МПа, перепад между горным и поровым давлением – 5 МПа. Использована рекомбинированная модель пластовой нефти с содержанием компонентов C11+ 39 мол. % и начальным газосодержанием – 37 м³/м³. Дымовой газ состоял из около 83,9 % N_2 , 14,7 % CO_2 , а также небольших долей CO, кислорода, метана, водорода.

Последовательность операций состояла в следующем.

- Керновую модель насыщали пластовой водой из скважины.
- Далее через модель прокачивали нефть до тех пор, пока в сепараторе не переставал увеличиваться уровень воды.
- Производилось заводнение модели до достижения 100 % обводненности (прекращения выхода нефти).
- Далее выполнялось ВГВ с размером оторочки 0,1 HCPV до тех пор, пока не прекратится прирост объема нефтяной фазы в сепараторе на выходе модели; при этом объем закачки дымового газа составил 1,4 HCPV. Объем закачанной воды, дымового газа и добываемых флюидов (нефть, газ, вода) регистрировали после закачки каждые 0,1 HCPV флюида.

В результате экспериментов авторы смогли определить момент прорыва дымовых газов и объем активной зоны для их хранения. Целесообразный объем закачки дымовых газов для получения максимальной емкости их хранения при сохранении достаточно высокого коэффициента извлечения нефти в процессе ВГВ составил 0,7 HCPV. Соответствующий коэффициент извлечения (вытеснения) нефти – 62,78 %.

Эксперименты по гравитационному дренированию при закачке дымовых газов

В работе (Al Riyami, 2017) представлены результаты трех экспериментов по гравитационному дренированию (вытеснению сверху вниз) при закачке дымовых газов при давлениях 3,4 МПа, 6,9 МПа и 13,8 МПа на образцах песчаника Береа. В качестве модели нефти использовался декан (n-C10). Во всех экспериментах имело место несмешивающееся вытеснение. Закачка газа производилась в режиме третичного метода после заводнения. Результаты с дымовым газом сравнивались с результатами, полученными для азота и углекислого газа.

На рисунке 5 сопоставлены результаты для трех рассмотренных значений давления.

Из экспериментов получены следующие выводы.

1. Закачка дымовых газов в третичном режиме наиболее эффективна при 13,8 МПа, как можно увидеть на рисунке 5, что объясняется ростом растворимости и снижением поверхностного натяжения в сравнении с меньшими давлениями.

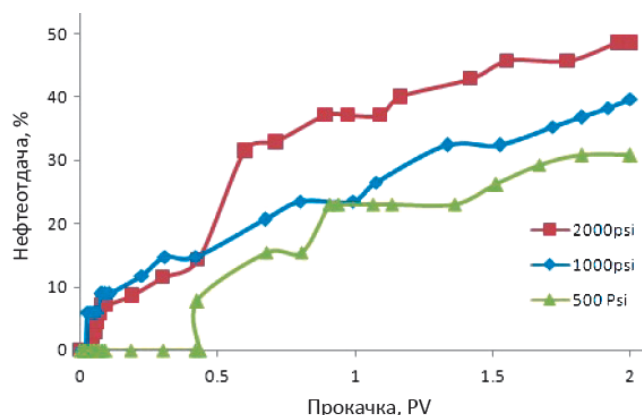


Рис. 5. Сравнение вариантов закачки дымовых газов при различных давлениях (2000 psi = 13,8 МПа, 1000 psi = 6,9 МПа, 500 psi = 3,4 МПа) (Al Riyami, 2017) (PV – поровый объем)

2. Эффективность вытеснения нефти разными газами в режиме третичного гравитационного дренирования различна.

Вытеснение при закачке дымовых газов эффективнее, чем при закачке азота. Это можно объяснить тем, что поверхностное натяжение в системе дымовой газ-декан меньше, чем поверхностное натяжение в системе азот-декан, что ведет к снижению остаточной нефтенасыщенности.

При низком давлении (3,4 МПа) доизвлечение нефти при закачке CO_2 и азота начинается раньше, чем при закачке дымовых газов. Доизвлечение нефти при закачке дымовых газов отмечалось после закачки 0,4 поровых объемов. С ростом давления доизвлечение нефти начинается при меньших объемах закачки газа.

При высоких давлениях вытеснение декана углекислым газом становится смешивающимся, коэффициент вытеснения достигает почти 100 %. Дымовой газ по эффективности проигрывает CO_2 , но опережает азот.

Эксперименты по закачке дымовых газов совместно с паром для вытеснения тяжелых нефтей

В статье (Monte-Mor et al., 2013) исследовали эффективность закачки пара в сочетании с дымовым газом в лабораторных условиях для извлечения тяжелой нефти 16,14°API (плотность – 958 кг/м³, вязкость – 747 сП до 51°С) из бассейна Потигуар на северо-востоке Бразилии. Модель коллектора в исходном состоянии представляла собой смесь песка, воды и дегазированной нефти с предварительно рассчитанным количеством каждого компонента (табл. 6).

На рисунке 6 показано нормализованное распределение алканов в дегазированной нефти, полученное по данным хроматографии. Можно отметить отсутствие легких углеводородов (от C1 до C7) и присутствие C14 и C17 в концентрациях выше 40 мг/кг, что дополнительно характеризует нефть как тяжелую.

В таблице 7 представлены накопленная добыча нефти, паронефтяное отношение и коэффициент вытеснения для четырех экспериментов.

Исходя из данных по накопленной добыче нефти, можно отметить, что добавление дымовых газов всегда увеличивает объем добытой нефти по сравнению с объемом, полученным при закачке чистого пара. Но прирост немонотонно зависит от количества добавляемого газа:

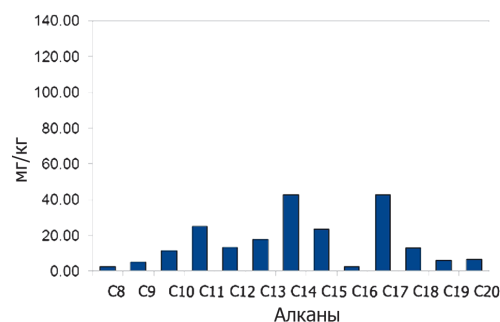


Рис. 6. Распределение алканов в нефти (Monte-Mor et al., 2013)

Эксперимент	Накопленная добыча нефти, мл	Паронефтяное отношение, мл/мл	$K_{\text{выт}}$, %
5 мл/мин пара	263	2,4	47
4,5 мл/мин пара и 150 мл/мин дымового газа	430	1,3	79
4,5 мл/мин пара и 200 мл/мин дымового газа	351	1,9	64,86
4,5 мл/мин пара и 340 мл/мин дымового газа	301	2	55,85

Табл. 7. Накопленная добыча нефти, паронефтяное отношение и коэффициент вытеснения для четырех экспериментов (Rivera et al., 2010)

при увеличении доли закачиваемого дымового газа извлекается меньший объем нефти. Эти данные указывают, что может существовать оптимальная пропорция совместной закачки пара и дымового газа с точки зрения максимизации коэффициента вытеснения.

В целом экспериментальные исследования, проведенные в работе (Monte-Mor et al., 2013), показали, что закачка пара с добавлением дымового газа в объеме около 10 % от чистого пара улучшает вытеснение и энергоэффективность процесса (паронефтяное отношение), обеспечивая коэффициент вытеснения 56–79 %. Содержащийся в дымовом газе CO_2 при высоком давлении способствует развитию зоны смесимости с нефтью. Кроме того, газ помогает поддерживать более стабильное давление за фронтом вытеснения. В экспериментах, в которых пар и дымовой газ закачивались совместно, обеспечивалось

Эксперимент	1	2	3	4
Пористость (%)	47,89	47,81	47,94	47,94
Объем пор (мл)	1074,4	1072,6	1075,6	1075,5
Нефтенасыщенность (%)	49,95	50,2	50,28	50,28
Водонасыщенность (%)	18,57	19,71	18,64	18,64
Газонасыщенность (%)	31,48	30,09	31,08	31,08
Начальные объемные запасы нефти (мл)	536,88	538,71	541	539,1071
Начальное содержание воды (мл)	199,51	211,47	200,47	205,8
Скорость закачки пара (мл/мин)	5	4,5	4,5	4,5
Температура закачки (°С)	160	160	160	160
Давление добычи (бар)	2	1	2	2
Скорость закачки дымовых газов (мл/мин)	-	150	200	340
Объемная доля газа в парогазовой смеси (%)	-	10,34	13,79	23,45

Табл. 6. Свойства моделей пласта и условия проведенных экспериментов (Monte-Mor et al., 2013)

10 %-ное сокращение объема закачиваемого пара (в эквиваленте холодной воды) по сравнению с нагнетанием чистого пара. Это приводит к снижению затрат, поскольку более дешевый дымовой газ заменяет определенную долю генерируемого пара. Кроме того, присутствие азота в дымовом газе помогает вытеснению нагретой нефти из пористой среды.

Прирост добычи нефти немонокотонно изменяется с количеством закачанного газа. Оптимальное соотношение газа и пара в рассмотренной области изменения параметров составляет 34:1, но требует проведения исследований в более широком диапазоне. Сокращение количества закачиваемого водяного пара (уменьшение паронефтяного отношения) приводит к снижению потребления энергии на подготовку воды, генерацию пара и обработку добываемой воды, а также к частичному захоронению CO_2 . Совместно эти эффекты помогают снизить затраты на извлечение нефти и улучшить экологичность проекта.

В работе (Qingya et al., 2009) проводились эксперименты по вытеснению тяжелой нефти из низкопроницаемых природных кернов при пластовых условиях с различными закачиваемыми флюидами, такими как вода, дымовые газы, пар и высокотемпературная парогазовая смесь. Факторы, влияющие на процесс закачки смешивающегося газа, детально исследованы методом численного моделирования. В качестве примера рассматривается месторождение Яньчан с целью поиска более эффективного метода повышения нефтеотдачи для пластов с низкой проницаемостью. Основным литотипом данного объекта является мелкозернистый песчаник с преобладанием полевого шпата. Модель нефти, использованная в экспериментах, была получена рекомбинацией устьевой пробы нефти с газом сепарации при начальных условиях (табл. 8). Физические свойства при пластовых условиях приведены в таблице 9.

Проведено два разных эксперимента с газами, закачиваемыми при пластовой температуре. Параметры использованных образцов керна приведены в таблице 10. После того как как обводненность при вытеснении водой достигла 98 %, в первом эксперименте был осуществлен переход на закачку дымового газа, а во втором эксперименте – на закачку дымового газа в составе парогазовой смеси.

Результаты экспериментов показали, что и дымовой газ, и парогазовая смесь (дымовой газ, смешанный с паром) могут повысить нефтеотдачу после заводнения. При этом парогазовая смесь имеет больше преимуществ. Прирост коэффициента вытеснения за счет закачки парогазовой смеси достигает 32 %, а за счет закачки дымовых газов – только 14 %. Допрорывной период для дымового газа также короче, чем для парогазовой смеси, из-за «канального» и теплового эффектов. Наличие пара в составе смеси помогает уменьшить эффект канальных прорывов и снизить вязкость нефти, а также улучшает контакт нефти и растворителя (CO_2 в составе дымового газа) во фронтальной зоне. При этом легкие компоненты из тупиковых пор могут перемещаться во взаимосвязанные поры и уменьшать там вязкость нефти за счет саморастворения. Эффект испарения усиливается во время нагнетания высокотемпературной парогазовой смеси, способствуя снижению остаточной нефтенасыщенности. При этом газ

	N_2	CO_2	C_1	C_2	C_3	IC_4	NC_4	IC_5
Состав,	0,086	0,207	3,802	1,816	1,303	0,844	0,822	0,129
мол. %	NC_5	C_6	C_7	C_8	C_9	C_{10}	$\text{C}_{11}+$	
	0,54	1,497	4,331	5,552	7,986	7,944	63,142	

Табл. 8. Состав модели нефти (Qingya et al., 2009)

	Пластовая нефть	Рекомбинированная нефть
Плотность однократно дегазированной нефти (кг/м^3)	840,8	838,39
Газосодержание однократно дегазированной сырой нефти ($\text{м}^3/\text{м}^3$)	7,15	7,0319
Плотность в пластовых условиях (кг/м^3)	824	823,85
Давление насыщения при 27,86°C (МПа)	0,938	0,936
Давление насыщения при 60°C (МПа)	1,119	1,1167
Плотность при давлении насыщения при 60°C (кг/м^3)	804,6	803,02

Табл. 9. Данные о рекомбинированной модели нефти (Qingya et al., 2009)

№	Пористость, %	Проницаемость, мД	Нефте-насыщенность, %	Режим закачки
1	17,28	15,32	58,68	дымовой газ
2	17,53	17,85	60,35	дымовой газ и пар

Табл. 10. Основные параметры экспериментов

помогает уменьшить потери тепла и увеличить площадь нагрева. Все это в совокупности способствует более высокой эффективности извлечения нефти.

Учитывая, что доля углекислого газа в дымовых газах разного происхождения может быть разной, авторами было проведено три эксперимента с разными долями углекислого газа: 10 %, 15 % и 20 %. Результаты ожидаемо показали, что с увеличением доли двуокиси углерода эффективность вытеснения увеличивается. Это связано с лучшей способностью CO_2 к растворению, что приводит к более существенному изменению объема нефти, чем при растворении азота. Поэтому целесообразно частично очищать дымовой газ от азота, чтобы повысить содержание двуокиси углерода, если это экономически оправдано.

Параметры нагнетания имеют большое влияние на эффективность вытеснения. Оптимальная температура закачиваемой парогазовой смеси для рассмотренного объекта составляет 150–180°.

Численное моделирование процесса показало, что оптимальный объем закачки парогазовой смеси составляет 0,2 от объема пор (рис. 7). С ростом этой величины увеличивается как объем добычи нефти, так и инвестиционные затраты. С ростом объема закачки эффективность воздействия парогазовой смесью увеличивается на ранней стадии, но снижается на поздней стадии разработки.

Оптимальное соотношение газа и пара составило 4:1–8:1 (рис. 8). Это связано с тем, что пластовое давление низкое, и закачка большего объема газа помогает его восстановлению и своевременному сохранению энергии пласта.

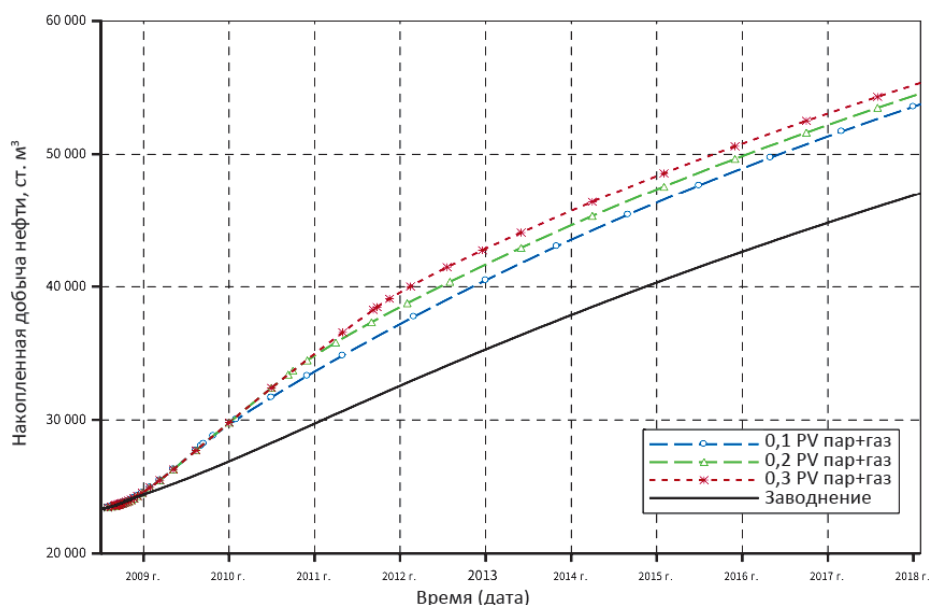


Рис. 7. Накопленная добыча нефти при различных объемах закачки парогазовой смеси: синяя линия – 0,1 от объема пор, зеленая – 0,2, красная – 0,3, черная – заводнение (Qingya et al., 2009) (PV – поровый объем)

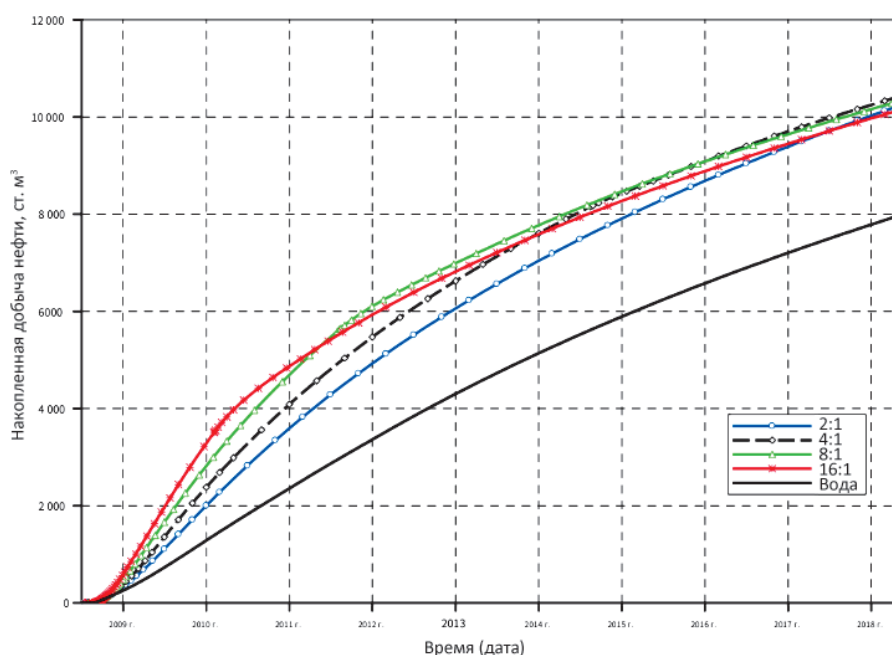


Рис. 8. Накопленная добыча нефти при различных соотношениях газа и пара: синяя линия – 2:1, черная – 4:1, зеленая – 8:1, красная – 16:1, черная – заводнение (Qingya et al., 2009)

Однако слишком большой объем газа в смеси с паром приводит к образованию каналов раннего прорыва газа.

Исследование свойств флюидов при взаимодействии дымовых газов с нефтью

В работе (Al Riyami, 2017) проводилось измерение межфазного поверхностного натяжения (МФН) газ-нефть и плотности уравновешенных флюидных фаз при различных давлениях от 200 psi (1,38 МПа) до 1000–2000 psi (6,9–13,8 МПа) при постоянном объемном соотношении газ-нефть 80–20 % и температуре 100°F (37,8°C). В качестве модели нефти использовался н-декан.

Было проведено четыре серии измерений. В первом случае использовался газ, представленный 100 % CO₂. Во втором случае – газ, содержащий 85 % CO₂ и 15 % N₂. В третьем случае – 15 % CO₂ и 85 % N₂. В четвертом – 100 %

N₂. Таким образом, исследовалось влияние состава газа на МФН и МДС (минимальное давление смесимости).

На рисунках 9–12 показаны полученные графики изменения МФН от давления для четырех экспериментов. МФН ожидаемо уменьшается с увеличением давления.

Для эксперимента 1 с CO₂ экстраполяция графика до нулевого значения МФН приводит к оценке МДС в 1215 psi (8,38 МПа).

Для эксперимента 2 (состав газа 85 % CO₂ – 15 % N₂) экстраполяция графика до нулевого МФН приводит к оценке МДС, равной 1465 psi (10,1 МПа).

Для эксперимента 3 (состав газа 15 % CO₂ – 85 % N₂) аналогичным путем получена оценка МДС – 4556 psi (31,4 МПа).

Для эксперимента 4 (с чистым N₂) МДС оценено в 4687 psi (32,3 МПа).

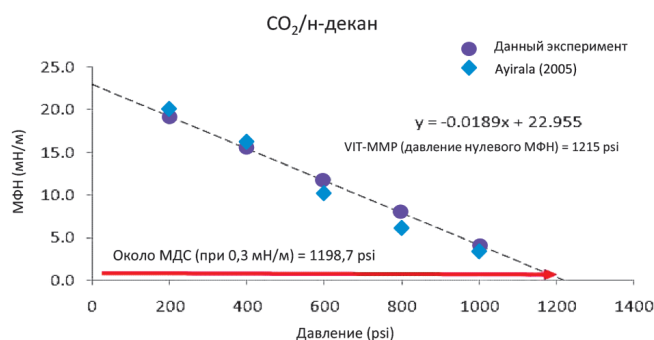


Рис. 9. График МФН между равновесными фазами от давления для эксперимента 1 (с чистым CO_2) (Al Riyami, 2017)

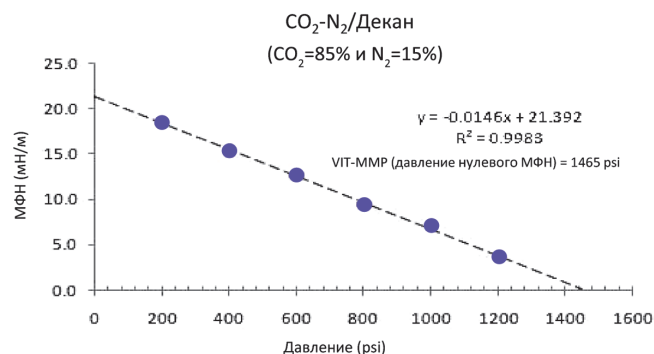


Рис. 10. График МФН между равновесными фазами от давления для эксперимента 2 (с 85% CO_2 – 15% N_2) (Al Riyami, 2017)

Сводный график МФН для четырех экспериментов приведен на рис. 13. Видно, что система с 15% N_2 ведет себя близко к чистому CO_2 , а система с 15% CO_2 – близко к чистому N_2 с гораздо более высокими условиями смесимости.

В статье (Rivera et al., 2010), помимо описанных выше экспериментов по вытеснению, проводилось исследование свойств системы «пластовая нефть – дымовой газ». Целью исследования являлся анализ поведения пластовой нефти, полученной путем отбора глубинной пробы, в контакте с дымовыми газами в зависимости от возможного давления закачки. Использовался синтетический газ с составом, аналогичным среднему составу по характеристике выбросов дымовых газов на НПЗ в Барранкабермеха.

Исследования проводились путем смешивания дымового газа с пластовой нефтью в следующих молярных долях: 4,59%, 8,19%, 12,2%, 16,41%, что характеризовалось соответствующим увеличением давления насыщения (табл. 11).

В каждом случае после добавления дымового газа систему флюид-газ оставляли перемешиваться в течение

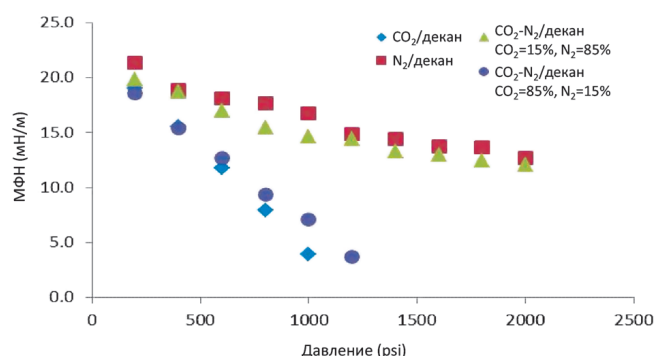


Рис. 13. Сводный график МФН между равновесными фазами от давления для четырех экспериментов (Al Riyami, 2017)

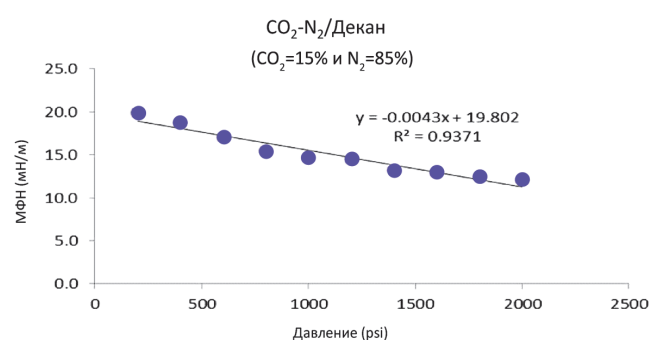


Рис. 11. График МФН между равновесными фазами от давления для эксперимента 3 (с 15% CO_2 – 85% N_2) (Al Riyami, 2017)

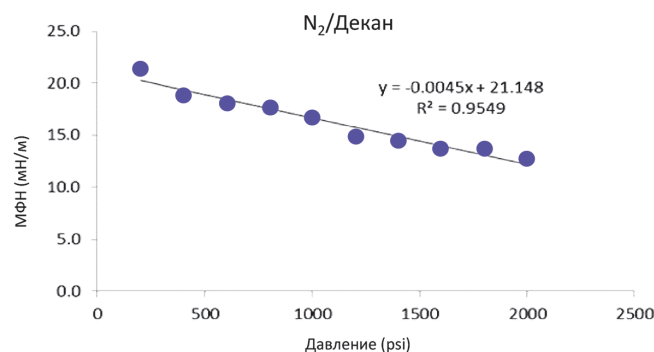


Рис. 12. График МФН между равновесными фазами от давления для эксперимента 4 (с чистым N_2) (Al Riyami, 2017)

двух дней при давлении 34,5 МПа (5000 psi) и пластовой температуре (144,5°F = 62,5°C) для получения гомогенной фазы. Результаты показывают, что увеличение объема не демонстрирует типичного существенного роста, что может указывать на возможное выпадение асфальтенов.

Для каждой полученной смеси из ячейки отбирали две порции флюида для экспериментального определения вязкости и плотности при давлении насыщения.

Можно заметить, что поведение плотности и вязкости не соответствует ожидаемому: не отмечалось снижения плотности и вязкости жидкой фазы с увеличением доли дымового газа в смеси. Кроме того, результаты показывают, что жидкость не остается однородной, что типично для процессов осаждения асфальтенов.

Таким образом, на примере месторождения Лланито было показано, что взаимодействие дымовых газов с тяжелой нефтью не всегда приводит к существенному увеличению объема жидкости по мере увеличения доли растворенного дымового газа, что также выражается в отсутствии ожидаемого снижения плотности и вязкости нефти. Этот эффект может быть связан с образованием в смеси фазы асфальтенов.

Доля дымового газа в смеси (мол. %)	Давление насыщения (psia / МПа)
0,00	2160 / 14,89
4,59	2606 / 17,97
8,19	2961 / 20,42
12,2	3415 / 23,55
16,41	3915 / 26,99

Табл. 11. Значения давления насыщения для различных молярных долей дымового газа в смеси (Rivera et al., 2010)

Опыт применения закачки дымовых газов на нефтяных месторождениях

Закачка дымовых газов для увеличения нефтеотдачи начала применяться в США еще в 60-х годах прошлого века (Final report of Fossil Energy, 1980).

Одним из первых примеров закачки дымовых газов является месторождение Neale, открытое в 1940 году в штате Луизиана. Залежь представляет собой антиклинальную ловушку протяженностью 8 км. Песчаники характеризуются низкой проницаемостью. Максимальный уровень добычи был достигнут в 1944 году и составил 1192 м³/сут.

Закачка смешивающегося газа высокого давления в песчаники на глубине 3170 м была начата в 1956 году. В 1962 году пилотный проект по смешивающемуся вытеснению с закачкой оторочки обогащенного пропаном углеводородного газа был начат на объекте Lilliedoll Sand. Проект был успешным, и в 1964 году закачку начали осуществлять по всему месторождению. Было решено заменить более дорогой углеводородный газ на дымовой газ для вытеснения ранее закаченного углеводородного газа и последующей реализации попеременной закачки оторочек воды и смешивающегося дымового газа высокого давления.

Объем закачки дымовых газов при вытеснении углеводородного газа составлял 113,27 тыс.м³/сут при давлении 31 МПа. В нагнетательных скважинах была обнаружена коррозия.

Известен также неудачный опыт по закачке дымовых газов на месторождении East Binger, расположенного в Оклахоме. East Binger разрабатывалось с 1977 года компанией Philips Petroleum. На месторождении площадью 42,55 км² были пробурены 61 добывающая и 17 нагнетательных скважин. Добыча осуществлялась из продуктивного песчаника толщиной 8,23 м. Пористость – 7,5 %, проницаемость – 0,2 мД. Продуктивный горизонт располагается на глубине 3048 м. Плотность нефти 834,8 кг/м³, вязкость в пластовых условиях – 0,3 сП, пластовая температура – 87,8°C.

Первоначально объем закачки составлял 170000 м³/сут. Позднее количество нагнетательных скважин было увеличено еще на 4, и объем закачки увеличился до 850000 м³/сут. Компания ожидала, что добыча на месторождении увеличится втрое, что повысит конечное извлечение нефти с 16 до 44 миллионов баррелей (с 2,54 до 6,99 млн м³). Но в процессе закачки произошел ранний прорыв дымовых газов, и ожидаемого увеличения добычи добиться не удалось.

Позднее, в 1996 году, компанией Driver Production был предложен проект по закачке дымовых газов на другом месторождении в штате Оклахома с использованием пятиточечной схемы размещения скважин (Godwin, 1998).

Месторождение East Edna открыто в 1930-х годах. Месторождение разрабатывалось периодически в течение 1930-х, 1950-х и 1980-х годов. И нефть, и газ были обнаружены в отложениях Dutcher на средней глубине 762 метра.

Согласно проектным решениям, закачка дымовых газов производилась в затрубное пространство скважины Nash 3, при этом насосное оборудование оставалось в скважине. Предусматривалась эксплуатация скважины в циклическом режиме, но с большими объемами закачки и более высокими давлениями нагнетания, чем в традиционном методе Huff&Puff. Через некоторое время насос

вышел из строя, предположительно, из-за коррозии, но его не стали заменять, чтобы исключить падение давления.

За время осуществления проекта было закачено около 40 % от объема пор, занятых нефтью и газом. Отклик на закачку дымовых газов в добывающих скважинах имел следующий характер: сначала происходило увеличение добычи газа и давления, а затем увеличение добычи нефти.

К июню 1997 г. средняя добыча по скважинам составляла 12–14 баррелей в сутки. С того времени погодные условия, механические проблемы с насосами, нерешенная проблема с отводом дымовых газов на одной из добывающих скважин и другие обстоятельства привели к нестабильным периодам закачки, и добыча нефти и газа снизилась.

В России закачка дымовых газов осуществлялась совместно с закачкой пара на двух месторождениях высоковязкой нефти (Shchesnyak et al., 2019). Как показали многочисленные исследования, коэффициент вытеснения нефти при совместной закачке пара с дымовыми газами значительно выше (до 68 %) по сравнению с простой закачкой пара. Например, согласно исследованиям (Wang, 2017), коэффициент вытеснения нефти увеличивается с 47 % при закачке пара до минимума 55,9 % при совместной закачке пара с дымовыми газами. При совместной закачке пара с дымовыми газами наблюдается синергетический эффект, то есть прирост добычи нефти превышает сумму приростов добычи от закачки пара и дымовых газов по отдельности. Опробование совместной закачки пара с дымовыми газами показало высокую эффективность данной технологии.

Технология апробирована в России в Краснодарском крае и Республике Коми. На краснодарском месторождении Зыбза-Глубокий Яр (Antoniadi, 1998) на одном участке удельный расход пара снизился с 5,7 до 1,7 тонн на 1 тонну нефти при совместной закачке пара с дымовыми газами. На другом участке это соотношение также было низким и составляло 2,2 тонны пара на тонну нефти.

На Усинском месторождении дымовые газы закачивались совместно с паром в течение 21 суток, за это время соотношение пар/нефть снизилось с 5 до 4,3, а добыча нефти увеличилась на 7,3 % (Козлов, 2004). Утилизация газа при этом составила 70 %.

На китайском морском месторождении Бохай использовался мобильный парогазогенератор, что позволило разместить его на морской платформе (Zong et al., 2013). Циклические обработки горизонтальных скважин смесью пара и дымовых газов проводились в течение 2 лет. Дебит нефти увеличился в 3 раза по сравнению с естественным режимом.

Оценка потенциального эффекта от совместной закачки пара с дымовыми газами произведена для одного из месторождений природного битума в Карибском бассейне (Shchesnyak et al., 2019). Циклическая закачка пара в горизонтальных скважинах принята как основной метод разработки. Гидродинамическое моделирование проводилось на секторной модели с геометрическими размерами 1000×100×86 м (X×Y×Z) в симуляторе CMG STARS. Количество ячеек в секторной модели составило: по оси X – 20, по оси Y – 40, по оси Z – 110. Размеры ячеек: вдоль оси скважин – 50 м, перпендикулярно оси скважин – 2,5 м, по вертикали – 0,8 м. Исходное распределение нефтенасыщенности пласта рассчитано по

данным цифровой геологической модели. Распределение начального давления строилось как функция глубины и насыщения по известному начальному пластовому давлению на определенной абсолютной глубине объекта разработки. Были учтены зависимости растворимости углекислого газа в нефти от давления и зависимость вязкости нефти от концентрации растворенного углекислого газа при разной температуре. В расчетах предполагалось полное использование дымовых газов от парогенератора. Состав закачиваемой в пласт парогазовой смеси был следующим: CO_2 – 3,8 % мол., N_2 – 28,1 % мол., H_2O – 68,1 % мол.

В течение всего периода разработки динамика накопленной добычи нефти варианта с совместной закачкой пара и дымовых газов превосходит вариант с закачкой только пара. Накопленная добыча нефти на конец разработки участка в варианте с закачкой пара и дымовых газов на 9,5 % больше, чем в варианте с закачкой пара. Накопленное паронефтяное отношение в конце разработки месторождения в варианте с закачкой пара и дымовых газов на 12,8 % ниже, чем в варианте с закачкой пара, что указывает на значительное снижение энергозатрат на производство пара.

Технологические аспекты применения дымовых газов в качестве агента закачки в смеси с водой рассматриваются в ряде патентов. Так, авторы работы (Трофимов и др., 2012) предлагают технологию вытеснения нефти при помощи модифицированного метода водогазового воздействия с применением гидродинамического смесителя (ГДС) и кустовой насосной станции. В качестве газа рассматриваются попутный углеводородный газ (74 % метана) и дымовой газ. Попутный газ собирается на комплексном сборном пункте и имеет давление 0,7–1 МПа. Он подается на ГДС. К ГДС подведена вода из системы ППД, имеющая такое же давление. На ГДС производится смешение газа и воды до создания тонкодиспергированной пены; затем эта стабильная пена подается на КНС, где давление смеси доводится до 120–140 атм и подается на газораспределительную батарею, а затем по водоводам перераспределяется по нагнетательным скважинам. ГДС позволяет получать устойчивую тонкодиспергированную пену двух несмешивающихся реагентов – газа и воды – в заданном соотношении.

Были проведены лабораторные исследования со следующими параметрами. Модель пласта: нефтенасыщенный составной керн длиной – 0,56 м, проницаемостью – 96 мДарси, водонасыщенностью – 0,31, пористостью – 0,22. Условия эксперимента: температура 75°C, давление 15 МПа, состав смеси: 25 % газ и 75 % вода.

Коэффициент вытеснения нефти водой составил 0,64 д.ед. При последующей закачке устойчивой газоводяной эмульсии получен прирост коэффициента вытеснения на 21 % абс., а при дальнейшем вытеснении неустойчивой эмульсией итоговый коэффициент вытеснения составил 0,89 д.ед., т.е. на 25 % абс. выше по сравнению с заводнением.

Авторы патента (Саямов и др., 1996) предлагают способ разработки нефтяного месторождения, включающий закачку воды и газа (в т.ч. дымового) через нагнетательную скважину, при котором смешение газа с водой осуществляют с помощью предварительно установленного на эксплуатационной колонне эжектора, активный вход

которого соединен с ее внутренней полостью, а пассивный – с межтрубным пространством. Авторы патента (Рюмин и др., 1996) также рассматривают закачку в нефтяной пласт водного раствора и газа. Предполагается размещение на промысле установки по переработке нефти, например, включающей блок электрообессоливания, электрообезвоживания и атмосферной разгонки, блок термоконтактного крекинга, блок гидрогенизации. С установки предлагается отбирать сточные воды и дымовой газ, нагревать сточные воды дымовым газом и закачивать в пласт для вытеснения нефти в непрерывном или циклическом режимах горячие сточные воды с дальнейшей закачкой горячего дымового газа. Или закачивать смесь сточных вод с дымовыми газами.

В непрерывном режиме полученную горячую смесь предлагается закачивать в нефтяной пласт и вытеснять нефть в направлении добывающих скважин. При циклическом способе добычи в скважину на первом этапе предлагается закачивать горячую парогазовую смесь. На втором этапе цикла – скважину перекрывать и выдерживать в течение времени, необходимого для передачи тепла от парогазовой смеси к нефти. На третьей стадии – добывать из скважин нагретую нефть в смеси с водой и дымовыми газами.

Добытая нефть при этом поступает на установку по переработке нефти, обгазированные нефтепродукты транспортируются потребителям. Нефтяной кокс сжигается в котле-утилизаторе. Все сточные воды и дымовые газы установки закачиваются в нефтяной пласт для интенсификации добычи нефти.

В статье (Горбылёва, 2021) по итогам обзора публикаций, связанных с применением дымовых газов для повышения нефтеотдачи, отмечается ряд положительных особенностей такого воздействия. Дымовые газы, имея большой относительный объем, в процессе несмешивающегося вытеснения увеличивают свободное газонасыщение пласта с преобладанием в газовой фазе азота, снижая тем самым относительную проницаемость для воды. Обладая высокой сжимаемостью и низкой теплопроводностью, азот может не только увеличивать пластовое давление, но и снижать потери тепла при совместной закачке с теплоносителем. Поэтому в качестве перспективной технологии предлагается совместная закачка водогазовой смеси на основе дымовых (выхлопных) газов в пласт с помощью насосно-эжекторных систем. Выхлопные газы, например, от газопоршневых электрогенерирующих установок, расположенных на месторождении, направляются в теплообменные аппараты, где вода от кустовой насосной станции нагревается теплом от потока дымовых газов, а дымовые газы охлаждаются. Дымовые газы по линии подачи поступают в приемную камеру жидкостно-газового эжектора, а вода нагнетается в сопло струйного аппарата. На выходе из эжектора формируется газожидкостная смесь высокой температуры, которая последующим дожимным насосом закачивается в нагнетательные скважины.

Выводы

1. Особенности применения дымовых газов для вытеснения нефти связаны с их составом. Из-за преобладания в составе азота они по свойствам близки к N_2 . Но наличие CO_2 в типичной доле около 15 % способствует

некоторому улучшению как вытесняющей способности, так и растворимости в нефти.

2. Как и в других методах газового воздействия, наиболее эффективным является закачка в режиме смесимости. Однако достижение смесимости с дымовыми газами возможно только для легких нефтей и при достаточно высоких давлениях (350–400 атм и более) и температурах (~100°C), т.е. при глубинах залегания пласта от 3–3,5 км. При этом возникает режим многоконтактной смесимости, т.е. полное смешивание нефти и газа возникает по мере обогащения дымового газа испаряющимися легкими компонентами из нефти и растворения CO₂ в пластовой нефти. Размер зоны перехода к смесимости снижается с ростом давления и увеличением концентрации CO₂ в дымовых газах (например, если углеводороды сжигаются в присутствии воздуха, обогащенного кислородом).

3. Другая область эффективного применения дымовых газов – в качестве компонента парогазовой смеси при разработке залежей высоковязких, сверхвязких нефтей и битумов. В этом случае горячие дымовые газы, образующиеся в результате сгорания топлива в парогенераторе, добавляются в поток нагнетаемого пара для увеличения объема нагнетаемого агента и, соответственно, увеличения компенсации отборов, а также дополнительного снижения вязкости нефти за счет растворения газовых компонентов.

В некоторых работах показано, что оптимальное соотношение дымового газа к пару в парогазовой смеси может составлять 4:1–8:1, а прирост коэффициента вытеснения может составлять до 15–20 % (относительных) в сравнении с закачкой чистого водяного пара. В результате возрастает накопленная добыча нефти и снижается паронефтяное отношение, что способствует улучшению экономических показателей проекта.

Для закачки применяют парогазогенераторы и компрессоры специальной конструкции (например, щелевой струйный компрессор). Закачка возможна как в режимы вытеснения от нагнетательных к добывающим скважинам, так и в циклическом режиме (типа Huff&Puff). Опыт апробации метода совместной закачки пара и дымовых газов имеется как в России (Краснодарский край, республика Коми), так и за рубежом (Канада, Китай, Бразилия, страны Карибского бассейна). Метод представляется перспективным для оценки и апробации на залежах сверхвязких нефтей и битумов Республики Татарстан.

4. Для нефтей обычной и повышенной вязкости закачка дымовых газов дает эффект, близкий к закачке азота, но несколько превышающий по коэффициенту вытеснения (обычно в пределах 5 %). Чем выше концентрация CO₂ в дымовых газах и давление, тем эффективнее вытеснение.

В таких условиях закачка дымовых газов эффективна в форме ВГВ последовательными оторочками воды и дымового газа или подготовленной водогазовой смесью. Во втором случае используются смесители различной конструкции.

Комбинация закачки дымовых газов с закачкой воды способствует более стабильному вытеснению и снижению влияния неоднородности пласта на прорывы газа, особенно в сложнопостроенных карбонатных коллекторах.

В экспериментах по вытеснению нефти водогазовыми смесями отмечается формирование областей трехфазного течения. При этом свободная газовая фаза содержит

повышенную концентрацию азота, а CO₂ практически полностью растворяется в пластовой нефти и воде. Тем самым снижаются осложнения при прорывах газа в добывающие скважины.

5. PVT-исследования по взаимодействию нефти с дымовыми газами (swelling test с оценкой изменения объема и вязкости от давления насыщения дымовым газом) показали, что поведение смеси может не соответствовать ожидаемому: с ростом концентрации дымового газа и, соответственно, давления насыщения не всегда отмечается рост объемного коэффициента и снижение вязкости нефти. Авторы соответствующей публикации связывают это с формированием в смеси фазы асфальтенов, что является характерным осложнением при закачке CO₂-содержащих газов.

Другая типичная проблема, связанная с коррозией, для дымовых газов менее существенна в связи с пониженной концентрацией кислых компонентов. Тем не менее, в промышленной практике отмечалась проблема коррозии насосного оборудования в скважине, где чередовали периоды затрубной закачки дымового газа с периодами насосной добычи.

6. В ряде работ выполнялось экспериментальное и численное моделирование для сопоставления различных схем закачки дымового газа. Однозначный вывод указывает на наибольшую эффективность закачки (вытеснения) сверху вниз, тогда как закачка снизу вверх наименее эффективна из-за ранних прорывов газа. Горизонтальное вытеснение обеспечивает промежуточные результаты.

7. В случае закачки дымового газа в режиме ВГВ оптимальный размер оторочек требует оценки в каждом конкретном случае, но для одного из примеров оценен в 0,3 от объема пор с соотношением 1:1 с оторочками воды. После чередующихся оторочек целесообразен возврат к непрерывному заводнению, причем момент такого перехода требует оптимизации по результатам лабораторных экспериментов и моделирования.

8. Рассматриваемые в статье вопросы затрагивают только процессы взаимодействия дымового газа и нефти в пластовых условиях. Однако оценка целесообразности реализации проекта закачки дымовых газов должна системно включать все аспекты, в том числе – расчет удельных энергозатрат на обеспечение требуемых параметров закачки (очистка и осушка газа, компримирование и др.). Оценка энергозатрат важна как в экономическом плане, так и в экологическом в связи с «energy penalty» – сопутствующими дополнительными выбросами углекислого газа, снижающими общую эффективность процесса его утилизации при закачке в пласт дымовых газов с одновременным повышением нефтеотдачи.

9. С учетом расположения крупных источников генерации дымовых газов на промышленных объектах г. Нижнекамск, одной из областей возможного масштабного применения закачки дымовых газов являются месторождения прикамского района.

Литература

Горбылёва Я.А. (2021). О технологии закачки выхлопных (дымовых) газов для извлечения нефти. *Вестник Евразийской науки*, 13(4). <https://esj.today/PDF/08SAVN421.pdf>

Козлов В.Б. (2004). Комплекс технико-технологических решений по оптимизации теплового воздействия на глубокозалегающие залежи

высоковязкой нефти (на примере пермокарбоновой залежи Усинского нефтяного месторождения). Дисс. канд. тех. наук. Ухта.

Лихачёва Н.В., Христофоров Д.О., Хлебникова Т.Д. и др. (2020). Захоронение парниковых газов в геологических ловушках с целью интенсификации добычи нефти и газа. *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*, 6, с. 116-124.

Рюмин А.А., Белонин М.Д., Грибков В.В. (1996). Способ интенсификации добычи нефти. Патент RU 2055170 C1.

Саямов З.З., Шарифуллина Р.З. и др. (1996). Способ разработки нефтяного месторождения. Патент RU 2055168 C1.

Трофимов А.С., Круглов И.А., Бердников С.В. (2012). Водогазовое воздействие с использованием тонкодиспергированного углеводородного газа. *Мат. 8-й Всеросс. научно-тех. конф.: Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации)*. Тюмень: ТИУ, с. 55-60.

Ahmadi M.A., Hasanvand M.Z., Shokrolahzadeh S. (2015). Technical and economic feasibility study of flue gas injection in an Iranian oil field. *Petroleum*, 1(3), pp. 217–222. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2015.07.010>

Al Riyami M. (2017). Evaluation of Compositional Effects on Gas-Oil Miscibility and Gas-Assisted Gravity Drainage (GAGD) EOR Process. LSU Doctoral Dissertation.

Antoniadi D.G. (1998). Increased oil recovery by gas and steam-gas methods. Moscow.

Dong M., Huang S. (2002). Flue Gas Injection for Heavy Oil Recovery. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 41(9). <https://doi.org/10.2118/02-09-04>

Final report of Fossil Energy. State-of-the-art review of nitrogen and flue gas flooding in enhanced oil recovery (1980). Morgantown, West Virginia, Vol. 133. <https://doi.org/10.2172/6813742>

Godwin Jh. et al. (1998). A Small Independent Producer's Design, Construction and Operation of a Flue Gas Injection Project, East Edna Field, Okmulgee County, Oklahoma. *SPE/DOE Eleventh Symposium on Improved Oil Recovery*. Tulsa, Oklahoma, USA.

Monte-Mor L.S., Labossière P., Trevisan O.V. (2013). Laboratory Study on Steam and Flue Gas Co-injection for Heavy Oil Recovery. *SPE Heavy Oil Conference*. Canada, Calgary, Alberta. SPE-165523-MS. <https://doi.org/10.2118/199949-MS>

Qingya Liu, Zhenyu Liu, Weize Wu. (2009). Effect of V2O5 additive on simultaneous SO2 and NO removal from flue gas over a monolithic cordierite-based CuO/Al2O3 catalyst. *Catalysis Today*, pp. S285-S289. <http://dx.doi.org/10.1016%2Fj.cattod.2009.07.013>

Rivera J.E. et al. (2010). Experimental Evaluation of the Flue-Gas Injection of Barrancabermeja Refinery as EOR Method. *SPE International Conference on CO2 Capture, Storage, and Utilization*. New Orleans, Louisiana, USA. SPE-139715. <https://doi.org/10.2118/139715-MS>

Shchesnyak E., Ryzhkov A., Ledovich I., Osipov A., Musin A. (2019). Disposal of flue gases in oil reservoirs with high-viscosity oil in order to increase oil recovery and improve the environmental situation. *E3S Web of Conferences*, 116, 00075.

Shokoya O. S., Mehata S.A., Moore R.G., Maini B.B. (2005). Effect of CO2 Concentration on Oil Recovery in Enriched Flue Gas Flood. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Dallas, Texas. SPE 97262. <https://doi.org/10.2118/97262-MS>

Trivedi J.J., Babadagli T. (2005). CO and Flue Gas Sequestration During Tertiary Oil Recovery: Optimal Injection Strategies and Importance of Operational Parameters. *Canadian International Petroleum Conference*, Calgary, Alberta. <https://doi.org/10.2118/2005-042>

Wang Z. (2017). Research on enhancing heavy oil recovery mechanism of flue gas assisted steam flooding. CMTC-486093-MS. <http://dx.doi.org/10.7122/486093-MS>

Wang Z.-H., Sun B.-W., Guo P. et al. (2021). 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. *Petroleum Science*. <https://doi.org/10.1007/s12182-021-00548-z>

Zong L., Dong Z., Hou J. et al. (2013). Investigation on Principles of Enhanced Offshore Heavy Oil Recovery by Coinjection of Steam with Flue Gas. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*, Kuala Lumpur, Malaysia. SPE-165231-MS.

Благодарности/Финансирование

Авторы благодарны рецензенту за содержательные замечания и рекомендации.

Статья подготовлена по результатам совместных исследований АГНИ и ПАО «Татнефть» и выполнения государственного задания ИПНГ РАН по теме «Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях» (122022800272-4).

Сведения об авторах

Чулпан Айдаровна Гарифуллина – инженер-исследователь, Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Тимур Фаридович Халиуллин – инженер-лаборант, Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Илья Михайлович Индрупский – доктор тех. наук, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН
Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Ильсур Вазихович Валиуллин – кандидат тех. наук, ведущий научный сотрудник, Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Альберт Айратович Залятдинов – начальник центра, Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Ефим Андреевич Бурлуцкий – инженер, Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Рауза Хатиловна Садреева – заведующий лабораторией, Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Ринат Ракипович Афлятунов – главный геолог-заместитель генерального директора, ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75а

Ильдар Хамитович Кашапов – заместитель начальника отдела разработки Елхов-Прикамской и Бавлинской территории, СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Статья поступила в редакцию 12.01.2022;

Принята к публикации 26.04.2022; Опубликовано 30.09.2022

IN ENGLISH

REVIEW ARTICLE

Experience in research and injection of flue gases into oil fields to increase oil recovery

Ch.A. Garifullina¹, T.F. Khaliullin¹, I.M. Indrupskiy^{2*}, I.V. Valiullin¹, A.A. Zalyatdinov¹, E.A. Burlutskiy¹, R.Kh. Sadreeva¹, R.R. Aflyatunov³, I.Kh. Kashapov³

¹Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russian Federation

²Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

³Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russian Federation

*Corresponding author: Ilya M. Indrupskiy, e-mail: i-ind@ipng.ru

Abstract. Decreasing negative impact of industrial emissions to the atmosphere and prolonging fossil fuel usage period are urgent issues of fuel and energy sector. In view of this problem, injection of flue gases into oil fields to increase oil recovery may be considered as environmentally safe and economically rational way for beneficial use of greenhouse gas emissions. To effectively displace oil with flue gases it is important to consider many factors: influence of composition of the flue gases and oil, miscibility conditions, injection regimes, etc. Flue gases, a product of fuel combustion in air, can be produced as a result of oil self-ignition when air is injected into a reservoir with light oil (thermal gas method). Flue gases from natural gas, fuel oil or coal combustion in power plants or other processes that burn fossil fuels can also be used for injection into the reservoir. This paper presents an analysis of the world laboratory and industrial experience in studying efficiency of oil displacement using flue gases. Conclusions are presented about optimal criteria for implementation of this process and directions for further research.

Keywords: enhanced oil recovery, flue gases, carbon dioxide, oil displacement, miscibility pressure

Acknowledgements

The authors thank the reviewers for informative remarks and recommendations.

The article was prepared based on the results of joint research by the AGNI and PJSC Tatneft and the fulfillment of the state task of the Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences on the topic “Improving modeling methods, laboratory and field studies to create new technologies for efficient environmentally friendly extraction of hydrocarbons in difficult mining and geological conditions” (122022800272-4).

Recommended citation: Garifullina Ch.A., Khaliullin T.F., Indrupskiy I.M., Valiullin I.V., Zalyatdinov A.A., Burlutskiy E.A., Sadreeva R.Kh., Aflyatunov R.R., Kashapov I.Kh. (2022). Experience in research and injection of flue gases into oil fields to increase oil recovery. *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 149–163. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.13>

References

- Ahmadi M.A., Hasanvand M.Z., Shokrolahzadeh S. (2015). Technical and economic feasibility study of flue gas injection in an Iranian oil field. *Petroleum*, 1(3), pp. 217–222. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2015.07.010>
- Al Riyami M. (2017). Evaluation of Compositional Effects on Gas-Oil Miscibility and Gas-Assisted Gravity Drainage (GAGD) EOR Process. LSU Doctoral Dissertation.
- Antoniadi D.G. (1998). Increased oil recovery by gas and steam-gas methods. Moscow.
- Dong M., Huang S. (2002). Flue Gas Injection for Heavy Oil Recovery. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 41(9). <https://doi.org/10.2118/02-09-04>
- Final report of Fossil Energy. State-of-the-art review of nitrogen and flue gas flooding in enhanced oil recovery (1980). Morgantown, West Virginia, Vol. 133. <https://doi.org/10.2172/6813742>
- Godwin Jh. et al. (1998). A Small Independent Producer's Design, Construction and Operation of a Flue Gas Injection Project, East Edna Field, Okmulgee County, Oklahoma. *SPE/DOE Eleventh Symposium on Improved Oil Recovery*. Tulsa, Oklahoma, USA.
- Gorbyleva Ya.A. (2021). On the technology of injection of exhaust (flue) gases for oil recovery. *Vestnik Evraziiskoi nauki*, 13(4). (In Russ.) <https://esj.today/PDF/08SAVN421.pdf>
- Kozlov V.B. (2004). A set of technical and technological solutions for optimizing the thermal impact on deep-lying deposits of high-viscosity oil (on the example of the Permian deposit of the Usinskoye oil field). Cand. engineer. sci. diss. Ukhta. (In Russ.)
- Likhacheva N.V., Khristoforov D.O., Khlebnikova T.D. et al. (2020). Burial of greenhouse gases in geological traps in order to intensify oil and gas production. *Problems of collection, preparation and transport of oil and oil products*, 6, pp. 116–124. (In Russ.)
- Monte-Mor L.S., Laboissière P., Trevisan O.V. (2013). Laboratory Study on Steam and Flue Gas Co-injection for Heavy Oil Recovery. *SPE Heavy Oil Conference*. Canada, Calgary, Alberta. SPE-165523-MS. <https://doi.org/10.2118/199949-MS>
- Qingya Liu, Zhenyu Liu, Weize Wu. (2009). Effect of V2O5 additive on simultaneous SO2 and NO removal from flue gas over a monolithic

cordierite-based CuO/Al2O3 catalyst. *Catalysis Today*, pp. S285–S289. <http://dx.doi.org/10.1016%2Fj.cattod.2009.07.013>

Rivera J.E. et al. (2010). Experimental Evaluation of the Flue-Gas Injection of Barrancabermeja Refinery as EOR Method. *SPE International Conference on CO2 Capture, Storage, and Utilization*. New Orleans, Louisiana, USA. SPE-139715. <https://doi.org/10.2118/139715-MS>

Ryumin A.A., Belonin M.D., Gribkov V.V. (1996). A method for intensifying oil production. Patent RF, no. 2055170 C1. (In Russ.)

Salyamov Z.Z., Sharifullina R.Z. et al. (1996). Method for developing an oil field. Patent RF, no. 2055168 C1. (In Russ.)

Shchesnyak E., Ryzhkov A., Ledovich I., Osipov A., Musin A. (2019). Disposal of flue gases in oil reservoirs with high-viscosity oil in order to increase oil recovery and improve the environmental situation. *E3S Web of Conferences*, 116, 00075.

Shokoya O. S., Mehata S.A., Moore R.G., Maini B.B. (2005). Effect of CO2 Concentration on Oil Recovery in Enriched Flue Gas Flood. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Dallas, Texas. SPE 97262. <https://doi.org/10.2118/97262-MS>

Trivedi J.J., Babadagli T. (2005). CO and Flue Gas Sequestration During Tertiary Oil Recovery: Optimal Injection Strategies and Importance of Operational Parameters. *Canadian International Petroleum Conference*, Calgary, Alberta. <https://doi.org/10.2118/2005-042>

Trofimov A.S., Kruglov I.A., Berdnikov S.V. (2012). Water-gas treatment using finely dispersed hydrocarbon gas. *Proc. 8th All-Russ. sci. and tech. conf.: Geology and oil and gas potential of the West Siberian megabasin (experience, innovations)*. Tyumen: TIU, pp. 55–60. (In Russ.)

Wang Z. (2017). Research on enhancing heavy oil recovery mechanism of flue gas assisted steam flooding. CMTC-486093-MS. <http://dx.doi.org/10.7122/486093-MS>

Wang Z.-H., Sun B.-W., Guo P. et al. (2021). 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. *Petroleum Science*. <https://doi.org/10.1007/s12182-021-00548-z>

Zong L., Dong Z., Hou J. et al. (2013). Investigation on Principles of Enhanced Offshore Heavy Oil Recovery by Coinjection of Steam with Flue Gas. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*, Kuala Lumpur, Malaysia. SPE-165231-MS.

About the Authors

Chulpan A. Garifullina – Research Engineer, Almeteyevsk State Oil Institute

2, Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation

Timur F. Khaliullin – Laboratory Engineer, Almeteyevsk State Oil Institute

2, Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation

Ilya M. Indrupskiy – Dr. Sci. (Engineering), Head of the Laboratory, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Ilsur V. Valiullin – Cand. Sci. (Engineering), Leading Researcher, Almeteyevsk State Oil Institute

2, Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation

Albert A. Zalyatdinov – Head of the Center, Almeteyevsk State Oil Institute

2, Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation

Efim A. Burlutskiy – Engineer, Almeteyevsk State Oil Institute

2, Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation

Rauza Kh. Sadreeva – Head of the Laboratory, Almeteyevsk State Oil Institute

2, Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation

Rinat R. Aflyatunov – Chief Geologist, Deputy General Director, Tatneft PJSC

75a, Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation

Ildar Kh. Kashapov – Deputy Head of the Development Department of the Elkhov-Prikamskaya and Bavlinskaya Territories, Tatneft-Dobycha Tatneft PJSC

75, Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation

Manuscript received 12 January 2022;

Accepted 26 April 2022;

Published 30 September 2022