

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.319-346>

EDN WWOGOG

УДК 622.276.42:662.613.5

Литературный анализ способов закачки дымового газа с паром

Бурлуцкий Е.А., Садреева Р.Х., Зялятдинов А.А.,

Белоклоков Д.С., Валиуллин И.В

Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

Literature analysis of methods of flue gas injection with steam

E.A. Burlutsky, R.Kh. Sadreeva, A.A. Zalyatdinov,

D.S. Beloklokov, I.V. Valiullin

Almetyevsk State Petroleum Institute, Almetyevsk, Russia

E-mail: e.burluckiy@agni-rt.ru

Аннотация. Сокращение негативного воздействия промышленных выбросов в земную атмосферу, а также увеличение периода использования ископаемых ресурсов в наше время - одни из самых актуальных задач топливно-энергетического комплекса России и всего мира. В этой связи закачка дымовых газов с паром на месторождениях нефти для увеличения нефтеотдачи может рассматриваться как экологически безопасный и экономически обоснованный способ сокращения вредных выбросов и полезного применения парниковых газов.

Для закачки в пласт с использованием тепловых методов добычи нефти могут применяться дымовые газы, генерируемые электростанциями или другими промышленными объектами, сжигающими ископаемое топливо – природный газ, мазут, уголь и др.

Методам теплового извлечения уделяется большое внимание в лабораториях для лучшего понимания механизмов их применения. Среди методов, используемых для интенсификации и наращивания добычи тяжелой нефти, наиболее известным и применяемым во всем мире является закачка пара.

Все способы теплового извлечения можно рассматривать как закачку энергии (в виде тепла) в пласт, что приводит к нагреву нефти, что снижает ее вязкость и улучшает подвижность, облегчая вытеснение. Под действием тепла активизируются и другие механизмы, такие как расширение породы, при котором нефть вытесняется из

пор породы, и дистилляция нефти, при которой легкие фракции испаряются, образуя смешивающийся фронт перед паром. Ряд исследователей (Хардинг и др. 1983) ("Наср и др. 1987) и более поздние (Гойт, 1999), (Йи, 2002), ("Симангунсонг", 2005), ("Лабуасьер", 2009) и ("Риос", 2011) представили в своих работах ряд экспериментальных исследований по закачке пара и пара в сочетании с такими добавками, как пропан, азот, углекислый газ, воздух и дымовые газы.

При использовании тепловых методов достигаются высокие коэффициенты извлечения, однако часто возникают проблемы с эксплуатационной эффективностью. Эффективность эксплуатации связана с высокими затратами на производство пара и очистку добываемой воды. Возникает проблема, когда эти затраты в конкретном проекте становятся нерентабельными. Проблема может быть переведена в плоскость необходимости снижения нормы объема закачиваемого пара на единицу объема добываемой нефти. Последние исследования показывают, что закачка пара с инертными газами позволяет снизить этот показатель ("Лабуасьер", 2009; "Риос", 2011).

В статье проанализирован мировой опыт исследований эффективности вытеснения нефти с использованием пара и дымовых газов.

Ключевые слова: *повышение нефтеотдачи, дымовые газы, метод увеличения нефтеотдачи, вытеснение нефти, керн*

Для цитирования: Бурлуцкий Е.А., Садреева Р.Х., Залятдинов А.А., Белоклоков Д.С., Валиуллин И.В. Литературный анализ способов закачки дымового газа с паром // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 319-346. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.319-346>. - EDN WWOGOG

Abstract. Reducing the negative impact of industrial emissions into the Earth's atmosphere, as well as increasing the period of utilization of fossil resources in our time are among the most urgent tasks of the fuel and energy complex of Russia and the world. In this connection with this problem, injection of flue gases with steam at oil fields to increase oil recovery can be considered as an environmentally safe and economically feasible way to reduce harmful emissions and beneficial use of greenhouse gases.

Flue gases generated by power plants or other industrial facilities burning fossil fuels such as natural gas, fuel oil, coal, etc. can be used for injection using thermal recovery methods.

Thermal recovery methods have received much attention in laboratories to better understand their mechanisms of application. Among the methods used to intensify and enhance heavy oil production, steam injection is the most well-known and used worldwide.

All thermal recovery methods can be thought of as injecting energy (in the form of heat) into the reservoir, which heats the oil, reducing its viscosity and improving its mobility, facilitating displacement. Other mechanisms are also activated by heat, such as rock expansion, in which oil is displaced from rock pores, and oil distillation, in which light fractions vaporize to form a miscible front ahead of the steam. A number of researchers (Harding et al. 1983) (Nasr et al. 1987) and more recently (Goit 1999), (Yee 2002), (Simangunsong 2005),

(Laboisière 2009) and (Rios 2011) have presented in their papers a number of experimental studies on steam and steam injection combined with additives such as propane, nitrogen, carbon dioxide, air and flue gases.

Thermal methods achieve high recovery rates, but often have operational efficiency issues. Operational efficiency is related to the high costs of steam generation and produced water treatment. A problem arises when these costs become unprofitable in a particular project. The problem can be translated into the need to reduce the rate of steam injection per unit volume of oil produced. Recent studies show that steam injection with inert gases allows to reduce this indicator ("Laboisière", 2009; "Rios", 2011).

The article analyzes the world experience of research of oil displacement efficiency using steam and flue gases.

Key words: *enhanced oil recovery, flue gases, enhanced oil recovery method, oil displacement, oil core*

For citation: E.A. Burlutsky, R.Kh. Sadreeva, A.A. Zalyatdinov, D.S. Beloklokov, I.V. Valiullin Literaturnyy analiz sposobov zakachki dymovogo gaza s parom [Literature analysis of methods of flue gas injection with steam]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(36), 2023. pp. 319-346. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.319-346>. EDN WWOGOG (in Russian)

В статье [1] 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 при 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. 1).

Таблица 1

Свойства моделей пласта и условия проведенных экспериментов [1]

№ Эксперимента	1	2	3	4
Пористость (%)	47,89	47,81	47,94	47,94
Объем пор (мл)	1074,4	1072,6	1075,6	1075,5
Водонасыщенность (%)	18,57	19,71	18,64	18,64
Нефтенасыщенность (%)	49,95	50,2	50,28	50,28
Газонасыщенность (%)	31,48	30,09	31,08	31,08
Начальные объёмные 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

Давление добычи (бар)	2	1	2	2
Температура закачки (°С)	160	160	160	160
Скорость закачки дымовых газов (мл/мин)	-	150	200	340
Объемная доля газа в парогазовой смеси (%)	-	10,34	13,79	23,45

Таблица 2

Накопленная добыча нефти, паронефтяное отношение и коэффициент вытеснения для четырех экспериментов [1]

Схема эксперимента, мл/мин	Накопленная добыча нефти, мл	Паронефтяное отношение, мл/мл	Квыт (%)
5 пара	263	2,4	47
4,5 пара и 150 дымового газа	430	1,3	79
4,5 пара и 200 дымового газа	351	1,9	64,86
4,5 пара и 340 дымового газа	301	2	55,85

Данные по накопленной добыче нефти, показывают, что объем добытой нефти в экспериментах с паром и дымовыми газами выше по сравнению с экспериментами по закачке чистого пара. Эксперименты показали, что существует порог, после которого увеличение содержания в смеси дымового газа снижает объем добычи. Следовательно, существует оптимальная скорость совместной закачки пара и дымового газа с точки зрения наилучшего коэффициента вытеснения.

Экспериментальные исследования, проведенные в работе [1], показали, что закачка пара с добавлением дымового газа в объеме около 10 % от чистого пара улучшает вытеснение и энергоэффективность процесса, обеспечивая коэффициент вытеснения 56 %-79 %. Содержащийся в дымовом газе CO_2 при высоком давлении способствует развитию зоны смешимости с нефтью. В экспериментах, в которых пар и дымовой газ закачивались совместно, обеспечивалось 10 %-ное сокращение объема закачиваемого пара (в эквиваленте холодной воды) по сравнению с нагнетанием чи-

стого 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.

Оптимальное соотношение газа и пара в рассмотренной области изменения параметров составляет 34:1, но требует исследования в более широком диапазоне.

В работе [2] проводились экспериментальные исследования 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. 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 устьевого пробы нефти с газом сепарации при начальных условиях (Табл. 3). Физические свойства при пластовых условиях приведены в табл. 4.

Таблица 3

Состав модели нефти [2]

Состав, мол. %	N ₂	CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	IC ₄	NC ₄	IC ₅
	0,086	0,207	3,802	1,816	1,303	0,844	0,822	0,129
	NC ₅	C ₆	C ₇	C ₈	C ₉	C ₁₀	C ₁₁₊	
	0,54	1,497	4,331	5,552	7,986	7,944	63,142	

Таблица 4

Данные о рекомбинированной модели нефти [2]

	Пластовая нефть	Рекомбинированная нефть
Плотность однократно дегазированной нефти (кг/м ³)	840,8	838,39
Газосодержание однократно дегазированной сырой нефти (м ³ /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

Было проведено два разных эксперимента с газами, закачиваемыми при пластовой температуре. Параметры использованных образцов керна приведены в табл. 5. После того 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.

Таблица 5

Основные параметры экспериментов [2]

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

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 %. Допрывной 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 (СО₂ 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 помогает уменьшить потери тепла и увеличить площадь нагрева.

Авторами было проведено три эксперимента с разными долями углекислого газа: 10 %, 15 % и 20 %. Результаты 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°C - 180°C .

В статье [3] представлены результаты лабораторных экспериментов по закачке в модель керна пара совместно с дымовыми газами для повышения эффективности извлечения нефти. Сопоставляя эксперимент по закачке чистого пара с экспериментами по закачке дымовых газов разного содержания, было установлено, что среднее значение скорости добычи нефти составляет 1,05 мл/мин, а для разных соотношений пара и дымовых газов – 1,06, 1,13, 1,14, 1,20 и 1,32 мл/мин. Добавление дымового газа способствует увеличению средней скорости добычи нефти. При соотношении пара и дымовых газов - 1:1 она минимальна, а максимальных значений достигает при соотношении пара дымовых газов - 1:100. Максимальное увеличение перепада давления в первом эксперименте составляет 0,09 МПа, а для разных парогазовых отношений 0,12, 0,18, 0,42, 1,19 и 3,44 МПа.

После добавления дымовых газов наблюдается рост перепада давления. Более того, перепад давления увеличивается при увеличении доли дымовых газов. Принцип этого явления заключается в том, что дымовой газ характеризуется большим коэффициентом сжимаемости, а также расширения, что позволяет поддерживать давление в пределах соответствующего значения. Он может эффективно поддерживать пластовое давление и обеспечивать энергию для добычи нефти и воды [4]. Следовательно, сред-

ний показатель вытеснения жидкости и увеличение перепада давления увеличатся. Дебит нефти при разных парогазовых характеристиках составляет 0,29, 0,34, 0,40, 0,31, 0,28 мл/мин. Средний дебит по нефти составляет всего 0,22 мл/мин. На рис. 1 показаны конечный коэффициент извлечения нефти и максимальное увеличение перепада давления при различных соотношениях пара и дымовых газов. Конечный коэффициент извлечения нефти при проведении эксперимента с паром составляет 17,2 %. При проведении эксперимента с использованием дымовых газов при различных парогазовых отношениях конечный коэффициент вытеснения составляет 22,2, 26,7, 30,8, 24,4 и 21,6 %, т. е. увеличивается на 5,0, 9,5, 13,6, 7,2, 4,4 соответственно. Показано, что добавление дымовых газов увеличивает коэффициент извлечения нефти. С увеличением доли дымовых газов, растворенных в сырой нефти, и низкая теплопроводность дымовых газов могут расширить диапазон распространения тепловых волн пара. Добавление дымовых газов эффективно снижает межфазное натяжение нефть-вода улучшает эффективность извлечения нефти во время нагнетания пара (Реннер, 1988; Риизи, 1996) [5,6].

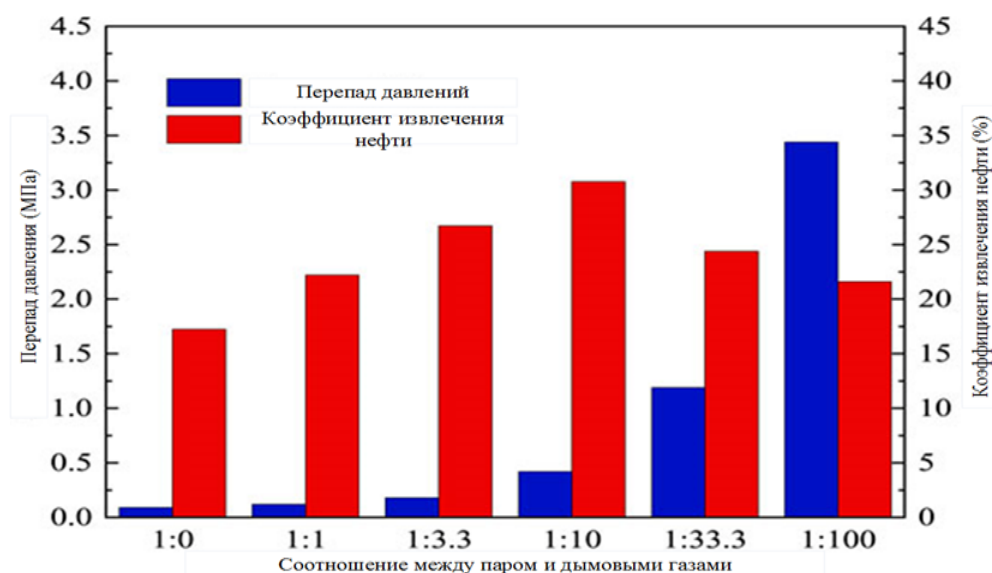


Рис. 1. Изменения конечного коэффициента извлечения нефти и максимального перепада давления увеличиваются при различных соотношениях пара и дымовых газов

На рис.1 показано, что конечный коэффициент извлечения нефти увеличивается с увеличением доли дымовых газов в закачиваемой смеси. Максимальных значений обе величины достигают при соотношении пара и дымовых газов 1:10. Далее, конечный коэффициент извлечения нефти снижается с увеличением коэффициента дымовых газов.

Когда соотношение пара и дымовых газов составляет 1:1-1:10, добыча нефти по большей части основывается на распространении температурного поля и эффекте повышения давления. С увеличением доли дымовых газов увеличивается конечный коэффициент извлечения нефти. При дальнейшем увеличении доли дымовых газов общая подвижность воды и газа снижается, эффективность вытеснения нефти уменьшается, снижается конечный коэффициент извлечения нефти, ухудшается эффект добычи. Наиболее высокий конечный коэффициент извлечения нефти достигается при соотношении пара и дымовых газов 1:10.

В статье [7] описываются эксперименты на моделях с песком. Авторы сравнили эффект от прокачки чистого пара и прокачки мультитермальной жидкости с разным соотношением. Мультитермальная жидкость представляет собой высокотемпературную смесь пара, горячей воды и дымовых газов. Механизм генератора мультитермального флюида по существу такой же, как у горного двигателя [8 -12]. По сравнению с обычной закачкой пара эта новая технология может не только снизить потери тепла в процессе впрыска, но и снизить выбросы парниковых газов.

(1) Были приготовлены четыре модели с песком. Конкретные параметры показаны в табл. 6. (2) Поместили модель с песком в термокамеру. Температуры термокамеры и парогенератора были установлены на 60°C и 250°C соответственно. (3) Когда температура термокамеры и парогенератора стабилизировались, начали подавать пар и дымовые газы в модель с песком. Пар вводили со скоростью 1,5 мл/мин (водный эквивалент) и при

температуре 108°C. (4) Температуры песчаной модели регистрировались компьютером во время эксперимента.

Таблица 6

Параметры модели с песком и схема эксперимента

№ эксп.	Экспериментальная схема	Пористость (%)	Проницаемость (мД)	Скорость закачки дымовых газов в стандартных условиях (мл/мин)
1	Заводнение паром	32,58	3155	0
2	Заводнение мультитермальной жидкостью	32,81	3250	5
3	Заводнение мультитермальной жидкостью	31,06	3050	10
4	Заводнение мультитермальной жидкостью	32,26	3130	20

Авторы провели следующий эксперимент по моделированию теплопередачи.

(1) Проверили газонепроницаемость камеры наблюдения, а затем установили ее температуру на 100°C. (2) Запустили циркуляцию охлаждающей жидкости. (3) После того, как температуры охлаждающей жидкости и камеры наблюдения стабилизируются, ввели пар и дымовой газ в камеру наблюдения через верхний вход. Температура закачки и скорость подачи пара составляли 108°C и 10 мл/мин (водный эквивалент). Скорость подачи дымовых газов зависела от газовой фактора. Было проведено четыре эксперимента с газовой отношением 0, 0,5, 1,0 и 2,0. (4) Во время эксперимента записывали явление конденсации и температуру измерительного блока. (5) Изменили температуру охлаждающей жидкости и повторили шаги (3)-(4).

При контакте высокотемпературного пара с низкотемпературным телом тепло будет передаваться от пара к холодному телу, и часть пара будет конденсироваться на поверхности. Интенсивность теплообмена в процессе можно охарактеризовать коэффициентом теплоотдачи [13 – 17]. Чем

больше коэффициент теплопередачи, тем больше тепла будет передано за одно и то же время.

Рассмотрено влияние дымовых газов на термический охват при многотепловом заводнении флюидов.

На рис. 2 показано изменение температуры во времени при различных экспериментах.

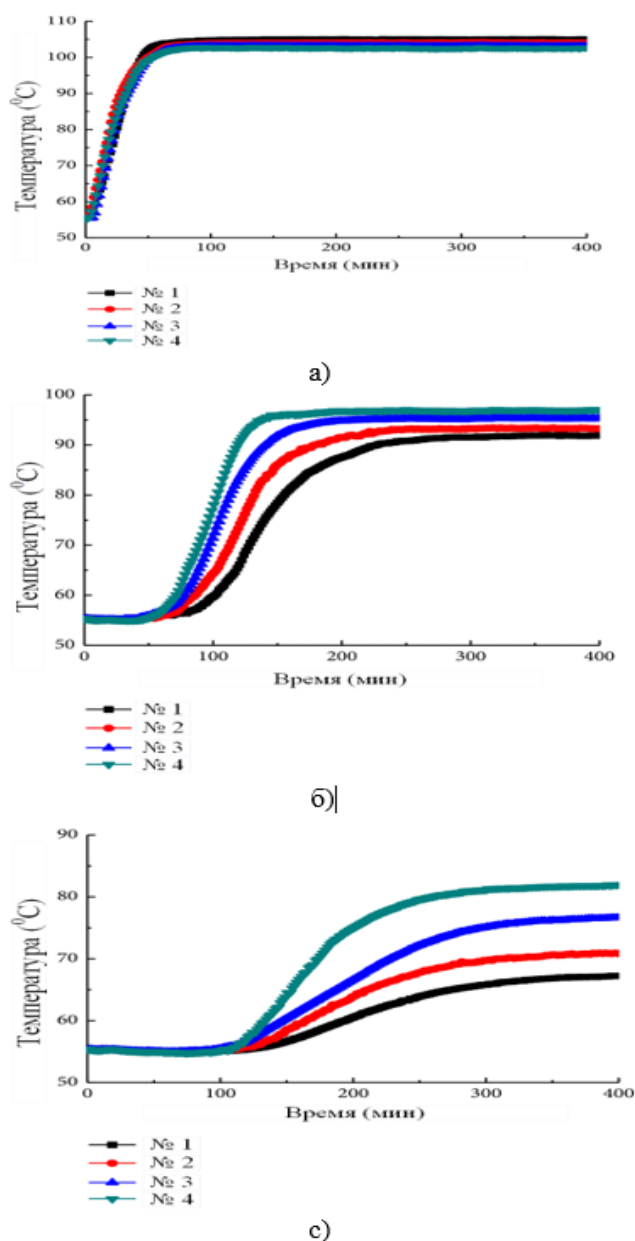


Рис. 2. Изменение температуры во времени при различных схемах эксперимента

а) положение 5 см от входа; б) положение 30 см от входа;

с) положение 55 см от входа.

На расстоянии 5 см от входа мы видим, что температуры были почти одинаковыми. Но на позициях 30 см и 55 см от входа температура при закачке пара была ниже, чем при закачке мультитермальной жидкости. С увеличением расстояния от входа, разница температур постепенно увеличивалась. Кроме того, с увеличением скорости закачки дымовых газов при заводнении мультитермальной жидкостью, разность температур также постепенно увеличивалась. Очевидно, что закачка мультитермального флюида может значительно расширить область теплового охвата. Эксперименты с закачкой показывают, что при тех же условиях подачи тепла добавление дымового газа может способствовать дальнейшей передаче большего количества тепла паром.

На рис. 3 сравниваются наблюдаемые явления конденсации при различных соотношениях газа и воды.

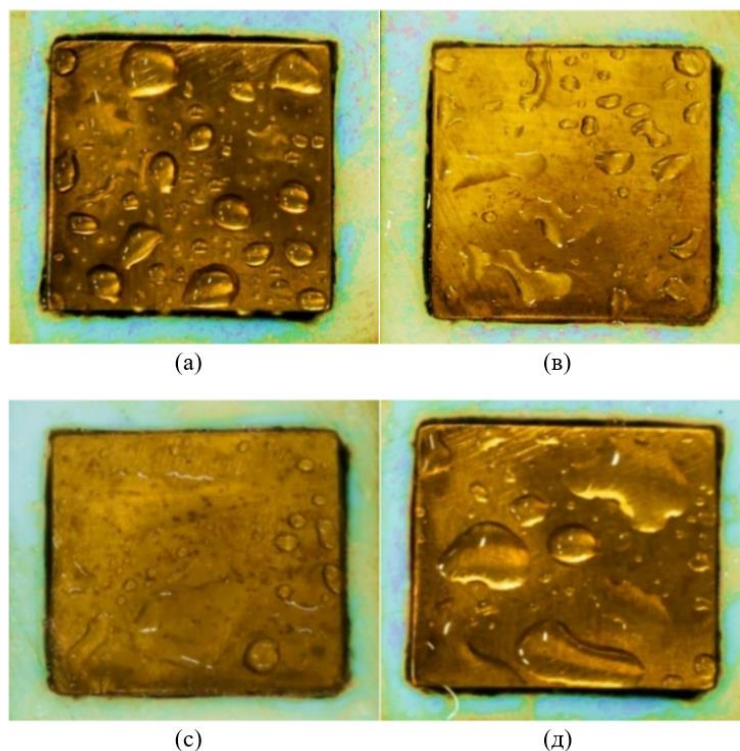


Рис. 3. Явления конденсации пара на поверхности измерительного блока при различных газовойодяных соотношениях

- а) конденсация при закачке чистого пара; в) при газовойодяном отношении 0,5;
с) при газовойодяном соотношении 1; д) при газовойодяном отношении 2.***

Вид конденсации на рис. 3(а) можно назвать капельной конденсацией, а на рис. 3(с) и 3(д) можно назвать пленочной конденсацией. Это говорит о том, что с увеличением доли газа в парогазовой смеси тип конденсации трансформировался от капельной к пленочной. В случае с чистым паром капля конденсата падала часто, а затем образовывалась новая капля. При пленочной конденсации образовалась пленка конденсата, которая затем медленно спадала. Из этого следует вывод: добавление дымовых газов затрудняет конденсацию пара.

На рис. 4 показано изменение коэффициента теплопередачи при различных газодяных соотношениях. Видно, что коэффициент теплоотдачи для чистого пара выше, чем для парогазовой смеси при одинаковом охлаждении. Кроме того, с увеличением доли газа в парогазовой смеси снижался коэффициент теплоотдачи. Это указывает на то, что дымовые газы могут препятствовать теплопередаче пара. Из-за снижения теплопередачи после добавления дымовых газов меньше тепла передавалось от пара к медному блоку при тех же условиях. Пар может оставаться в парообразном состоянии с большим количеством тепла. Таким образом, вероятность конденсации пара в присутствии дымовых газов меньше, и его тип конденсации представляет собой пленочную конденсацию.

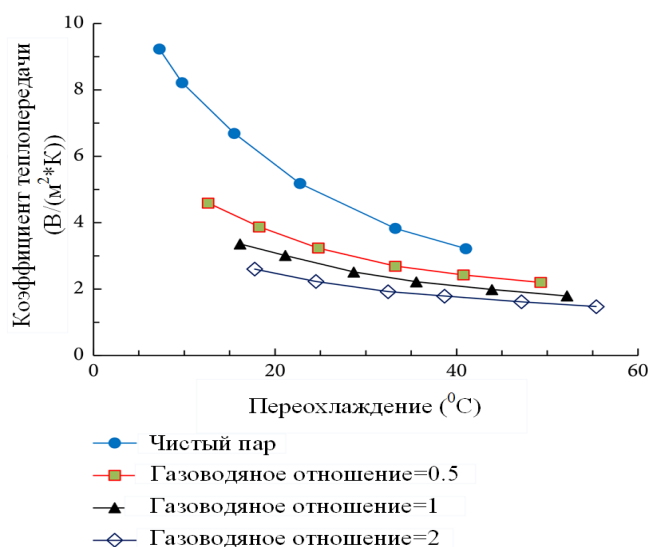


Рис. 4. Изменение коэффициента теплоотдачи при переохлаждении поверхности при различных газодяных соотношениях

Дымовые газы выполняют две функции при закачке мультитермальной жидкости, которые приводят к расширению области теплового охвата:

(1) Дымовой газ в сравнении с паром имеет лучшую текучесть в пористой среде, а также низкое сопротивление потоку. Поток дымовых газов открывает путь последующему пару и уменьшает сопротивление потоку, таким образом, пар может течь быстрее с минимальными потерями тепла в процессе движения.

(2) Дымовые газы могут препятствовать теплообмену между паром и породой. Как известно, при движении пара в пористой среде часть бокового тепла передается матрице породы, а оставшееся тепло переносится дальше. Для чистого пара коэффициент теплопередачи высок, часть тепла поглощается боковой поверхностью породы. При закачке мультитермального флюида на поверхности пористой среды образовывается пленка газа. Таким образом, в результате пар не конденсируется дольше, и может дальше распространяться в пористой среде с большей теплоотдачей.

Таким образом, дымовой газ может препятствовать передаче тепла между паром и холодным телом. С увеличением пропорции газа в парогазовой смеси характер конденсации изменяется от капельной к пленочной конденсации, а коэффициент теплоотдачи снижается.

При одинаковых условиях нагнетания теплоты область теплового охвата при закачке мультитермальным флюидом намного больше, чем при закачке чистого пара.

В статье [18] описывается исследование по изменению состава сырой нефти и дымовых газов при закачке пара с помощью дымовых газов.

Использовавшийся в экспериментах дымовой газ, готовился вручную. В состав газа входят соединения N_2 и CO_2 в молярном соотношении 80 % и 20 %, чистотой 99,9 %. Вязкость обезвоженной сырой нефти составила 5170 мПа*с при 50,0°C.

Содержание в нефти насыщенных углеводородов составляет 41,36 масс. %, ароматических веществ - 21,38 масс. %, смол - 36,8 масс. %, асфальтенов - 0,46 масс. %. Для приготовления пара в ходе эксперимента применяли дистиллированную воду. Экспериментальная модель для проведения фильтрационных экспериментов представляла собой трубу, заполненную кварцевым песком определенной фракции. Модель заполнялась кварцевым песком фракцией 80 и 110 в соотношении 1:1, чтобы проницаемость модели находилась в диапазоне от 3200 мД до 3400 мД. Данные модели приведены в табл.7.

Таблица 7

Параметры экспериментов

№ теста	Схема эксперимента	Начальная температура песка (°С)	Пористость (%)	Проницаемость (мД)	Скорость введения (мл·мин ⁻¹)	
					Пар	Дымовые газы
№ 1	Вытеснение паром	60	35,86	3350	1	0
№ 2	Вытеснение паром с помощью дымовых газов	60	33,66	3260	1	1
№ 3	Вытеснение паром с помощью дымовых газов	60	33,56	3210	1	2
№ 4	Вытеснение паром с помощью дымовых газов	60	33,72	3286	1	3

Рассмотрим изменение коэффициента вытеснения нефти и перепада давлений при вытеснении.

Экспериментальные данные взяты из экспериментов №1 и №2 в табл. 7.

На рис. 5 изображено изменение коэффициента вытеснения сырой нефти и перепада давлений вытеснения в зависимости от объема закачки

пара и паром с добавлением дымовых газов. Тенденции изменения коэффициента вытеснения нефти и перепада давления вытеснения при двух режимах вытеснения примерно одинаковы. Сырая нефть подается поршневым насосом в начале вытеснения. Увеличение объема закачки способствовало увеличению коэффициента вытеснения нефти и перепада давления вытеснения. На средней и поздней стадиях вытеснения, в связи с формированием высокопроницаемых каналов, скорость роста нефтеотдачи стала замедляться и постепенно стабилизировалась, а перепад давления вытеснения также начал быстро снижаться. Коэффициент вытеснения при закачке пара составляет 62 %, а коэффициент вытеснения при закачке пара с дымовыми газами составляет 72 %, что примерно на 10 % выше коэффициента извлечения при вытеснении паром. Максимальный перепад давления вытеснения при закачке пара с дымовыми газами составляет 2,75 МПа, что ниже, чем при вытеснении паром, показатель которого составляет 1,91 МПа, хотя добавление дымовых газов увеличивает эквивалентный объем закачиваемой жидкости, перепад давления вытеснения в определенной степени снижается.

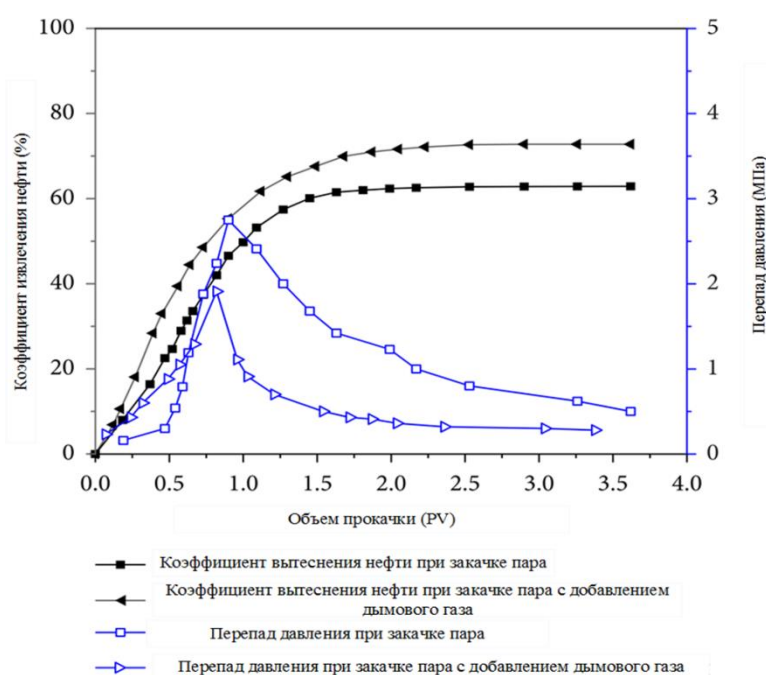


Рис. 5. Динамика изменения коэффициента вытеснения нефти и перепада давления в зависимости от объема прокачки

Авторами проведено сравнение четырех компонентов нефти после вытеснения паром. Насыщенных и ароматических веществ в полученной нефти больше, содержание смол и асфальтенов меньше, чем в исходном образце нефти до закачки воды, и выше, чем в исходном образце нефти после закачки воды. По сравнению с двумя стадиями - до и после - содержание насыщенных веществ снизилось на 2,71 масс. %, ароматических веществ снизилось на 0,33 масс. %, суммарное содержание смол и асфальтенов после вытеснения увеличилось. После образования гиперосмотического канала содержание легких легкотекучих компонентов уменьшается, а тяжелые компоненты, текущие с затруднением, постепенно извлекаются под действием трения и вымывания жидкости. Из этого следует, что на поздней стадии вытеснения, нефть содержит меньше легких и больше тяжелых компонентов.

Таким же образом авторами было проведено сравнение четырех компонентов тяжелой нефти, полученных в процессе пароводяного вытеснения с применением дымовых газов. В процессе вытеснения максимальное содержание насыщенных углеводородов составляет 47,71 масс. %, что на 1,5 % выше максимального содержания насыщенных углеводородов при вытеснении чистым паром. Это явление объясняется тем, что дымовые газы не только увеличивают продолжительность теплопередачи, переносимого паром, но и усиливают дистилляцию пара на сырой нефти в процессе вытеснения и способствуют осаждению и вымыванию легких компонентов из сырой нефти.

После того, как пар с дымовыми газами вместе вводятся в модель с песком, возникают сложные взаимодействия между дымовым газом и нефтью, такие как растворение и диффузия газа, многофазный поток, а также удержание газа, которые оказывают влияние на увеличение нефтеотдачи (МУН). Поэтому были изучены закон добычи газа и изменение состава добываемого газа, а также проанализировано влияние газа на МУН.

Экспериментальные данные для данного раздела были взяты из эксперимента № 2 в табл. 7. Процесс вытеснения можно разделить на четыре этапа (Рис. 6): до закачки газа, закачка газа, после закачки газа и в конце вытеснения.

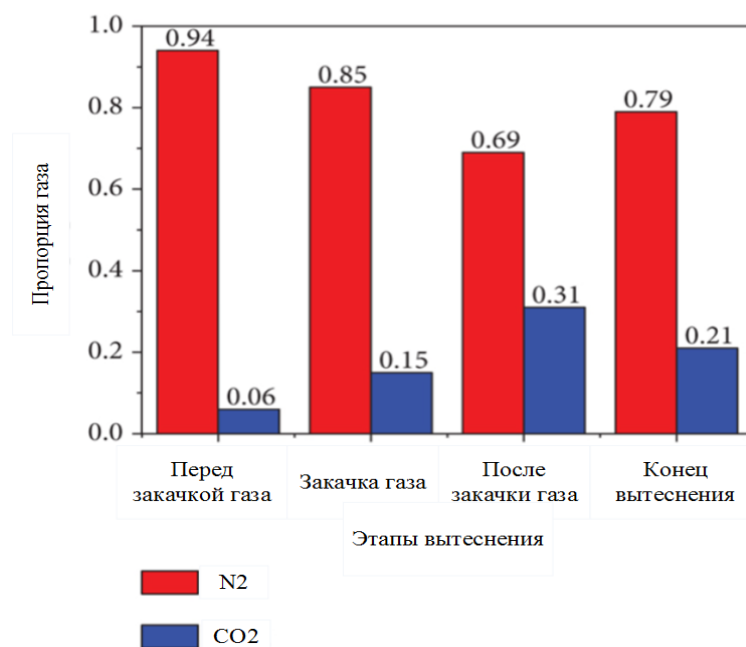


Рис. 6. Анализ состава газа, получаемого на разных стадиях вытеснения

На рис. 6 представлен анализ состава газа, образующегося на каждой стадии вытеснения. На ранней стадии вытеснения наблюдается наибольшая разница в пропорциях между N₂ и CO₂, причиной тому является лучшая растворимость CO₂ в тяжелой нефти, чем растворимость N₂. Большая часть CO₂ в начале вытеснения растворяется в сырой нефти и удерживается в песчаной модели, что приводит к увеличению доли N₂ на выходе. По мере вытеснения доля N₂ постепенно уменьшается, а доля CO₂ постепенно увеличивается. Проводя анализ, видно, как возникновение газового канала приводит к резкому падению давления и нехватке энергии в экспериментальной модели. При этом CO₂, растворенный в нефти, постепенно осаждается, и доля его выхода постепенно увеличивается; N₂ преимущественно заполняет поры и восполняет энергию нефтяного слоя, а доля его выхода уменьшается. При этом доля N₂ на выходе ниже, чем доля закачиваемого

го, а по мере вытеснения формируется канал до достижения устойчивого состояния, при котором доля газа на выходе постепенно приближается к доле закачиваемого газа, наблюдается тенденция к увеличению доли N_2 в конце вытеснения.

Анализируя и сравнивая все данные эксперимента, можно сказать, что дымовой газ совмещает в себе преимущества N_2 и CO_2 . Растворение дымового газа в нефти и последующая дегазация усиливает взаимодействие между вытесняющей средой и сырой нефтью и эффективно стимулирует вспенивание нефти.

Коэффициент удержания дымовых газов (Рис. 7) - это отношение объема дымовых газов, задержанных в слое нефти/песчаной смеси, к общему объему закачанных дымовых газов. Увеличение объема закачки повышает скорость закачки и выхода дымовых газов, затем приводит к спаду, максимальная скорость выхода дымовых газов увеличивается на 6,33 мл/мин по сравнению со скоростью закачки. Максимальное значение отстает от скорости закачки на 0,11 PV. На начальном этапе скорость удержания дымовых газов медленно снижается, причиной тому является растворение CO_2 в дымовых газах. По достижению максимальной скорости закачки газа, коэффициент удержания дымовых газов резко падает, а затем постепенно стабилизируется на уровне 21-23 %. Возникновение газовых каналов существенно ухудшает удержание дымовых газов, которые могут быть растворены либо в нефти, либо заполнить поры в песчаной модели.

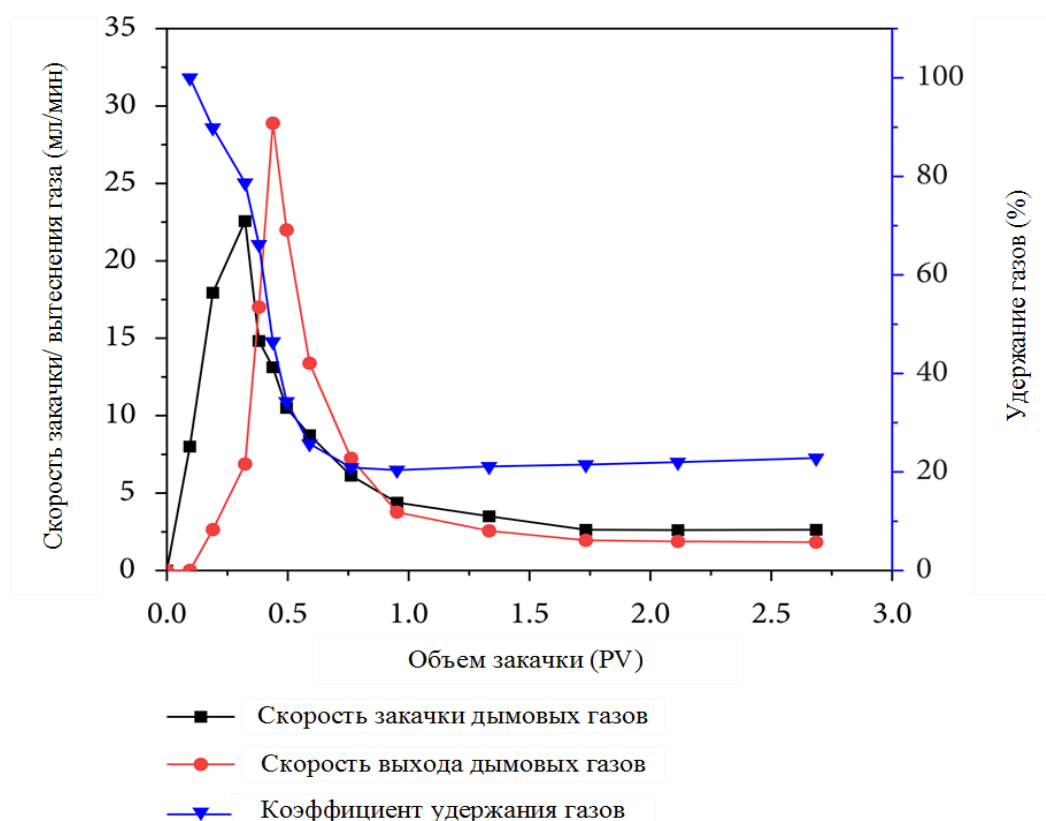
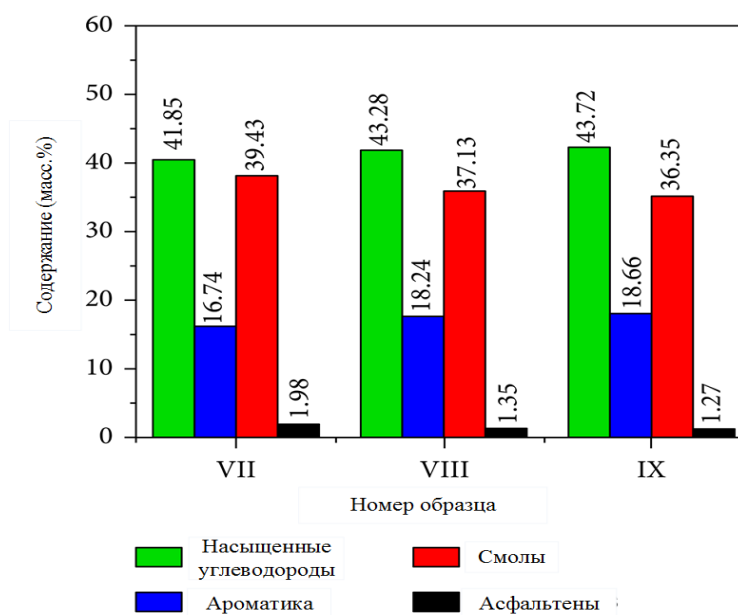


Рис. 7. Изменение объема добываемого газа при закачке пара с помощью дымовых газов

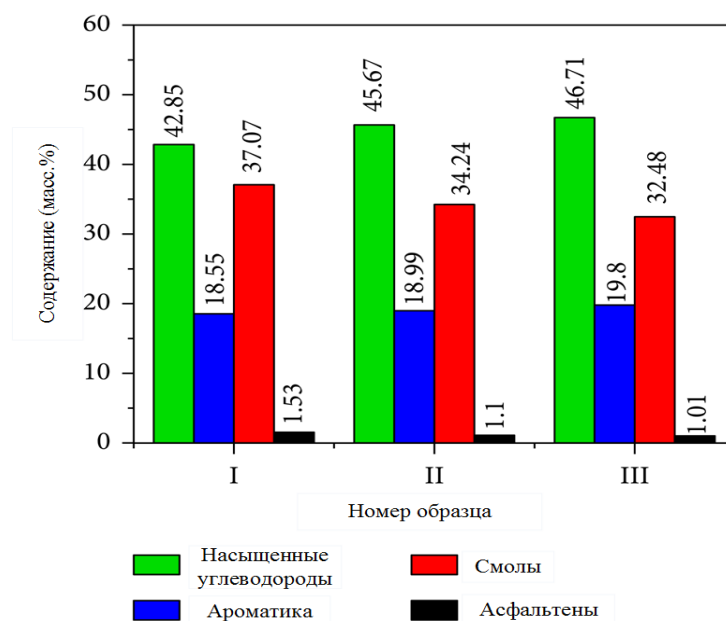
Процесс дистилляция пара имеет важное значение для повышения коэффициента вытеснения тяжелой нефти. Поэтому для изучения влияния соотношения дымовых газов на дистилляцию пара провели четырехкомпонентный анализ песка после вытеснения. Экспериментальные данные, приведенные в данном разделе, получены в ходе экспериментов № 1, 2 и 3, указанных в табл. 7.

На рис. 8 сравнивается содержание четырех компонентов в остаточной нефти при различных соотношениях закачки дымовых газов и пара. В каждом эксперименте содержание в нефти насыщенных и ароматических веществ выше, а содержание смол и асфальтенов ниже, поскольку при вытеснении пара дымовыми газами в пределах зоны распространения пара, чем больше расстояние до входа, тем ниже температура пара, эффект дистилляции пара слабый и тем хуже это сказывается на извлечении легких компонентов. Легкие компоненты нефти легче вытесняются, чем тя-

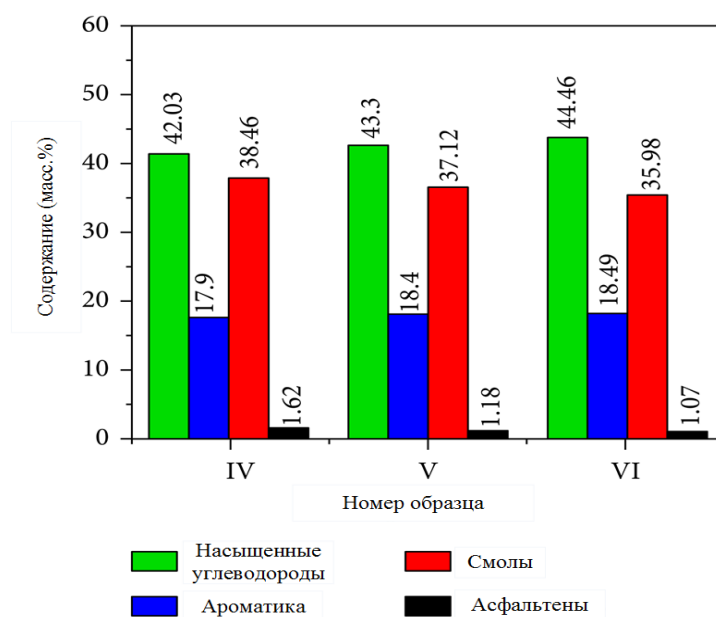
желые, то есть с большей вероятностью будут извлечены в результате вытеснения, в то время как тяжелые компоненты останутся в пористой среде. При увеличении доли закачиваемого дымового газа содержание легких компонентов в одной точке постепенно уменьшается, а содержание тяжёлых компонентов постепенно увеличивается, это свидетельствует о том, что чем выше доля закачиваемого дымового газа, тем сильнее эффект дистилляции пара при соотношении дымовых газов и пара от 1:1 до 3:1.



а) Соотношение закачки дымовых газов и пара 1:1



(б) Соотношение закачки дымовых газов и пара 2:1



(с) Соотношение впрыска дымовых газов и пара 3:1

Рис. 8. Сравнение четырехкомпонентного состава остаточной нефти при различных соотношениях закачки дымовых газов и пара

В табл. 8 приведены изменения концентраций легкой и тяжелой фракций остаточной нефти на входе и выходе песчаной модели при разных долях закачки дымового газа. Численно увеличение доли дымовых газов в закачиваемой парогазовой смеси не только уменьшает содержание легких компонентов на входе и выходе, но и увеличивает разницу между входом и выходом. Также это справедливо и для изменения содержания тяжелых компонентов, что дополнительно подтверждает вывод о том, что при увеличении содержания дымовых газов в закачиваемой смеси, усиливается дистилляционный эффект дистилляции пара в песчаной модели, что способствует выходу легких компонентов.

Таблица 8

Сравнение содержания тяжелых и легких компонентов на входе и выходе песчаной модели

Доля дымовых газов и пара	Содержание легких компонентов (масс.%)		Содержание тяжелых компонентов (масс.%)		Разница между входом и выходом (масс.%)
	Вход	Выход	Вход	Выход	
1 : 1	61,99	65,31	38,01	34,69	3,32
1 : 2	59,53	62,95	40,47	37,05	3,42
1 : 3	58,59	62,38	41,41	37,62	3,79

Выводы

1. Экспериментальные исследования, рассмотренные в данной статье, показали, что закачка пара с добавлением дымового газа в объеме около 10 % от чистого пара улучшает вытеснение и энергоэффективность процесса, обеспечивая коэффициент вытеснения 56 % - 79 %. В некоторых экспериментах прирост коэффициента вытеснения за счет закачки парогазовой смеси достигает 32 %, а за счет закачки дымовых газов – только 14 %. По некоторым экспериментальным исследованиям оптимальное соотношение газа и пара составляет 34:1. В других экспериментах оптимальное соотношение газа и пара составило 4:1 - 8:1. Это связано с тем, что пластовое давление в проводимых экспериментах низкое, и закачка большего объема газа помогает его восстановлению и своевременному сохранению энергии пласта. Однако слишком большой объем газа в смеси с паром приводит к образованию каналов раннего прорыва газа. Также определено, что дымовой газ может усилить эффект дистилляции и увеличить долю выхода легких компонентов в процессе закачки пара, повышая степень извлечения на 10 %.

2. Определено, что 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. Процесс растворения и выхода дымового газа может способствовать образованию пенообразной нефти. Образование пенообразной нефти может расширить объем исходной сырой нефти и способствовать движению потока, улучшая ее выход, что снижает максимальную разницу давлений вытеснения.

3. 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 взаимо-

связанные 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 помогает уменьшить потери тепла и увеличить площадь нагрева.

Чем больше доля дымовых газов в закачиваемой жидкости, тем значительнее эффект паровой дистилляции, тем меньше легких компонентов в остаточной нефти и тем больше диапазон изменения четырех компонентов тяжелой нефти вдоль песчаной модели.

4. Дымовой газ препятствует передаче тепла между паром и холодным телом. С увеличением доли газа в парогазовой смеси коэффициент теплоотдачи снижается, и характер конденсации трансформируется от капельной к пленочной конденсации. Это связано с тем, что газовая пленка, образующаяся на поверхности холодного тела, увеличивает сопротивление теплопередаче.

Таким образом, дымовые газы играют две роли в расширении области теплового охвата. Поток дымовых газов может открыть путь для последующего пара и ускорить поток пара. Между тем, дымовой газ может препятствовать теплопередаче между паром и породой и, таким образом, способствовать дальнейшему переносу паром большего количества тепла.

5. В экспериментах, в которых пар и дымовой газ закачивались совместно, обеспечивалось 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.

Список литературы

1. Monte-Mor L.S., Laboissière P., Trevisan O.V. Laboratory Study on Steam and Flue Gas Co-injection for Heavy Oil Recovery // SPE Heavy Oil Conference - Canada, Calgary, Alberta, Canada, June 2013. SPE-165523-MS DOI: <https://doi.org/10.2118/199949-MS>
2. Qingya Liu, Zhenyu Liu, Weize Wu. Effect of V2O5 additive on simultaneous SO₂ and NO removal from flue gas over a monolithic cordierite-based CuO/Al₂O₃ catalyst // Catalysis Today. 2009. PP. S285-S289. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016%2Fj.cattod.2009.07.013>
3. Experimental Study on the Cyclic Steam Stimulation Assisted by Flue Gas Under Shallow Heavy-Oil Reservoir Conditions: Optimization of the Steam-Flue Gas Ratio
4. Grogan, A. T., and Pinczewski, W. V. (1987). The role of molecular diffusion processes in tertiary CO₂ flooding. J. Petrol. Technol. 39 (05), 591–602. doi:10.2118/12706-pa
5. Renner, T. A. (1988). Measurement and correlation of diffusion coefficients for CO₂ and rich-gas applications. SPE Reservoir Eng. 3 (02), 517–523. doi:10.2118/15391-pa
6. Riazi, M. R. (1996). A new method for experimental measurement of diffusion coefficients in reservoir fluids. J. Petrol. Sci. Eng. 14 (3–4), 235–250. doi: 10.1016/0920-4105(95)00035-6
7. Wang Z, Li Z. Roles of flue gas in promoting steam flow and heat transfer in multi thermal fluid flooding. Math Prob Eng. 2019; 2019:1-8
8. L. Li, “The new EOR technology of shengli oil field: rocket power,” Oil Drilling and Production Technology, vol. 35, no. 3, p. 65, 2013.
9. Y. Ren H, “Enhance oil recovery by rocket power equipment,” China Petrochemical News, p. 27, 2013.
10. X. X. Tang, Y. Ma, and Y. Sun, “Research and field test of complex thermal fluid huff and puff technology for offshore viscous oil recovery,” China Offshore Oil and Gas, vol. 23, no. 3, pp. 185–188, 2011.
11. G. Yu, T. Lin, Y. Sun et al., “Multi-component thermal fluid technology on extra-heavy oil to enhance oil recovery in Bohai Bay of China,” in Proceedings of the Twenty-fourth International Ocean and Polar Engineering Conference, International Society of Offshore and Polar Engineers, 2014.
12. L. Xiaohong, Z. Fengyi, and H. Kai, “Discussion about the thermal recovery of NB35-2 offshore heavy oilfield,” Reservoir Evaluation and Development Z, no. 1, 2011.
13. D. F. Othmer, “The condensation of steam,” Industrial & Engineering Chemistry, vol. 21, no. 6, pp. 576–583, 1929.
14. E. M. Sparrow and S. H. Lin, “Condensation heat transfer in the presence of a noncondensable gas,” Journal of Heat Transfer, vol. 86, no. 3, pp. 430–436, 1964.
15. W. J. Minkowycz and E. M. Sparrow, “Condensation heat transfer in the presence of non-condensables, interfacial resistance, superheating, variable properties, and diffusion,” International Journal of Heat and Mass Transfer, vol. 9, no. 10, pp. 1125–1144, 1966.
16. J. W. Rose, “Condensation heat transfer,” Heat Mass Transfer, vol. 35, no. 6, pp. 479–485, 1999.
17. J. Huang, J. Zhang, and L. Wang, “Review of vapor condensation heat and mass transfer in the presence of non-condensable gas,” Applied Thermal Engineering, vol. 89, pp. 469–484, 2015.
18. Wei, Y.; He, X.; Liu, T.; Liu, M.; Li, B.; Wang, Z.; Li, B.; Zhou, X. Study on the Variation of Crude Oil and Flue Gas Components in Flue-Gas-Assisted Steam Flooding. Geofluids 2022, 2022.

References

1. Monte-Mor L.S., Laboissière P., Trevisan O.V. Laboratory Study on Steam and Flue Gas Co-injection for Heavy Oil Recovery // SPE Heavy Oil Conference - Canada, Calgary, Alberta, Canada, June 2013. SPE-165523-MS DOI: <https://doi.org/10.2118/199949-MS>
2. Qingya Liu, Zhenyu Liu, Weize Wu. Effect of V2O5 additive on simultaneous SO₂ and NO removal from flue gas over a monolithic cordierite-based CuO/Al₂O₃ catalyst // Catalysis Today. 2009. PP. S285-S289. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016%2Fj.cattod.2009.07.013>
3. Experimental Study on the Cyclic Steam Stimulation Assisted by Flue Gas Under Shallow Heavy-Oil Reservoir Conditions: Optimization of the Steam-Flue Gas Ratio
4. Grogan, A. T., and Pinczewski, W. V. (1987). The role of molecular diffusion processes in tertiary CO₂ flooding. J. Petrol. Technol. 39 (05), 591–602. doi:10.2118/12706-pa
5. Renner, T. A. (1988). Measurement and correlation of diffusion coefficients for CO₂ and rich-gas applications. SPE Reservoir Eng. 3 (02), 517–523. doi:10.2118/15391-pa
6. Riazi, M. R. (1996). A new method for experimental measurement of diffusion coefficients in reservoir fluids. J. Petrol. Sci. Eng. 14 (3–4), 235–250. doi: 10.1016/0920-4105(95)00035-6
7. Wang Z, Li Z. Roles of flue gas in promoting steam flow and heat transfer in multi thermal fluid flooding. Math Prob Eng. 2019; 2019:1-8
8. L. Li The new EOR technology of Shengli oil field: rocket power. Oil Drilling and Production Technology, vol. 35, no. 3, p. 65, 2013.
9. Y. Ren H Enhance oil recovery by rocket power equipment. China Petrochemical News, p. 27, 2013.
10. X. X. Tang, Y. Ma, and Y. Sun Research and field test of complex thermal fluid huff and puff technology for offshore viscous oil recovery. China Offshore Oil and Gas, vol. 23, no. 3, pp. 185–188, 2011.
11. G. Yu, T. Lin, Y. Sun et al. Multi-component thermal fluid technology on extra-heavy oil to enhance oil recovery in Bohai Bay of China. Proceedings of the Twenty-fourth International Ocean and Polar Engineering Conference, International Society of Offshore and Polar Engineers, 2014.
12. L. Xiaohong, Z. Fengyi, and H. Kai Discussion about the thermal recovery of NB35-2 offshore heavy oilfield. Reservoir Evaluation and Development Z, no. 1, 2011.
13. D. F. Othmer The condensation of steam. Industrial & Engineering Chemistry, vol. 21, no. 6, pp. 576–583, 1929.
14. E. M. Sparrow and S. H. Lin Condensation heat transfer in the presence of a noncondensable gas. Journal of Heat Transfer, vol. 86, no. 3, pp. 430–436, 1964.
15. W. J. Minkowycz and E. M. Sparrow Condensation heat transfer in the presence of non-condensables, interfacial resistance, superheating, variable properties, and diffusion. International Journal of Heat and Mass Transfer, vol. 9, no. 10, pp. 1125–1144, 1966.
16. J. W. Rose Condensation heat transfer. Heat Mass Transfer, vol. 35, no. 6, pp. 479–485, 1999.
17. J. Huang, J. Zhang, and L. Wang Review of vapor condensation heat and mass transfer in the presence of non-condensable gas. Applied Thermal Engineering, vol. 89, pp. 469–484, 2015.
18. Wei, Y.; He, X.; Liu, T.; Liu, M.; Li, B.; Wang, Z.; Li, B.; Zhou, X. Study on the Variation of Crude Oil and Flue Gas Components in Flue-Gas-Assisted Steam Flooding. Geofluids 2022, 2022.

Сведения об авторах

Бурлуцкий Ефим Андреевич, инженер лаборатории фильтрационных исследований ЦНТИ, Альметьевский государственный нефтяной институт (АГНИ)

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6998-2338>

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2

E-mail: efim.work@mail.ru

Садреева Рауза Хатиповна, зав. лабораторией фильтрационных исследований ЦНТИ, Альметьевский государственный нефтяной институт (АГНИ)

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5327-5006>

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2

Email: roza.hatipovna@yandex.ru

Залыатдинов Альберт Айратович, кандидат технических наук, начальник центра научно-технических исследований ЦНТИ, Альметьевский государственный нефтяной институт (АГНИ)

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8466-9013>

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2

Email: zalyatdinovaa@agni-rt.ru

Белоклоков Дмитрий Сергеевич, инженер лаборатории фильтрационных исследований ЦНТИ, Альметьевский государственный нефтяной институт (АГНИ)

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0398-444X>

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2

E-mail: dima9909@mail.ru

Валиуллин Ильсур Вазихович, ведущий научный сотрудник, Альметьевский государственный нефтяной институт (АГНИ)

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2

E-mail: agnisale@yandex.ru

Authors

E.A. Burlutsky, Engineer of the Laboratory of the Center for Scientific and Technical Research, Almeteyevsk State Petroleum Institute

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6998-2338>

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

E-mail: e.burluckiy@agni-rt.ru

R.Kh. Sadreeva, Head of the Laboratory of the Center for Scientific and Technical Research, Almeteyevsk State Petroleum Institute

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

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5327-5006>

E-mail: roza.hatipovna@yandex.ru

A.A. Zalyatdinov, Head of the Center for Scientific and Technical Research, Candidate of Technical Sciences, Almeteyevsk State Petroleum Institute

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8466-9013>

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

E-mail: zalyatdinovaa@agni-rt.ru

D.S. Beloklokov, engineer of the laboratory of filtration studies CNTI, Almeteyevsk State Petroleum Institute

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0398-444X>

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

Email: dima9909@mail.ru

I.V. Valiullin, Leading Researcher, Almeteyevsk State Petroleum Institute

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

E-mail: agnisale@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 09.10.2023

Принята к публикации 20.12.2023

Опубликована 30.12.2023