

Экспериментальная оценка эффективности вытеснения нефти дымовыми газами для объекта разработки в карбонатных отложениях Урало-Поволжского региона

И.И. Ибрагимов^{1*}, И.М. Индрупский², Ч.А. Гарифуллина¹, Т.Ф. Халиуллин¹,
И.В. Валиуллин¹, А.А. Залятдинов¹, Р.Х. Садреева¹, Е.А. Бурлуцкий¹, А.Н. Мингазутдинов³,
М.М. Ремеев³, И.Х. Кашапов⁴

¹Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

²Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

³ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть», Бузульма, Россия

⁴СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

В статье представлены результаты экспериментальной оценки эффективности вытеснения нефти дымовым газом теплоэлектроцентрали по сравнению с водой для карбонатного объекта Урало-Поволжского региона. Эксперименты выполнены при двух различных схемах закачки вытесняющих агентов с применением оригинального лабораторного комплекса фильтрационных исследований на базе рекомбинированной модели пластовой нефти и модели пластовой воды, а также ядерного материала рассматриваемого объекта с воспроизведением пластовых термобарических условий. Подтверждено, что из-за преобладающего содержания азота и невысоких пластовых термобарических параметров дымовой газ неэффективен в качестве самостоятельного агента вытеснения как при закачке с начала разработки, так и в качестве третичного метода после заводнения. С учетом актуальности совместного решения проблем повышения нефтеотдачи и утилизации промышленных выбросов рекомендовано провести анализ целесообразности закачки дымового газа в составе водогазовых смесей.

Ключевые слова: дымовой газ, повышение нефтеотдачи, вытеснение нефти, коэффициент вытеснения, лабораторный эксперимент, карбонатный коллектор

Для цитирования: Ибрагимов И.И., Индрупский И.М., Гарифуллина Ч.А., Халиуллин Т.Ф., Валиуллин И.В., Залятдинов А.А., Садреева Р.Х., Бурлуцкий Е.А., Мингазутдинов А.Н., Ремеев М.М., Кашапов И.Х. (2024). Экспериментальная оценка эффективности вытеснения нефти дымовыми газами для объекта разработки в карбонатных отложениях Урало-Поволжского региона. *Георесурсы*, 26(1), с. 127–135. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.1.11>

Введение

Актуальность проблем декарбонизации и снижения выбросов парниковых газов в атмосферу определяет значительно возросший интерес нефтяных компаний к исследованию CO₂-содержащих газов в качестве агентов повышения нефтеотдачи.

Диоксид углерода является эффективным вытесняющим агентом для широкого диапазона характеристик пластовой нефти и термобарических условий. Однако его применение ограничивается рядом осложняющих факторов: коррозионной активностью, повышенными рисками выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и др., а также высокой себестоимостью процессов улавливания углекислого газа из промышленных выбросов или атмосферы, последующей транспортировки и компримирования.

Альтернативным способом является непосредственная закачка в пласт очищенных дымовых газов.

Технологическим особенностям и эффективности их применения в различных термобарических и геолого-физических условиях посвящен ряд отечественных и зарубежных публикаций (Горбылева, 2021; Гарифуллина и др., 2022; Bender, Akin, 2017; Ahmadi et al., 2015; De La Ossa et al., 2010; Wang et al., 2021; Shokoya et al., 2002; Trivedi, Babadagli, 2005; Dong, Huang, 2002).

Для залежей нефти в карбонатных пластах Урало-Поволжского региона характерна низкая эффективность заводнения при невысоких объемах добычи попутного углеводородного газа, что выделяет их в качестве приоритетных объектов для исследования закачки неуглеводородных газов. Дымовые газы являются одним из основных агентов в случае наличия близлежащих крупных источников промышленных выбросов, например теплоэлектроцентралей (ТЭЦ). В настоящей статье представлены результаты экспериментальных исследований эффективности вытеснения нефти дымовыми газами для одного из таких объектов.

Целью работы является оценка потенциального технологического эффекта от закачки дымовых газов в пласт как с начала разработки, так и после завершения заводнения.

* Ответственный автор: Ильдар Ильясович Ибрагимов
e-mail: ibragimovii@agni-rt.ru

© 2024 Коллектив авторов

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

Сведения об объекте

Рассматриваемая залежь расположена на территории Республики Татарстан. Продуктивный пласт представлен карбонатными породами. Пластовая температура $\sim 25^\circ\text{C}$, пластовое давление – около 10 МПа.

Нефть данного объекта можно отнести к тяжелым, сернистым с повышенной вязкостью (~ 25 мПа·с). Плотность дегазированной нефти – 899 кг/м^3 . Газосодержание пластовой нефти – $4,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$. В составе попутного (растворенного) газа отмечается значительное содержание азота – до 50% и более. Данная особенность характерна для многих залежей Урало-Поволжья (Чирихин и др., 2021).

Для проведения экспериментальных исследований использованы пробы дегазированной нефти и попутного (затрубного) газа, отобранные на одной из скважин объекта. Состав пробы газа представлен в табл. 1. На их основе по заданной величине газосодержания $4,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$ в установке рекомбинации проб готовили рекомбинированную пробу пластовой нефти, которую использовали при проведении дальнейших фильтрационных исследований по оценке эффективности вытеснения нефти дымовыми газами. Определены характеристики пластовой нефти. Давление насыщения составило 3,5 МПа, объемный коэффициент при давлении насыщения – 1,01.

Состав пробы дымовых газов, использованной для экспериментальных работ, представлен в табл. 2. На установке рекомбинации проб исследовали изменение давления насыщения и объемных характеристик пластовой нефти при добавлении дымового газа в различной концентрации (Ибрагимов и др., 2023).

Модель пластовой воды плотностью $1,17 \text{ г/см}^3$ готовили путем растворения NaCl в дистиллированной воде.

Методика исследований и подготовка

керновых моделей

Эксперименты выполнены с использованием оригинального комплекса фильтрационных исследований (рис. 1), созданного в лаборатории Инновационного нефтегазового недропользования Центра научно-технических исследований Альметьевского государственного нефтяного института на основе сертифицированного оборудования отечественных производителей.

Главными элементами комплекса являются кернодержатель (4), установка рекомбинации (2) и визуальный сепаратор (5). Все элементы комплекса предусматривают работу при пластовом давлении. Кернодержатель и установка рекомбинации дополнительно оборудованы системой регулируемого обогрева для моделирования пластовой температуры. Благодаря системе бокового обжима (3) возможно моделировать влияние горного давления. Различные флюиды (вода, газированная нефть, газы и их смеси) подаются на вход в кернодержатель из установки рекомбинации, в которой требуемый флюид готовится заранее. Установка рекомбинации оснащена системой размешивания для достижения равновесного состояния многокомпонентной системы. Флюиды на выходе

из кернодержателя попадают в визуальный сепаратор, предназначенный для определения положения уровня раздела двух и трех фаз с помощью видеофиксации и специализированного программного обеспечения. Поток в системе «установка рекомбинации – кернодержатель – визуальный сепаратор» создается с помощью плунжерного насоса (1). Могут применяться режимы постоянного давления либо расхода с измерением и фиксацией обоих параметров (давление, расход). Давление на входе в кернодержатель регулируется работой первого цилиндра плунжерного насоса, в то время как второй цилиндр задействован в системе противодействия, регулирующей условия на выходе из кернодержателя. В системе противодействия также используется разделительная емкость (6), в которой могут накапливаться флюиды, поступившие в ходе эксперимента в сепаратор.

Созданный комплекс обладает следующими особенностями и преимуществами:

- проведение экспериментов при пластовых условиях (давление – во всех узлах, температура – обогрев кернодержателя и установки рекомбинации);
- моделирование горного давления (обжим);
- работа с рекомбинированными или глубинными пробами газонасыщенной нефти;
- вытеснение пластовой водой или моделями пластовой воды, предварительно уравновешенными с газом;
- вытеснение газами с контролем количества газа, прошедшего через кернодержатель;
- вытеснение газами различного состава с контролем изменения состава с помощью хроматографического

Компонент	CO ₂	N ₂	O ₂	H ₂ O	Σ
Содержание, об. %	8,76	90,12	1,01	0,1	100

Табл. 2. Состав дымового газа, отобранного на ТЭЦ

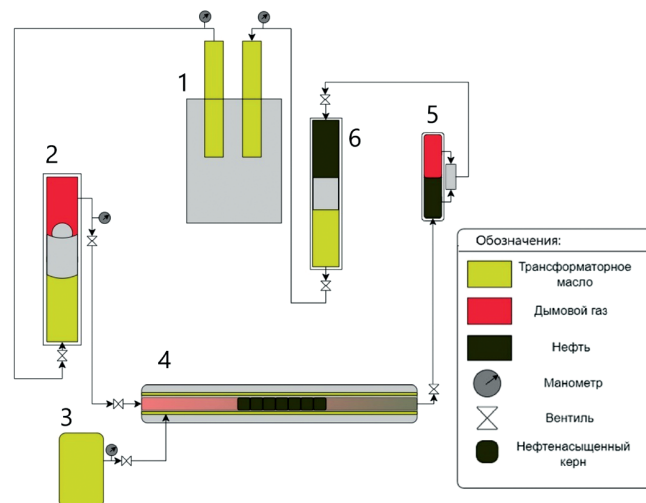


Рис. 1. Схема комплекса фильтрационных исследований: 1 – рабочий насос (двухплунжерный), 2 – установка (колба) рекомбинации, 3 – обжимной насос, 4 – кернодержатель, 5 – сепаратор визуальный, 6 – разделительная емкость

Компонент	CO ₂	He	H ₂	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅₊	H ₂ S	Σ
Содержание, об. %	2,82	0,07	0,09	60,71	13,61	11,15	5,83	3,39	2,22	0,11	100

Табл. 1. Состав попутного газа

комплекса Хроматэк Кристал 5000.2 российского производства (также имеется в лаборатории Инновационного нефтегазового недропользования);

- подготовка сложных многокомпонентных систем путем удаления в процессе подготовки флюидов одной из фаз (жидкой или газообразной).

Сравнительные эксперименты по оценке эффективности вытеснения нефти дымовыми газами проведены по двум схемам (табл. 3). По ряду причин отсутствовала возможность корректного проведения экспериментов на одной керновой модели с переподготовкой между ними. Чтобы обеспечить сопоставимость результатов, доступные образцы керна были сгруппированы в две составные колонки (керновые модели) с практически равными значениями среднегармонической проницаемости, характеризующей интегральную фильтрующую способность керновой модели (табл. 4, 5). Средняя проницаемость рассчитывалась как среднегармоническая, средние пористость и остаточная водонасыщенность – как среднеарифметические.

Из-за высокой неоднородности карбонатного коллектора избежать сильных вариаций параметров отдельных образцов не удалось, но основной диапазон изменения параметров и средние значения проницаемости близки.

Эксперименты проводили в последовательности, представленной в табл. 3. После насыщения керосином с остаточной водой (моделью пластовой воды) методом центрифугирования образцы помещали в кернодержатель так, чтобы по направлению фильтрации проницаемость уменьшалась (согласно ОСТ 39-195-86). Перед сборкой кернодержателя мертвые объемы входной и выходных линий заполняли керосином. После загрузки образцов и сборки кернодержателя создавали давление обжима 20 МПа и поровое давление (через систему противодавления) 10 МПа, которые поддерживали в течение всего эксперимента. Объем сепаратора до начала эксперимента заполняли в верхней части керосином, а в нижней части моделью пластовой воды. Таким образом обеспечивали контроль довытеснения воды из керна в процессе

Схема 1 (первый эксперимент)	Схема 2 (второй эксперимент)
1. Подготовка керна, насыщенного керосином с остаточной водой. Измерение фазовой проницаемости при максимальном насыщении керосином (нефтью) керна и остаточной водонасыщенности.	
2. Подготовка нефтенасыщенного керна в кернодержателе путем прокачки пластовой нефти (рекомбинированной пробы нефти и попутного газа). Оценка вязкости пластовой нефти.	
3. Прокачка воды до полного обводнения. Оценка коэффициента вытеснения нефти водой и фазовой проницаемости для воды при остаточной нефтенасыщенности. Определение динамики накопленного объема вытесненной нефти от количества прокачанных объемов воды.	3. Вытеснение нефти дымовым газом с начала процесса вытеснения. Оценка коэффициента вытеснения нефти дымовым газом. Оценка проницаемости для дымового газа при остаточной нефтенасыщенности с поправкой на вязкость дымового газа.
4. Довытеснение нефти дымовым газом. Оценка прироста коэффициента вытеснения.	

Табл. 3. Схемы выполненных экспериментов

№ образца	Проницаемость по газу, мД Может указать Средняя пористость	Пористость (открытая), %	Остаточная водонасыщенность, %	Эффективный объем пор (без учета остаточной воды), мл	Открытый объем пор, мл
1	1,48	14,39	37,42	2,54	4,07
2	1,48	14,1	38,77	2,44	3,98
3	7,97	16,53	21,1	3,69	4,67
4	8,53	13,06	30,21	2,58	3,69
5	9,17	16,07	24,04	3,45	4,54
6	19,4	17,44	21,53	3,87	4,93
Среднее значение*	3,419**	15,265	28,845		
Сумма				18,57	25,88

Табл. 4. Характеристики образцов керна для первого эксперимента. * Средняя проницаемость рассчитывалась как среднегармоническая, средние пористость и остаточная водонасыщенность – как среднеарифметические. ** Среднеарифметическое равно 8,0 мД

№ образца	Проницаемость по газу, мД	Пористость (открытая), %	Остаточная водонасыщенность, %	Эффективный объем пор (без учета остаточной воды), мл	Открытый объем пор, мл
7	1,46	14,3	37,51	2,53	4,04
8	3,07	6,39	54,96	0,81	1,81
9	6,31	15,55	26,39	3,23	4,39
10	310,23	14,9	18,49	3,43	4,21
Среднее значение*	3,412**	12,785	34,3375		
Сумма				10,00	14,45

Табл. 5. Характеристики образцов керна для второго эксперимента. * Средняя проницаемость рассчитывалась как среднегармоническая, средние пористость и остаточная водонасыщенность – как среднеарифметические. ** Среднеарифметическое равно 80,3 мД

замещения керосина газированной нефтью, а также визуальный обзор границы раздела флюидов, поступающих в сепаратор из кернодержателя.

На этапе замещения керосина газированной нефтью, благодаря заполнению керосином мертвого объема на входной линии, оценивали эффективную проницаемость керновой колонки – фазовую проницаемость по керосину (углеводородам) при остаточной водонасыщенности. Для первого эксперимента данная величина составила 1,265 мД, для второго – 1,317 мД. После полного замещения керосина моделью пластовой нефти (прокачка ~5 эффективных поровых объемов) и стабилизации параметров повторное измерение перепада давления позволило оценить вязкость газированной нефти при пластовых условиях 27,7 и 26,5 сПз (мПа·с) для первого и второго эксперимента соответственно, что согласуется с результатами расчетов по известным корреляциям Хана (Khan) и Васкеса – Беггса (Vasquez–Beggs) (Whitson, Brule, 2000). Близкие оценки вязкости в двух экспериментах (отличие ~5%) подтверждают допустимость предположения о равенстве эффективной проницаемости по керосину и модели пластовой нефти.

После воссоздания в керновой модели пласта начального насыщения (газированную нефть с остаточной водой) проводилась основная часть эксперимента: этапы 3–4 для первого эксперимента (схема 1), этап 3 для второго эксперимента (схема 2), см. табл. 3.

Довытеснение нефти дымовым газом после заводнения (схема 1)

Перед началом основных этапов эксперимента по схеме 1 подготовленную модель пластовой воды помещали в колбу рекомбинации и подключали к входной линии кернодержателя. Сепаратор заполняли водой и керосином с видимой границей раздела фаз в смотровом окне.

Вытеснение водой продолжали до прекращения выхода капель нефти из керновой модели в сепаратор и стабилизации расхода. Средняя обводненность за последние несколько часов составила более 99,5%, фазовая проницаемость для воды при остаточной нефтенасыщенности – 0,335 мД. Коэффициент вытеснения нефти водой составил 41,25% при накопленной прокачке 2,18 поровых

объемов (3,04 эффективных поровых объемов), безводный коэффициент вытеснения – 27,2%.

Перед началом этапа 4 колба рекомбинации была заполнена дымовым газом, сепаратор – водой и дымовым газом с видимой границей раздела фаз. Перепад давления на керновой колонке поддерживали не более 0,5 МПа. При прокачке дымового газа в сепаратор сначала поступала вода с редкими каплями нефти, что соответствовало замещению воды дымовым газом в керновой модели. Далее обводненность снижалась до минимальных значений и в течение короткого периода в сепаратор поступала практически чистая нефть. Таким образом, наблюдался кратковременный нефтяной вал. Объем нефти, поступивший в сепаратор в этот период, составил 0,388 мл. После выхода порции практически чистой нефти наблюдался прорыв газа и далее медленный процесс довытеснения с признаками поступления в сепаратор газа с небольшими количествами воды и нефти. После прекращения визуальных признаков выхода нефти и воды в сепаратор процесс вытеснения был остановлен. Накопленная прокачка дымового газа через керновую модель составила 1,21 поровых объемов (1,69 эффективных поровых объемов).

Общий график зависимости коэффициента извлечения (вытеснения) нефти от прокачанных поровых объемов представлен на рис. 2. За счет довытеснения дымовым газом коэффициент вытеснения увеличился с 41,25% до 43,4%. Основная порция дополнительной нефти поступила в виде кратковременного вала до прорыва газа.

После завершения всех этапов эксперимента поровое давление в образцах керна и обжимное давление в кернодержателе постепенно снижали до атмосферного во избежание выхода остаточной нефти из пор керновой модели под действием выделяющегося растворенного газа. Извлеченные из кернодержателя образцы были исследованы по методу Закса с целью оценки объема воды, оставшейся в породе. Для каждого образца измеряли массу после фильтрационного эксперимента, объем воды в порах, а также массу сухого образца. По полученным данным определяли объем нефти, оставшийся в порах на конец эксперимента по вытеснению. Для керновой модели в целом он составил 10,852 мл, что соответствует итоговому коэффициенту вытеснения 42,6%.

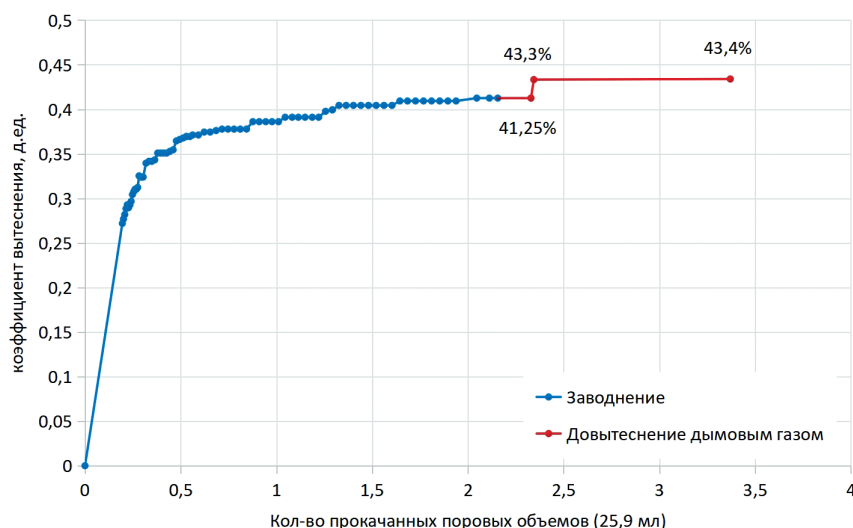


Рис. 2. Зависимость коэффициента вытеснения нефти от прокачанных объемов воды и сжатого дымового газа

Данная оценка близка к значению 43,4%, полученному по данным сепаратора. Такое отличие в том числе связано с незначительным выходом воды из керновой модели на этапе замещения керосина моделью нефти.

Вытеснение нефти дымовым газом с начала разработки (схема 2)

Для основного этапа эксперимента по схеме 2 колба рекомбинации была заполнена сжатым дымовым газом при пластовом давлении и подключена к входной линии кернодержателя. В сепараторе на момент начала вытеснения находились: снизу вода, в средней части керосин (с частично растворенным в нем дымовым газом), в верхней – сжатый дымовой газ. Использование слоя керосина позволило обеспечить более четкую границу раздела между жидкими фазами и газом, что улучшило точность фиксации динамики выхода нефти в сепаратор. Мертвый объем между выходом керновой модели и сепаратором был заполнен газированной нефтью, которая не учитывалась при интерпретации.

Полученная динамика коэффициента вытеснения нефти дымовым газом приведена на рис. 3. В результате прокачки 7,78 поровых объемов сжатого дымового газа коэффициент вытеснения составил 30,54%.

Как видно из рис. 3, безгазовый период очень короткий, поэтому можно извлечь только ~6% нефти. На рис. 4 показана динамика доли нефти в потоке, выходящем в сепаратор. Доля стремительно снижается и достигает значения 1,24% уже при прокачке около 2 поровых объемов, при этом коэффициент вытеснения составляет 22,1%.

В процессе вытеснения нефти в сепаратор также поступила остаточная вода в объеме 0,738 мл, что свидетельствует о ее довытеснении дымовым газом в процессе вытеснения нефти. В результате остаточная водонасыщенность керновой модели снизилась с 27,38% до 22,26%. Изменение остаточной водонасыщенности было учтено при оценке коэффициента вытеснения.

На финальной стадии эксперимента проведена оценка фазовой проницаемости керновой модели по дымовому газу. Вследствие преобладания азота в составе вязкость дымового газа принимали равной вязкости азота при давлении 10 МПа и пластовой температуре. Оценка фазовой проницаемости дымового газа при наличии в порах остаточной воды и остаточной нефти составила 0,040 мД.

По аналогии с первым экспериментом извлеченные из кернодержателя образцы керна после завершения вытеснения были исследованы методом Закса. По массе образцов после фильтрационного эксперимента, объему

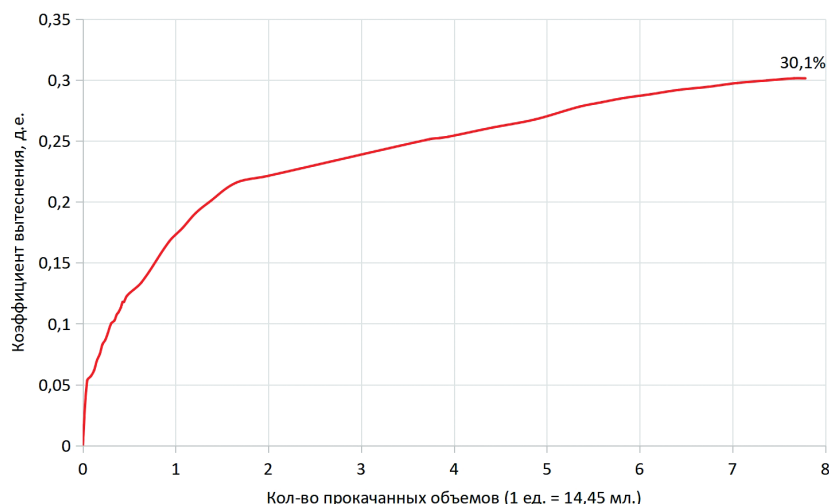


Рис. 3. Зависимость коэффициента вытеснения нефти от прокачанных объемов сжатого дымового газа

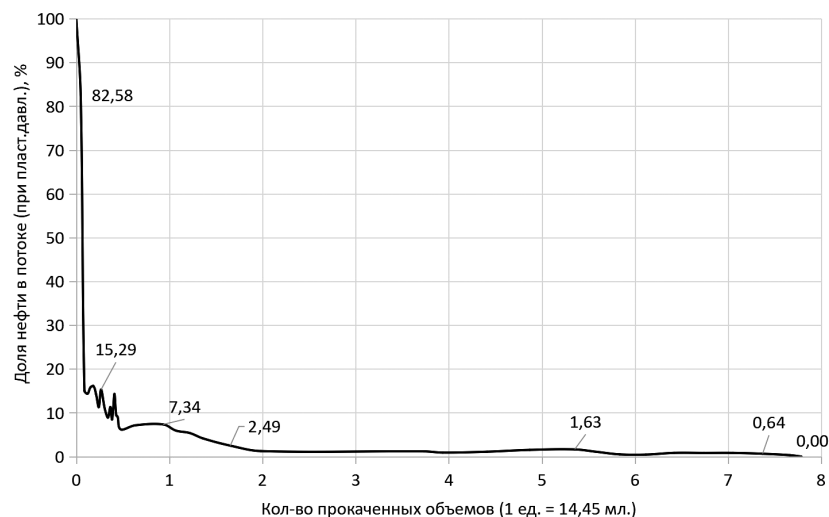


Рис. 4. Зависимость доли нефти в потоке от прокачанных объемов сжатого дымового газа

воды в порах, а также массе сухих образцов определялся объем нефти, оставшийся в порах ядерной модели. Установленный таким путем коэффициент вытеснения составил 30,133%, он практически совпадает со значением по данным сепаратора 30,54%.

Сопоставление результатов экспериментов по двум схемам вытеснения

В таблице 6 и на рисунках 5–6 (с учетом сглаживания) сопоставлены основные результаты выполненных экспериментов по схемам 1 и 2.

Полученные значения коэффициента вытеснения ожидаемы для карбонатного коллектора с достаточно низкой абсолютной проницаемостью при повышенной вязкости нефти. При этом невысокие пластовые давление и температура, а также преобладание азота в составе дымового газа обуславливают низкую эффективность газа как вытесняющего агента в сравнении с водой.

Из-за неблагоприятного соотношения вязкости вытесняющего и вытесняемого флюидов в схеме 2 отмечен ранний прорыв дымового газа, короткий безгазовый период и стремительное снижение доли нефти в потоке до 15%

и далее до ~1% при прокачке около 2 поровых объемов. К этому моменту коэффициент вытеснения составляет около 22%. Дальнейшее довытеснение нефти происходит при доле газа в потоке (в пластовых условиях) 99% и более. Общее количество прокачанных поровых объемов для достижения конечного коэффициента вытеснения составило 7,78 и кратно выше, чем при вытеснении водой (2,18) и в целом по схеме 1 (3,39). Это указывает на практическую недостижимость даже невысокого итогового значения коэффициента вытеснения ~30% при вытеснении нефти дымовым газом с начала разработки.

В схеме 1 качественный эффект от закачки дымового газа после заводнения проявляется в формировании краткосрочного вала нефти. Довытеснение после последующего прорыва газа практически не происходит. Количественный эффект от вала незначителен и не позволяет рассчитывать на значимый экономический эффект. Итоговый прирост коэффициента вытеснения составил 2,15% в абсолютном выражении (5,2% в относительном выражении).

№ п.п.	Параметр	Схема 1	Схема 2
1	Абсолютная проницаемость по газу, мД	3,419	3,412
2	Фазовая проницаемость для керосина (углеводородов) при остаточной водонасыщенности, мД	1,265	1,317
3	Относительная фазовая проницаемость по керосину (углеводородам) при остаточной водонасыщенности	0,37	0,39
4	Вязкость газированной нефти ($G = 4,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$), мПа·с	27,7	26,5
5	Фазовая проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности, мД	0,335	
6	Относительная фазовая проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности	0,098	
7	Безводный коэффициент вытеснения нефти водой, %	27,2	
8	Итоговый коэффициент вытеснения нефти водой, %	41,25	
9	Коэффициент вытеснения нефти после довытеснения дымовым газом (по сепаратору), %	43,4	
10	Коэффициент вытеснения нефти после довытеснения нефти дымовым газом (по результатам экстракции керна)	42,6	
11	Коэффициент вытеснения нефти дымовым газом (по сепаратору), %		30,54
12	Коэффициент вытеснения нефти дымовым газом (по результатам экстракции керна), %		30,13
13	Фазовая проницаемость по дымовому газу при остаточной водонасыщенности и остаточной нефтенасыщенности, мД	0,036	0,040

Табл. 6. Основные результаты экспериментов по схемам 1 и 2

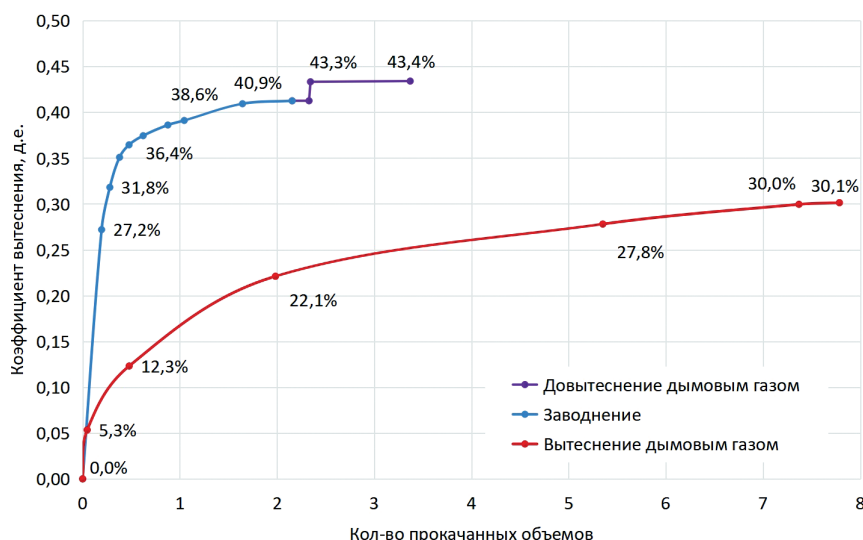


Рис. 5. Зависимости коэффициента вытеснения от прокачанных объемов флюидов при двух схемах вытеснения

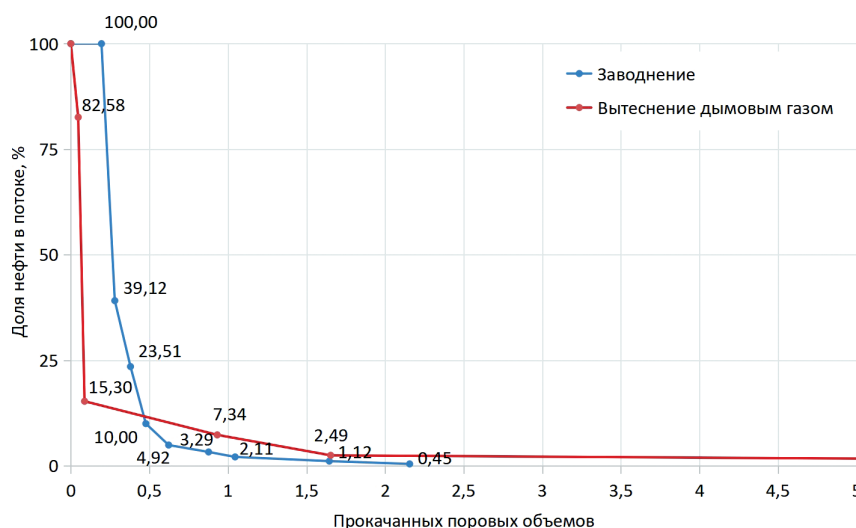


Рис. 6. Зависимости доли нефти в потоке от прокачанных объемов флюидов при двух схемах вытеснения

Заключение

В работе представлены результаты сопоставительных лабораторных экспериментов по оценке эффективности вытеснения пластовой нефти дымовым газом в качестве агента вторичного (с начала разработки) или третичного воздействия (после заводнения) для одного из типичных карбонатных объектов разработки Урало-Поволжья.

Эксперименты выполнены на оригинальном комплексе фильтрационных исследований при пластовых условиях, с использованием рекомбинированной пластовой нефти, модели пластовой воды и дымового газа, отобранного на источнике выбросов (ТЭЦ). Керновые модели для двух сопоставляемых схем вытеснения характеризуются близкими среднегармоническими величинами абсолютной проницаемости для газа и близкими оцененными значениями эффективной проницаемости для углеводородов при остаточной водонасыщенности.

По результатам экспериментов определены динамики и конечные значения коэффициента вытеснения нефти водой и дымовым газом, а также прироста коэффициента вытеснения при закачке дымового газа после заводнения. Оценены конечные значения фазовых проницаемостей: для углеводородов при остаточной водонасыщенности, для воды при остаточной нефтенасыщенности, для дымового газа при остаточных нефтенасыщенности и водонасыщенности.

Характерные для карбонатных коллекторов Урало-Поволжья условия – невысокие пластовые давление и температура, повышенная вязкость нефти, а также высокое содержание азота в дымовом газе, предопределяют его низкую эффективность как самостоятельного агента вторичного или третичного воздействия. Дымовой газ существенно проигрывает воде по величине и динамике коэффициента вытеснения при закачке с начала разработки. В режиме третичного агента после заводнения прирост коэффициента вытеснения составляет чуть более 2% абсолютных (5% относительных), что не позволяет рассчитывать на экономическую привлекательность метода.

Рекомендуется полученные результаты использовать только для качественной оценки и с осторожностью применять для количественной оценки процессов в пластовых

условиях, в том числе при гидродинамическом моделировании. Это связано как с недостаточной однородностью использованных керновых моделей, так и с масштабными эффектами, особенно значимыми в случае сложнопостроенных карбонатных коллекторов. Для более достоверной оценки процессов вытеснения в пластовых условиях рекомендуется проведение работ на полноразмерном керне и дополнять лабораторные эксперименты специализированными промысловыми исследованиями, например, по схеме статьи (Индрупский и др., 2023).

С учетом актуальности проблемы полезного использования промышленных газов и недостаточной эффективности заводнения карбонатных коллекторов Урало-Поволжья дальнейшие исследования целесообразно сосредоточить на оценке эффективности закачки дымовых газов в составе водогазовых смесей.

Финансирование

Статья основана на материалах исследований Альметьевского государственного нефтяного института по заказу ПАО «Татнефть» и результатах выполнения государственного задания Института проблем нефти и газа 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).

Литература

- Гарифуллина Ч.А., Халиуллин Т.Ф., Индрупский И.М., Валиуллин И.В., Зялятинов А.А., Бурлуцкий Е.А., Садеева 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. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.13>
- Горбылева Я.А. (2021). О технологиях закачки выхлопных (дымовых) газов для извлечения нефти. *Вестник Евразийской науки*, 13(4). <https://esj.today/PDF/08SAVN421.pdf>
- Ибрагимов И.И., Индрупский И.М., Гарифуллина Ч.А., Халиуллин Т.Ф., Валиуллин И.В., Афлятунов Р.Р., Кашапов И.Х. (2023). Исследование изменения свойств пластовой нефти при взаимодействии с дымовыми газами. *Технологии нефти и газа*, (3), с. 33–38.
- Индрупский И.М., Коваленко К.В., Газизова Д.М., Сибгатуллин А.Ф., Аникеев Д.П., Шабалин Н.В., Садеев К.Р., Лутфуллин А.А. (2023). Оценка коэффициента вытеснения для девонских отложений

по результатам специализированных исследований скважин. *Георесурсы*, 25(2), с. 236–244. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.17>

Чирихин А.А., Фирсов В.В., Шостак А.В., Кириллов К.А. (2021). О содержании азота в среднекаменноугольных отложениях на территории Удмуртской Республики. *Нефтяное хозяйство*, (2), с. 56–60. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-2-56-60>

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>

Bender S., Akin S. (2017). Flue gas injection for EOR and sequestration: Case study. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 157, pp. 1033–1045. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.07.044>

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

De La Ossa J.E., Wallens A.B., Anaya A.F., Santos N.S. (2010). Experimental Evaluation of the Flue-Gas Injection of Barrancabermeja Refinery as EOR Method. *SPE International Conference on CO₂ Capture, Storage, and Utilization*, SPE-139715-MS. <https://doi.org/10.2118/139715-MS>

Shokoya O.S., Mehta S.A.R., Moore R.G., Maini B.B., Pooladi-Darvish M., Chakma A.K. (2002). The mechanism of flue gas injection for enhanced light oil recovery. *Proceedings of the ASME 2002 Engineering Technology Conference on Energy*, pp. 107–113. <https://doi.org/10.1115/ETCE2002/CAE-29063>

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*, PETSOC-2005-042. <https://doi.org/10.2118/2005-042>

Wang Z.-H., Sun B.-W., Guo P., Wang Sh.-Sh., Liu H., Liu Y., Zhou D.-Y., Zhou B. (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*, 18(3), pp. 870–882. <https://doi.org/10.1007/s12182-021-00548-z>

Whitson C.H., Brule M.R. (2000) *Phase behavior*. SPE Monograph (Henry L. Doherty) Series, Vol. 20. SPE, Richardson, Texas USA. 233 p.

Сведения об авторах

Ильдар Ильясович Ибрагимов – канд. тех. наук, заведующий лабораторией, доцент, Альметьевский государственный нефтяной институт

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2
e-mail: ildaribragimov5@gmail.com

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

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

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

Ильсур Вазихович Валиуллин – канд. тех. наук, ведущий научный сотрудник

Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Альберт Айратович Залятдинов – канд. тех. наук, начальник центра

Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Рауза Хатиповна Садреева – заведующая лабораторией 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

Алмаз Ниязович Мингазутдинов – заведующий сектором

ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть»
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, д. 32

Марат Марселевич Ремеев – начальник отдела ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть»
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, д. 32

Ильдар Хамитович Каишапов – заместитель начальника отдела

СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Статья поступила в редакцию 26.07.2023;

Принята к публикации 20.01.2024;

Опубликована 30.03.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Experimental Assessment of Oil Displacement Efficiency by Flue Gases for a Developed Reservoir in Carbonate Formation of Urals-Volga Region

I.I. Ibragimov^{1*}, I.M. Indrupskiy², Ch.A. Garifullina¹, T.F. Khaliullin¹, I.V. Valiullin¹, A.A. Zalyatdinov¹, R.Kh. Sadreeva¹, E.A. Burlutskiy¹, A.N. Mingazutdinov³, M.M. Remeev³, I.Kh. Kashapov⁴

¹Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russian Federation

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

³TatNIPIneft Tatneft PJSC, Bugulma, Russian Federation

⁴Tatneft-Dobycha SP Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russian Federation

*Corresponding author: Ildar I. Ibragimov, e-mail: ildaribragimov5@gmail.com

Abstract. The paper presents the results of experimental evaluation of oil displacement efficiency by flue gas of a thermal power plant, compared to water, for a carbonate reservoir in the Ural-Volga region. The experiments were performed under two different injection schemes using an original laboratory

complex for coreflood studies, with recombined reservoir oil, model of formation water, reservoir core material, and under reservoir thermobaric conditions. It has been confirmed that due to the prevailing nitrogen content and low values of reservoir pressure and temperature, flue gas is ineffective as

an independent displacement agent either for injection from the beginning of reservoir development or as a tertiary method after waterflooding. Taking into account the relevance of synergy between increasing oil recovery and sequestration of industrial emissions, evaluation of flue gas injection as part of water-gas mixtures (SWAG) is recommended.

Keywords: flue gases, improved oil recovery, oil displacement, displacement efficiency, laboratory experiment, carbonate reservoir

Recommended citation: Ibragimov I.I., Indrupskiy I.M., Garifullina Ch.A., Khaliullin T.F., Valiullin I.V., Zalyatdinov A.A., Sadreeva R.Kh., Burlutskiy E.A., Mingazutdinov A.N., Remeev M.M., Kashapov I.Kh. (2024). Experimental assessment of oil displacement efficiency by flue gases for a developed reservoir in carbonated formation of Urals-Volga region. *Georesursy = Georesources*, 26(1), pp. 127–135. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.1.11>

Acknowledgements

The paper is based on the results of ASOI research for Tatneft PJSC and fulfillment of the state assignment of OGRI RAS (Project 122022800272-4).

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>
- Bender S., Akin S. (2017). Flue gas injection for EOR and sequestration: Case study. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 157, pp. 1033–1045. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.07.044>
- Chirikhin A.A., Firsov V.V., Shostak A.V., Kirillov K.A. (2021). On the nitrogen content in Middle Carboniferous sediments on the territory of the Udmurt Republic. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2, pp. 56–60. (In Russ.) DOI: 10.24887/0028-2448-2021-2-56-60
- Dong M., Huang S. (2002). Flue Gas Injection for Heavy Oil Recovery. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 41(9), PETSOC-02-09-04. <https://doi.org/10.2118/02-09-04>
- De La Ossa J.E., Wallens A.B., Anaya A.F., Santos N.S. (2010). Experimental Evaluation of the Flue-Gas Injection of Barrancabermeja Refinery as EOR Method. *SPE International Conference on CO₂ Capture, Storage, and Utilization*, SPE-139715-MS. <https://doi.org/10.2118/139715-MS>
- 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. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.13>
- Gorbyleva Y.A. (2021). On exhaust gas (flue gas) injection technologies for oil recovery. *Vestnik Evraziyskoy Nauki = The Eurasian Scientific Journal*, 4(13). (In Russ.) <https://esj.today/PDF/08SAVN421.pdf>
- Ibragimov I.I., Indrupskiy I.M., Garifullina Ch.A., Khaliullin T.F., Valiullin I.V., Aflyatunov R.R., Kashapov I.Kh. (2023). Study of reservoir oil properties alteration due to interaction with flue gases. *Tekhnologii nefti i gaza*, 2, pp. 33–38. (In Russ.)
- Indrupskiy I.M., Kovalenko K.V., Gazizova D.M., Sibgatullin A.F., Anikeev D.P., Shabalin N.V., Sadeev K.R., Lutfullin A.A. (2023). Estimation of displacement efficiency for Devonian formations based on the results of specialized well tests. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 236–244. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.17>
- Shokoya O.S., Mehta S.A.R., Moore R.G., Maini B.B., Pooladi-Darvish M., Chakma A.K. (2002). The mechanism of flue gas injection for enhanced light oil recovery. *Proceedings of the ASME 2002 Engineering Technology Conference on Energy*, pp. 107–113. <https://doi.org/10.1115/ETCE2002/CAE-29063>

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*, PETSOC-2005-042. <https://doi.org/10.2118/2005-042>

Wang Z.-H., Sun B.-W., Guo P., Wang Sh.-Sh., Liu H., Liu Y., Zhou D.-Y., Zhou B. (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*, 18(3), pp. 870–882. <https://doi.org/10.1007/s12182-021-00548-z>

Whitson C.H., Brule M.R. (2000) *Phase behavior*. SPE Monograph (Henry L. Doherty) Series, Vol. 20. SPE, Richardson, Texas USA. 233 p.

About the Authors

Ildar I. Ibragimov – Cand. Sci. (Technical Sciences), Head of the Laboratory, Associate Professor, Almeteyevsk State Oil Institute

2, Lenina str., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation
e-mail: ildaribragimov5@gmail.com

Ilya M. Indrupskiy – Dr. Sci. (Technical Sciences), Chief Researcher, Deputy Director for Science, Oil and Gas Research Institute of Russian Academy of Sciences

2, Lenina str., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation

Chulpan A. Garifullina – Engineer, Postgraduate Student, Almeteyevsk State Oil Institute

2, Lenina str., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation

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

2, Lenina str., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation

Il'sur V. Valiullin – Cand. Sci. (Technical Sciences), Leading Researcher, Almeteyevsk State Oil Institute

2, Lenina str., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation

Albert A. Zalyatdinov – Cand. Sci. (Technical Sciences), Head of Center, Almeteyevsk State Oil Institute

2, Lenina str., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation

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

2, Lenina str., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation

Efim A. Burlutskiy – Engineer, Almeteyevsk State Oil Institute

2, Lenina str., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation

Almaz N. Mingazutdinov – Head of Sector, TatNIPIneft Tatneft PJSC

32, Musy Djalilya str., Bugulma, 423236, Russian Federation

Marat M. Remeev – Head of Department, TatNIPIneft Tatneft PJSC

32, Musy Djalilya str., Bugulma, 423236, Russian Federation

Ildar Kh. Kashapov – Deputy Head of Department, Tatneft-Dobucha SP Tatneft PJSC

75, Lenina str., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation

Manuscript received 26 July 2023;

Accepted 21 January 2024; Published 30 March 2024