

УДК 622.276

## АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ CO<sub>2</sub> HUFF-N-PUFF

**Соромотин Андрей Витальевич<sup>1</sup>,**  
mrsavip@gmail.com

**Лекомцев Александр Викторович<sup>1</sup>,**  
alex.lekomtsev@mail.ru

**Илюшин Павел Юрьевич<sup>1</sup>,**  
ilushin-pavel@yandex.ru

<sup>1</sup> Пермский национальный исследовательский политехнический университет,  
Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29.

**Актуальность.** Перспективным направлением разработки нефтяных месторождений является применение нетрадиционных способов добычи трудноизвлекаемых запасов. Особый интерес уделяется технологиям использования углекислого газа в условиях политики снижения углеродного следа в мировом энергобалансе. Диоксид углерода является одним из наиболее эффективных вытесняющих агентов для повышения нефтеотдачи пластов, который может растворяться в легкой и средней фракции нефти, способствуя ее набуханию, уменьшая вязкость и увеличивая подвижность. В связи с этим актуальной задачей является поиск и практическое применение эффективных решений. Одной из таких технологий использования углекислого газа является Huff-n-Puff.

**Цель:** провести оценку мирового опыта применения технологии CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff; проанализировать факторы, влияющие на эффективность метода; установить взаимосвязь технологических факторов при использовании CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff

**Объект:** технология CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff.

**Методы:** литературный обзор; анализ параметров технологии.

**Результаты.** Технология CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff отличается эффективностью в широком спектре свойств пласта и нефти. В ходе исследований выявлены основные критерии эффективности технологии Huff-n-Puff, наиболее важным из которых является достижение полной растворимости углекислого газа в нефти. Основными факторами, влияющими на эффективность данного процесса, являются режимные технологические параметры, естественная и искусственная трещиноватость, молекулярная диффузия. Оценен эффект прироста нефтеотдачи от влияния геометрии и длины трещин. Авторами статьи для анализа параметров технологии и выявления статистических зависимостей использована тепловая карта и характеристики распределения. Также применен градиентный бустинг (метод машинного обучения) с использованием библиотеки SHAP для определения влияния технологических параметров на эффективность CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff. Установлен прирост нефтеотдачи от применения рассматриваемой технологии до 5,4%.

**Ключевые слова:**

углекислый газ, повышение нефтеотдачи пластов, высоковязкие нефти, Huff-n-Puff, интенсификация добычи нефти.

### Введение

Процесс добычи пластовой жидкости сопровождается естественным снижением пластовой энергии, уменьшаются дебиты скважин, повышается обводненность добывающих скважин. В настоящее время в связи с сокращением запасов легких углеводородов вопрос разработки объектов высоковязкой нефти становится более актуальным. Традиционные методы не могут обеспечить высокий коэффициент извлечения в условиях отрицательной динамики пластового давления, наклонно-направленных профилей ствола скважин и высоковязкой нефти. Поэтому появляется потребность применения современных технологий. Термические методы повышения нефтеотдачи характеризуются эффективностью и экономичностью для добычи тяжелой нефти, но не могут применяться в глубоких коллекторах или пластах с малопроницаемыми продуктивными зонами из-за значительной величины тепловых потерь, поэтому технологии использования углекислого газа являются актуальными для внедрения на нефтяных месторождениях.

Перспективным направлением повышения нефтеотдачи пластов является применение технологии CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff. Она показывает высокую эффективность

интенсификации притока тяжелой нефти. При реализации технологии углекислый газ закачивается в пласт через добывающую скважину, которую впоследствии закрывают для физико-химического взаимодействия с нефтью в призабойной зоне пласта. После выдержки в течение определенного периода времени скважина открывается для добычи.

Согласно исследованиям [1–5] использование CO<sub>2</sub> для повышения продуктивности и производительности добывающих скважин вызывает особый интерес в условиях политики снижения углеводородного следа в мировом энергобалансе. Среди используемых газов диоксид углерода является одним из наиболее эффективных вытесняющих агентов для повышения нефтеотдачи пластов (EOR – enhanced oil recovery), который может растворяться в легкой и средней фракции нефти, способствуя ее набуханию, уменьшая вязкость и увеличивая подвижность нефти. Углекислый газ имеет преимущество низкого минимального давления смесимости по сравнению с другими газами, такими как метан, азот и воздух и, следовательно, может быть проще достигнут режим смешивающегося заводнения (режим растворения газа в нефти). Смесимость газовой и нефтяной фаз может быть обеспечена

за счет однократного смешивания двух фаз при одно-контактном процессе [6, 7]. Также имеет место многоконтактная смешиваемость, которая подразделяется на два процесса – конденсации и испарения газа, – смесимость достигается за счет нескольких контактов между закачиваемым газом и сырой нефтью. При многоконтактном процессе закачиваемый газ обогащается за счет экстракции легких и промежуточных летучих компонентов сырой нефти, затем обогащенный газ растворяется (конденсируется) в сырой нефти, где образуется зона смешиваемости (переходная зона) между газовой и нефтяной фазами [8, 9].

Основными параметрами, влияющими на минимальное давление растворимости (смесимости), являются: пластовая температура, молекулярная масса компонентов нефти, мольная доля летучих компонентов нефти, мольная доля компонентов нефти (C<sub>2</sub>–C<sub>6</sub>) и мольные доли газового потока CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, C<sub>1</sub> и N<sub>2</sub> [10]. В нанопорах легкие компоненты находятся в паровой фазе за счет увеличения температуры или уменьшения давления. Прогнозируемое капиллярное давление в наноканале (100 нм) почти на два порядка выше, чем в микроканале (10 мкм) [11]. Минимальное давление

растворимости углекислого газа в нефти зависит в большей степени от температуры в сравнении с составом. Легкие компоненты уменьшают интенсивность увеличения минимального давления растворимости в зависимости от температуры, в то время как наличие тяжелых компонентов приводит к обратному тренду [12]. Целью данной статьи является анализ и обобщение мирового опыта лабораторных исследований, моделирования и опытно-промышленных испытаний метода CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff, а также выявление ключевых параметров, определяющих эффективность технологии.

#### Методология

Анализ результатов поиска по запросу «Утилизация CO<sub>2</sub>» в базе данных Science Direct с 1988 по 2022 гг. показал 2950 упоминаний из 2295 исследовательских статей. График (рис. 1) иллюстрирует растущий положительный тренд количества публикаций по указанной тематике, что свидетельствует об увеличивающемся интересе исследователей к снижению углеродного следа в мировом энергобалансе. В настоящем обзоре рассматриваются преимущественно исследовательские статьи, опубликованные после 2010 г.

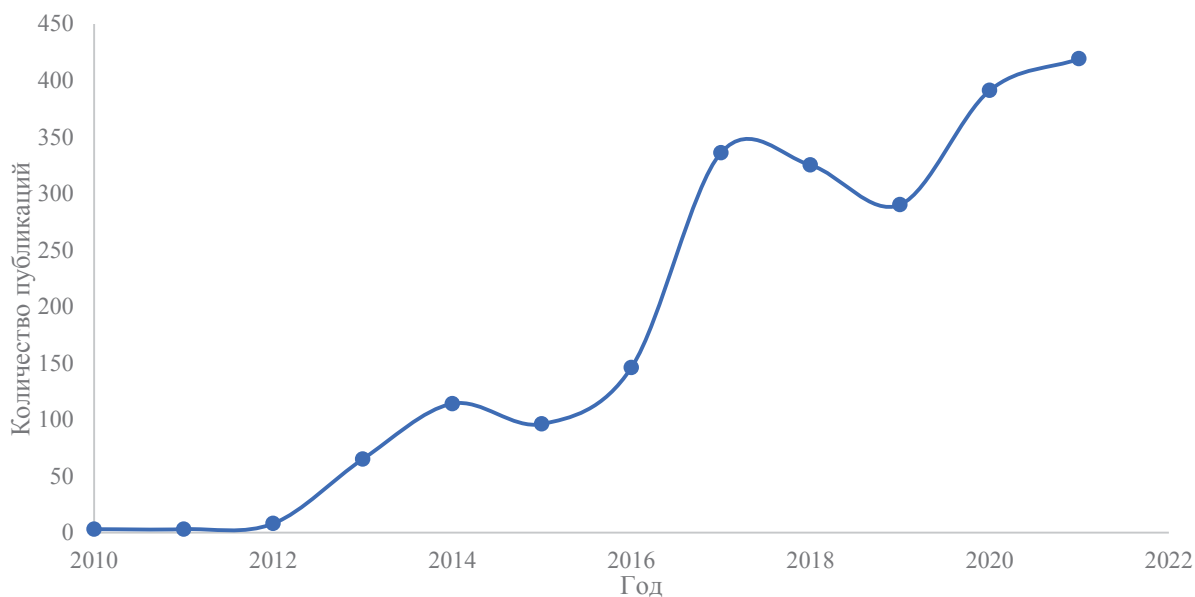


Рис. 1. Увеличение количества публикаций с 2010 г. на тему «Утилизация CO<sub>2</sub>»

Fig. 1. Increase in the number of publications on the topic «Utilization of CO<sub>2</sub>» since 2010

Для анализа параметров технологии и выявления статистических зависимостей использована тепловая карта и характеристики распределения параметров для оценки их влияния на дополнительную добычу нефти. Тепловая карта представляет собой графическое отображение корреляционной матрицы с выбранным методом корреляции Пирсона. В выборку попали следующие параметры:

- дополнительная добыча нефти (Incremental oil);
- объем закаченного агента (CO<sub>2</sub> injected);
- количество циклов (No of cycles);
- количество дней пропитки (Days of soak);
- пористость пласта (Porosity);
- проницаемость пласта (Permeability);

- плотность нефти (Oil gravity);
- вязкость нефти (Oil viscosity);
- толщина пласта (Thickness);
- глубина пласта (Depth).

Для оценки всех параметров применен градиентный бустинг – техника машинного обучения для задач классификации и регрессии, которая строит модель предсказания в форме ансамбля слабых предсказывающих моделей, обычно деревьев решений. Задача решалась посредством использования библиотеки SHAP и выявления вклада каждого из вышеприведенных параметров в конечное предсказание искомой величины – дополнительной добычи нефти. SHapley Additive exPlanations (SHAP) – это метод на основе

вектора Шепли, позволяющий выявить значение каждого признака. Для определения важности параметра происходит оценка предсказаний модели с и без данного признака [13].

#### Материалы

Растворение (смесимость) CO<sub>2</sub> в сырой нефти является доминирующим процессом массопереноса, на который приходится 90 % общего изменения состава. Основными факторами, влияющими на эффективность данного процесса, являются режимные технологические параметры, естественная и искусственная трещиноватость, молекулярная диффузия [11].

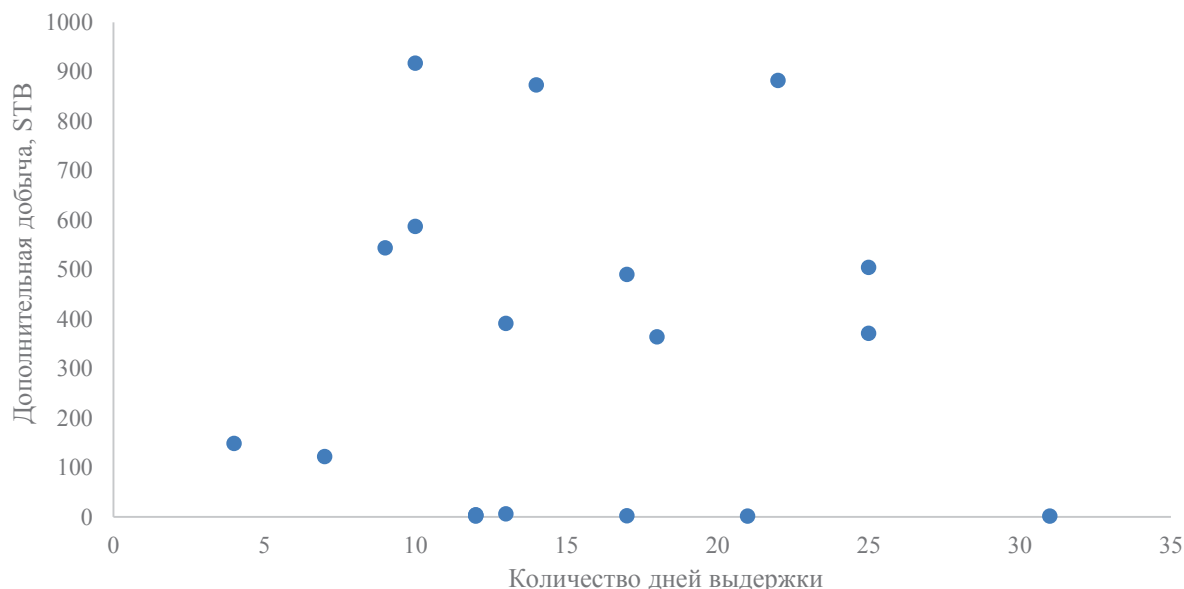
#### Режимные технологические параметры

Значительное влияние на эффективность технологии CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff оказывает оценка корреляции технологических параметров, характеризующихся временными интервалами закачки и добычи. Выявление точных математических зависимостей нефтеотдачи от количества циклов, времени закачки, выдержки и до-

бычи позволит добиться максимального эффекта от проведения технологии CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff [14–18].

Опытно-промышленные испытания технологии CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff на 28 скважинах в Техасе подтвердили, что период выдержки не оказывает значительного влияния на извлечение нефти, если растворения углекислого газа в нефти не достигнуто (рис. 2).

В несмешиваемых условиях (газ находится в свободной фазе) процесс характеризуется более интенсивным растворением углекислого газа в воде с образованием угольной кислоты, чем при условиях смесимости углекислого газа с нефтью. Исследование в Южной Луизиане показало, что такой процесс может значительно изменить распределение насыщения и снизить обводненность скважин с 90 до 33 % благодаря ослаблению конусообразования воды [15]. Ключевым параметром оценки эффективности технологии Huff-n-Puff является удельный прирост добычи нефти к объему закачиваемого газа – Incremental Oil Production Per Volume Of Injection Gas (IOP).



**Рис. 2.** Зависимость дополнительной добычи нефти от количества дней выдержки в несмешивающихся условиях [14], STB (stock tank barrel) – число баррелей нефти, приведённых к нормальным условиям

**Fig. 2.** Dependence of incremental oil production on the number of days of soak under immiscible conditions [14], STB (stock tank barrel) – the number of oil barrels brought to normal conditions

В условиях обводненных горизонтальных скважин с проницаемостью 100 мД и вязкостью нефти 1 мПа·с показано, что время фазы остановки и общий объем закачки газа оказывают меньшее влияние на конечную добычу в сравнении со скоростью закачки и временем закачки. Кратчайшее время закачки в 10 дней дает наилучшее значение IOP для всех случаев скорости закачки, значение IOP не имеет прямой связи с общим объемом закачки газа (табл. 1). Оптимальная скорость закачки, время закачки и время остановки составляют 11,3 млн м<sup>3</sup>/сут, 10 суток и 60 суток, соответственно [16].

В работе [17] приведены результаты экспериментальных исследований в условиях вязкости нефти 1,5 мПа·с и керновых моделей формаций Mancos и Ea-

gle Ford со значениями пористости 5 и 7,7 % соответственно. Отмечено влияние периода выдержки, давления выдержки и количества циклов. По результатам проведенных экспериментов коэффициент вытеснения нефти увеличился с 20 % при давлении 5,52 МПа до 65 % при минимальном давлении растворимости 10,34 МПа для керновой модели Eagle Ford и с 10 до 29 % для керновой модели Mancos. При давлении 24,13 МПа увеличение времени выдержки с 6 до 24 часов привело к увеличению коэффициента вытеснения на 9 % (Mancos) и 12 % (Eagle Ford). Закачка углекислого газа при минимальном давлении растворимости и выше приводит к увеличению коэффициента вытеснения при одинаковом количестве циклов.

**Таблица 1.** Показатель IOP/удельный прирост добычи нефти к объему закачиваемого газа при различных параметрах закачки газа [16]

**Table 1.** IOP/Incremental oil production per volume of injection gas index for various gas injection parameters [16]

Время остановки скважины, сут Soak time, days	Скорость закачки, млн м <sup>3</sup> /сут Injection rate, million m <sup>3</sup> /day	Время закачки газа, сут Gas injection time, days		
		10	30	60
10	11,3	2,64	2,37	2,02
	33,9	2,7	1,93	1,36
	11,3 (2 цикла/2 cycles)	2,83	2,38	2,06
	33,9 (2 цикла/2 cycles)	2,96	1,98	1,41
30	11,3	2,76	2,29	2
	33,9	2,71	1,93	1,37
	11,3 (2 цикла/2 cycles)	2,8	2,36	2,06
	33,9 (2 цикла/2 cycles)	2,87	2,01	1,41
60	11,3	2,6	2,09	1,92
	33,9	2,64	1,9	1,36
	11,3 (2 цикла/2 cycles)	3	2,32	2,02
	33,9 (2 цикла/2 cycles)	2,67	1,99	1,4

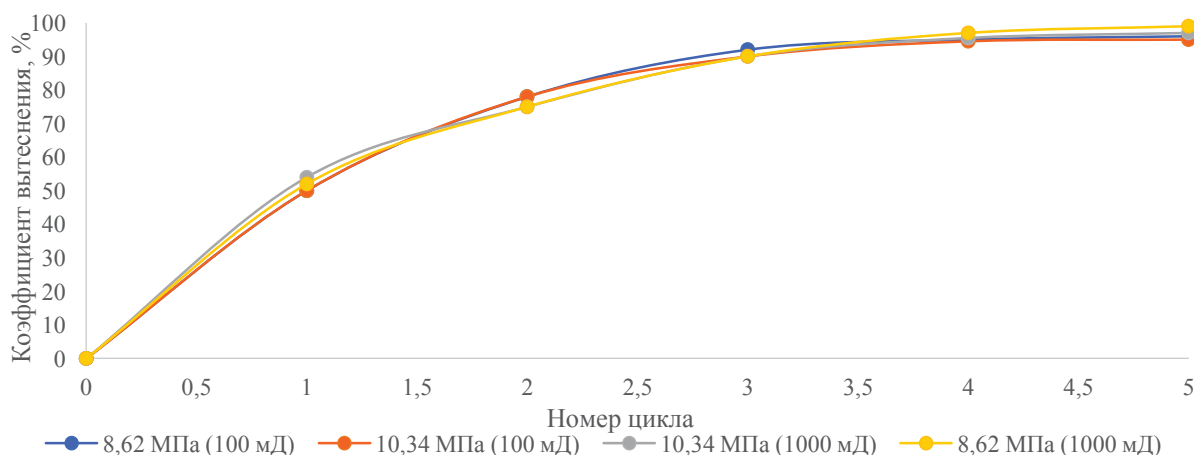
Исследования [18] подтверждают влияние проницаемости и скорости закачки CO<sub>2</sub> по технологии Huff-n-Puff на повышение коэффициента вытеснения нефти. Коэффициент извлечения нефти по истечении 20 лет увеличивается на 2,4; 3,8 и 4,9 % для проницаемости 0,001; 0,01 и 0,1 мД, соответственно и на 1,0; 3,6 и 5,4 % для скорости закачки 2,83; 28,3 и 283 млн м<sup>3</sup>/сут, соответственно. Более высокое время закачки определяет меньшее время добычи. Временной интервал времени, характеризующий растворение углекислого газа, не оказывает влияния на эффективность технологии. Вклад в совокупную добычу нефти после 7000 дней составил около 3,1; 3,2 и 3,3 % для трех случаев CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff со временем выдержки в 7, 14 и 21 суток соответственно [19]. Высокая скорость закачки оказывает положительное влияние на эффективность технологии. Для обеспечения данного параметра необходимо наличие высокопроницаемых каналов фильтрации.

Осложняющим фактором при реализации технологии Huff-n-Puff является выпадение асфальтенов в пластовых условиях. Возможное образование асфальтенов

при технологии закачки CO<sub>2</sub> снижает проницаемость коллектора. Эффективность технологии CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff чувствительна к возможному снижению проницаемости коллектора в связи с выпадением асфальтенов в системе «нефть – порода – углекислый газ». Возможен процесс инверсии смачиваемости породы с гидрофильной на гидрофобную [20–28]. Данный процесс математически смоделирован в масштабе зерна, и количественно оценен эффект снижения проницаемости из-за отложения асфальтенов по результатам экспериментальных исследований. Снижение проницаемости на 48,5 % наблюдалось после 6 циклов нагнетания CO<sub>2</sub>, причем после первого цикла закачки проницаемость снизилась на 26,8 %, что указывает на интенсивное отложение асфальтенов на начальной стадии закачки. Результаты моделирования показали, что осаждение и отложение асфальтенов во время нагнетания CO<sub>2</sub> привело к снижению коэффициента извлечения нефти на 3,5 % после 6 циклов [29].

#### Эффект естественной и искусственной трещиноватости

В работах [30–32] приведены результаты исследований эффективности технологии CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff в условиях естественной трещиноватости и трещин после ГРП с учетом их параметров и геометрии. Наличие трещин значительно увеличивает эффективность технологии CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff ввиду более интенсивного вытеснения и снижения влияния параметра проницаемости матрицы. Естественные трещины коллектора – основные пути фильтрации углекислого газа. Проводимость трещины и время выдержки оказывают меньшее влияние [33]. Геометрия трещин оказывает влияние на технологию CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff в связи с эффектом интерференции. Прирост коэффициента извлечения в случае наличия естественной трещиноватости неплоской системы трещин и проницаемости менее 0,01 мД составил 1,6 % в сравнении с неплоской системой трещин без естественной трещиноватости [34]. При условиях полного растворения углекислого газа в нефти значение проницаемости не оказывает влияния на коэффициент нефтеизвлечения (рис. 3).



**Рис. 3.** Сравнение вытеснения нефти из зерна с низкой и высокой проницаемостью при условиях полного растворения углекислого газа в нефти [35]

**Fig. 3.** Comparison of oil displacement from a core with low and high permeability under conditions of complete miscibility of carbon dioxide in oil [35]

Технология CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff обладает потенциалом увеличения добычи нефти в условиях горизонтальных скважин [36]. Трещины, полученные в результате применения технологии ГРП, могут обеспечить эффективную фильтрацию и большую площадь контакта углекислого газа с нефтью [37].

Эффективность процесса закачки при применении технологии CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff характеризуется пятью факторами чувствительности, оцененными методом встроенной дискретной модели EDFM (embedded discrete fracture method), которая позволяет эффективно моделировать технологию CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff в условиях коллектора с низкой проницаемостью и множественными трещинами гидроразрыва пласта [19]. Математическое моделирование технологии CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff в условиях описания системы двойной пористости дает неточные значения в связи с влиянием стохастически распределенных трещин [38].

Авторами работы [39] исследовано влияние проницаемости коллектора, полудлины трещины, количества циклов, неоднородности коллектора и коэффициента диффузии углекислого газа на коэффициент нефтеотдачи при применении технологии CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff. Коэффициент прироста нефтеотдачи за 30 лет добычи составляет 0,10; 1,40 и 3,25 %, что соответствует коэффициенту диффузии CO<sub>2</sub> 0,0001; 0,001 и 0,01 см<sup>2</sup>/с. Коэффициент прироста нефтеотдачи через 30 лет добычи составляет 1,40; 2,12 и 2,43 %, что соответствует количеству циклов 1, 2 и 3. Коэффициент прироста нефтеотдачи за 30 лет добычи составляет 0,13; 1,40 и 2,79 % для полудлины трещины 34, 64 и 95 м, соответственно.

Таким образом, эффект влияния естественной трещиноватости и геометрии трещин на увеличение нефтеотдачи при применении технологии CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff может достигать более 2 %. Перспективным является применение технологии в условиях горизонтальных скважин совместно с ГРП для достижения большой площади контакта углекислого газа с нефтью.

#### Молекулярная диффузия

Важным механизмом массопереноса между флюидами в матрице и трещинах, особенно когда проницаемость матрицы менее 0,1 мД, является молекулярная диффузия [40–44]. Положительное влияние на нефтеотдачу данного процесса подтверждается в коллекторе с проницаемостью менее 0,1 мД и может составлять 0,2–0,3 % [43, 44]. Значение коэффициента молекулярной диффузии влияет на конечную нефтеотдачу. При молекулярной диффузии CO<sub>2</sub> на уровне 0,001 см<sup>2</sup>/с наблюдается отрицательный эффект [19].

Значение коэффициента молекулярной диффузии зависит от компонентов нефти, вязкости, температуры, давления и находится в диапазоне порядка 10<sup>-10</sup>–10<sup>-9</sup> м<sup>2</sup>/с. Более высокое значение проницаемости нефти по шкале API (American Petroleum Institute) определяет более высокую концентрацию легких компонентов и, следовательно, более высокое значение коэффициента молекулярной диффузии [44]. В диапазоне значений 6–14 °API коэффициент диффузии изменяется незначительно и составляет 5·10<sup>-10</sup> м<sup>2</sup>/с. Наблюдается резкое

увеличение коэффициента диффузии до 6·10<sup>-9</sup> м<sup>2</sup>/с при плотности нефти более 15 °API.

#### Моделирование технологии

Дополнительной оценкой влияния физических процессов на увеличение добычи нефти при применении технологии CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff является анализ корреляции практик моделирования технологии с фактическими эффектами воздействия. В направлении оптимизации параметров CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff воздействия проведено математическое моделирование, определяющее влияние физических процессов на эффективность технологии [45, 46]. Математическое моделирование эффективности технологии CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff в коллекторах сланцевой нефти учитывало молекулярную диффузию в углеводородной фазе, фазовое поведение смеси CO<sub>2</sub>-нефть, вязкость компонентов и степень набухания нефти [47–50]. Примеры моделирования технологии CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff в условиях различного типа коллектора, проницаемости, пористости, естественной и искусственной системы трещин приведено в табл. 2 [47].

Для формации Бакен (крупнейшая формация легкой нефти низкопроницаемых коллекторов на территории нефтегазозапасного бассейна Уиллистон в Северной Америке) эффективная проницаемость естественной трещины рассчитывалась с помощью ряда коэффициентов Дикстра–Парсона (DP) – индекс неоднородности коллектора и длин пространственной корреляции. Метод Дикстра–Парсона основан на том факте, что проницаемость многих пластов характеризуется логнормальным распределением. Коэффициент вертикальной неоднородности по проницаемости пласта рассчитывают в соответствии с теорией Дикстра–Парсона по формуле (1). Неоднородность коллектора оказывает существенное влияние как на первичный, так и на затяжной процесс воздействия. Нефтеотдача сильно зависит от коэффициента DP, но нечувствительна к длине корреляции. Модели с двойной пористостью/проницаемостью рекомендуются для коллекторов с естественной трещиноватостью [47].

$$V_{DP} = \frac{k_{50} - k_{84.1}}{k_{50}}, \quad (1)$$

где  $k_{50}$  – значение проницаемости, мД (50 % величин проницаемости больше данного значения);  $k_{84.1}$  – значение проницаемости, мД (84,1 % величин проницаемости больше данного значения).

С помощью математического моделирования исследовано влияние неоднородности коллектора на нефтеотдачу во время технологии CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff в коллекторах с проницаемостью менее 0,1 мД. Совокупный анализ лабораторных экспериментов и математического моделирования позволяет оценить влияние давления закачки на производительность закачки углекислого газа. Давление закачки должно быть выше, чем минимальное давление смесимости, оцененное с помощью тестов slimtube [58] для получения высокой нефтеотдачи. Увеличение добычи коррелирует с эффектом смесимости с коэффициентом детерминации более 0,95, оцененным экспериментальными работа-

ми и математическим моделированием. Для условий керновых моделей диаметром 1,5 дюйма и длиной 2 дюйма при значении пористости 6–8 %, проницаемости 0,0003–0,0005 мД эффект полной смесимости достигнут при давлении 11,2 МПа. Эффективное давление составило 12,4 МПа. Дальнейшее увеличение давления не приводит к повышению нефтеотдачи [58].

Аналогичные исследования [59] показывают сравнительно высокую эффективность CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff при непрерывной закачке. Производительность выше в условиях коллектора с проницаемостью менее 0,03 мД. В диапазоне значений проницаемости от 0,001 до 0,1 мД дополнительная добыча нефти от CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff составила около 3 %.

**Таблица 2.** Результаты моделирования CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff [47]

**Table 2.** Simulation results for CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff [47]

Источник Authors	Пористость, % Porosity, %	Проницаемость, мД·10 <sup>-3</sup> Permeability, mD·10 <sup>-3</sup>	Естественная трещиноватость, мД Natural fracture, mD	Искусственная трещиноватость, мД Hydraulic fracture, mD	Модель Model
K.K. Mohanty, C. Chen, M.T. Balhoff [41]	6	0,1	–	83,3	Монопористость Single porosity
Tao Wan [51]	6	0,01	–	83,3	
W. Pu, T. Hoffman [52]	6,88	50	–	23	
Fai-Yengo [53]	10	50	–	100000	
C. Chen, M.T. Balhoff, K.K. Mohanty [42]	8 (матрица/matrix), 43 (трещины/fracture)	10	–	50	
D. Sanchez-Rivera, K.K. Mohanty, M.T. Balhoff [33]	8 (матрица/matrix), 43 (трещины/fracture)	10	1	50	
W. Yu, H. Lashgari, K. Sepehrmoori [54]	5,6	5	–	10	
W. Yu, H.R. Lashgari, K. Wu, K. Sepehrmoori [39]	7	0,01	–	50	
J. Sun, A. Zou, E. Sotelo, D. Schechter [38]	6 (матрица/matrix), 45 (трещины/fracture)	0,1	30	100	Дискретная сеть трещин Discrete fracture network
Yi Xiong [55]	5,6	0,3	0,1	4000	Комплекс моно- и двойной пористости Hybrid of double and single porosity
N. Alharthy, T.W. Teklu, H. Kazemi, R.M. Graves, S.B. Hawthorne, J. Braunberger, B. Kurtoglu [56]	5,6 (матрица/matrix), 0,22 (трещины/fracture)	0,5	0,005	100	Двойная пористость – двойная проницаемость Double porosity – double permeability
L. Li, J.J. Sheng, M. Watson [57, 58]	5,6 (матрица/matrix), 0,22 (трещины/fracture)	0,3	2,16·10 <sup>-3</sup>	100	
P. Zuloaga-Molero, W. Yu, Y. Xu, K. Sepehrmoori, B. Li [34, 59]	7 (матрица/matrix)	10	5	Встроенное дискретное моделирование трещин Embedded discrete fracture modeling	
Y. Zhang, W. Yu, K. Sepehrmoori, Y. Di [60]	5,6 (матрица/matrix)	71	4,6		
B. Jia, J.S. Tsau, R. Barati [47]	6 (матрица/matrix), 0,3 (трещины/fracture)	1	0,03	100	Двойная пористость – двойная проницаемость Double porosity – double permeability

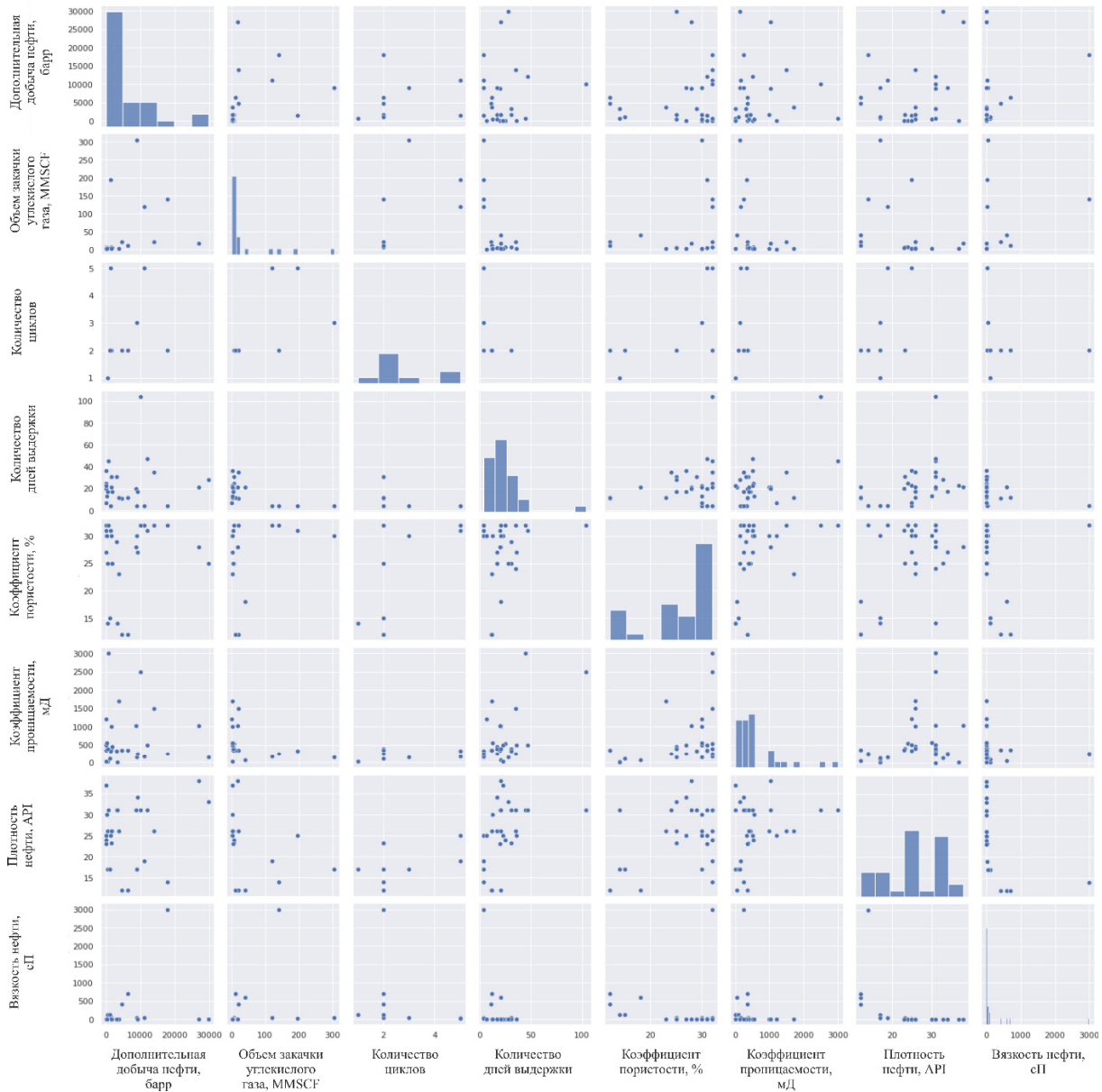
### Результаты и обсуждения

В качестве определения параметров технологии и выявления корреляций был проанализирован опыт 33 практик [61]. Построена тепловая карта (рис. 5) и характеристики распределения параметров (рис. 4) для оценки влияния на дополнительную добычу нефти и их взаимовлияния.

Светлый цвет квадрата тепловой карты (рис. 5) характеризует положительную корреляцию; темный – отрицательную корреляцию. При вязкости нефти менее 10 мПа·с отмечаются положительные зависимости дополнительной добычи нефти от глубины пласта, температуры, коэффициента подвижности, плотности

нефти и отрицательная зависимость от вязкости нефти. При вязкости нефти более 10 мПа·с, наоборот, отмечается положительная корреляция дополнительной добычи нефти от вязкости нефти и отрицательные зависимости от глубины пласта, температуры, плотности нефти, коэффициента подвижности. Важно отметить противоположные корреляции дополнительной добычи нефти для вязкости нефти менее и более 10 мПа·с (рис. 5).

На рис. 6, 7 методом машинного обучения с помощью библиотеки SHAP отражен вклад параметров на дополнительную добычу нефти для двух выборок вязкости нефти – менее и более 10 мПа·с.



**Рис. 4.** Характеристики распределения параметров технологии CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff

**Fig. 4.** Characteristics of the distribution of parameters of CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff technology

При вязкости менее 10 мПа·с наибольшее влияние на дополнительную добычу нефти оказывает плотность (рис. 6); наименьшее – объем закаченного газа. Причиной данного распределения может являться ограниченность снижения исходной вязкости нефти и достижение эффекта от внедрения технологии CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff будет зависеть от интенсивности изменения проницаемости пласта ввиду двух процессов: уменьшения проницаемости вследствие осаждения асфальтенов при взаимодействии нефти с углекислым газом и увеличения проницаемости вследствие взаи-

модействия породы с угольной кислотой. Для данных условий эффективность технологии определяется физико-химическим взаимодействием системы «нефть – углекислый газ – горная порода».

При вязкости нефти более 10 мПа·с определяющее влияние на дополнительную добычу нефти оказывает пористость пласта и объем закаченного газа; наименьшее – количество циклов и плотность нефти (рис. 7). Для данных условий эффективность технологии определяется объемом и временем взаимодействия флюидов в пласте.

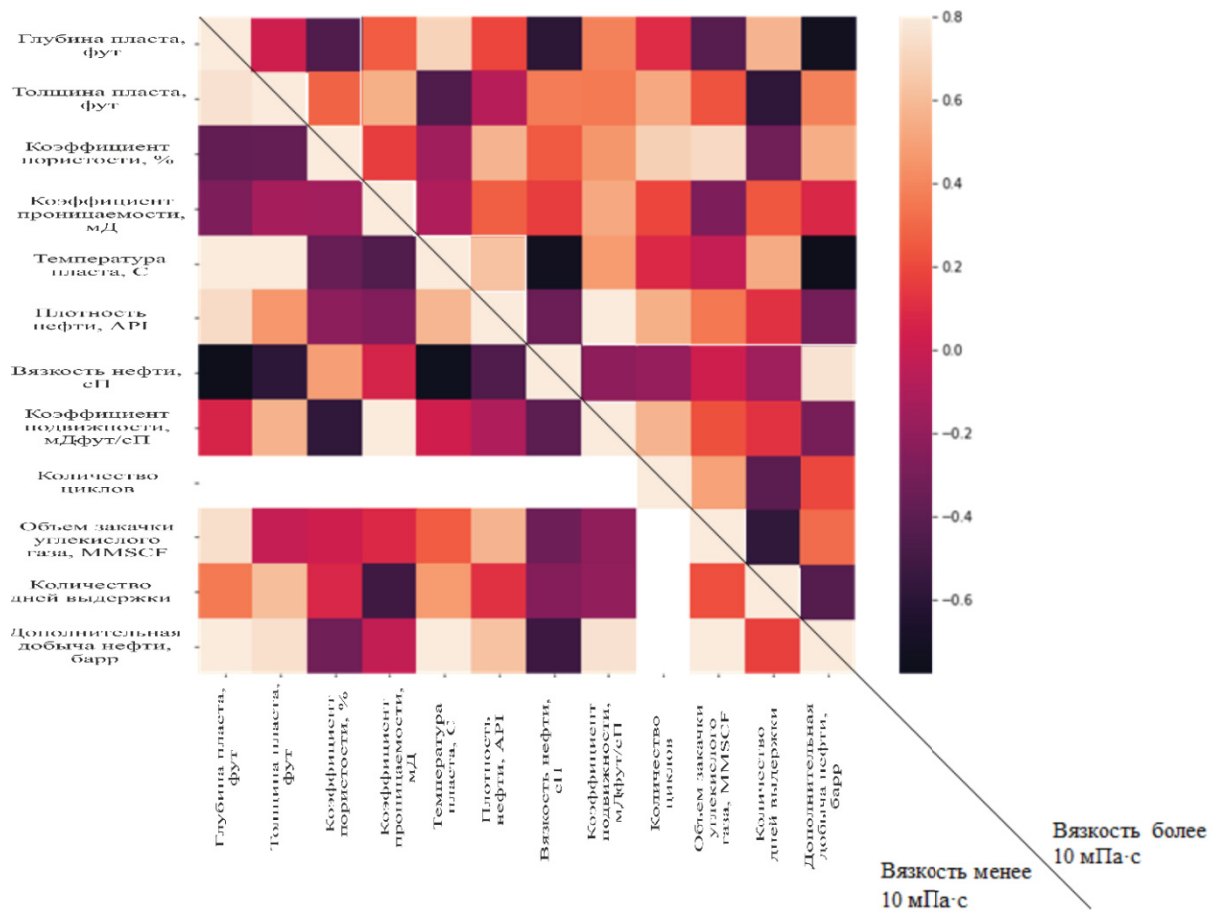


Рис. 5. Тепловая карта параметров опыта технологии CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff  
 Fig. 5. Heat map of experimental parameters of CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff technology

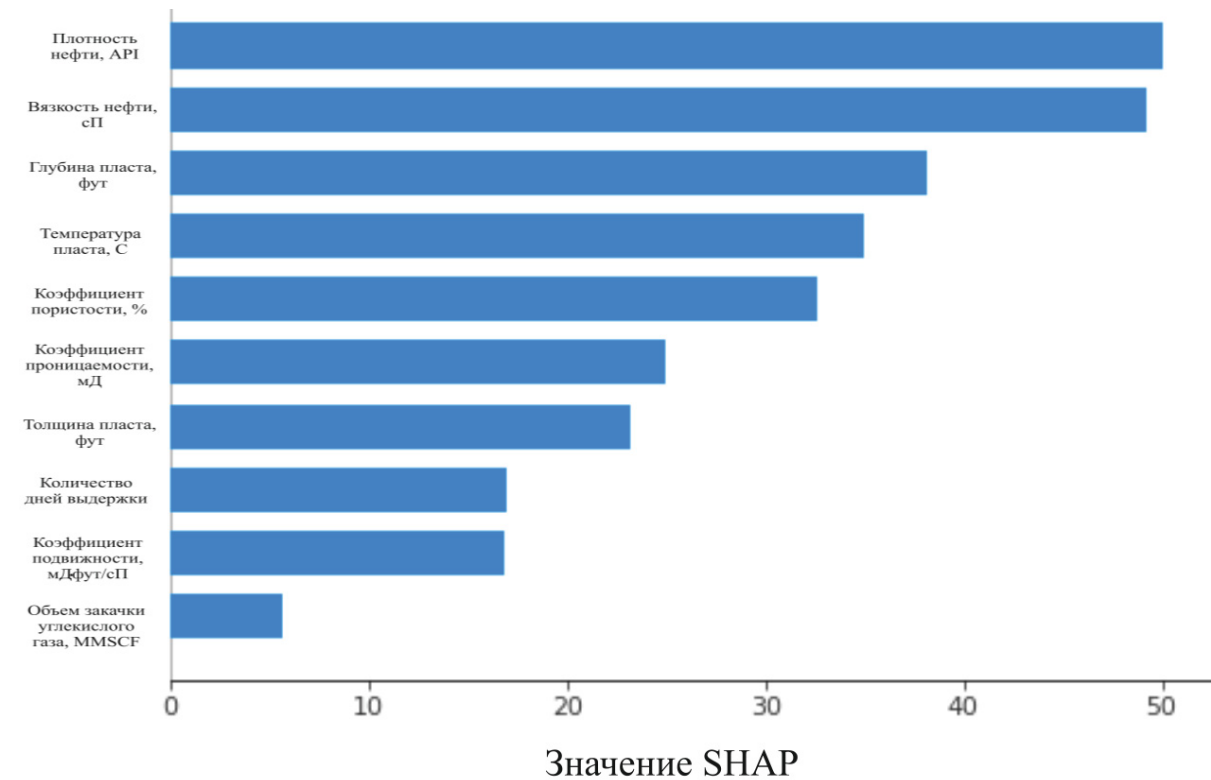
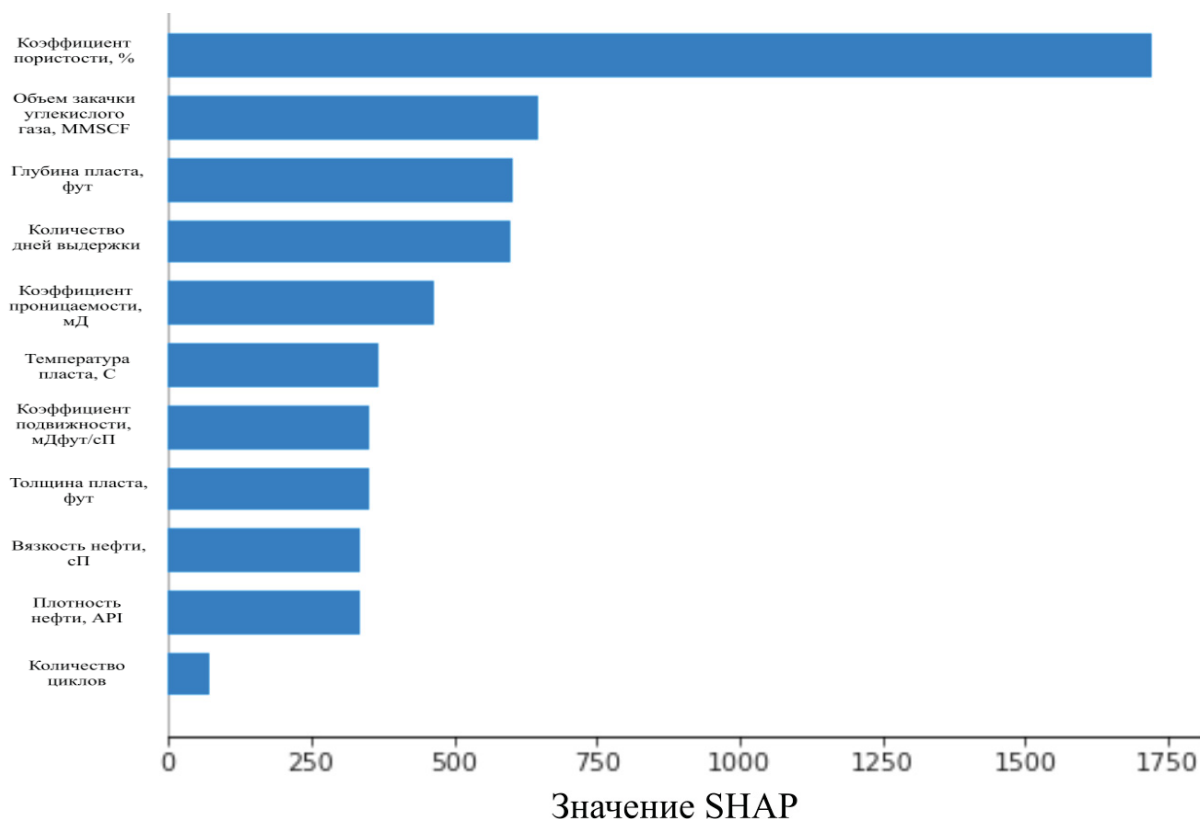


Рис. 6. Влияние параметров на дополнительную добычу нефти с вязкостью менее 10 мПа·с  
 Fig. 6. Influence of parameters on incremental oil production with a viscosity of less than 10 mPa·s





**Рис. 7.** Влияние параметров на дополнительную добычу нефти с вязкостью более 10 мПа·с  
**Fig. 7.** Influence of parameters on incremental oil production with a viscosity of more than 10 MPa·s

### Выводы

1. Анализ мирового опыта применения технологии CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff доказывает, что технология показывает эффективность при различных свойствах пласта и нефти. Наиболее важным требованием положительного эффекта внедрения технологии CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff является достижение полной растворимости углекислого газа в нефти.
2. В целях моделирования технологии в условиях коллектора с проницаемостью менее 0,1 мД необходимо учитывать физический процесс молекулярной диффузии. Для коллекторов с наличием естественной трещиноватости рекомендуются модели двойной пористости-проницаемости. В условиях высокой проницаемости трещин возможно применение модели дискретных трещин. Наличие искусственной и естественной трещиноватости благоприятно влияет на эффективность технологии CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff. При применении технологии CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff эффект влияния естественной трещиноватости и геометрии трещин на увеличение нефтеотдачи может достигать более 2 %.
3. В диапазоне значений проницаемости от 0,001 до 0,1 мД дополнительная добыча нефти от CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff составила около 3%. Параметр проницаемости не влияет на эффективность технологии в условиях смесимости углекислого газа с нефтью, за исключением необходимости достижения эффективного давления растворимости углекислого газа в нефти и обеспечения заданных значений скорости закачки.
4. В условиях обводненных горизонтальных скважин показано, что время фазы остановки и общий объем закачки газа оказывают меньшее влияние на конечную добычу в сравнении со скоростью закачки и временем закачки. Отношение прироста добычи нефти к объему закачиваемого газа не имеет прямой связи с общим объемом закачки газа.
5. Прирост нефтеотдачи при увеличении времени выдержки с 10 до 50 часов составляет около 10 %; с 7 до 21 дня – 0,2 %. Процесс растворения происходит в начальный период времени, дальнейшее увеличение впитывания незначительно влияет на прирост нефтеотдачи.
6. Эффект снижения проницаемости при выпадении асфальтенов из-за взаимодействия флюидов может достигать 49 % за 6 циклов и 27 % за первый цикл закачки углекислого газа.
7. С помощью машинного обучения выявлены признаки, наиболее сильно влияющие на эффективность метода. Сравнительный анализ SHAR-значений признаков для двух выборок подтверждает гипотезу о разном характере протекания технологии CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff при вязкости нефти менее и более 10 мПа·с.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Правительства Пермского края в рамках научного проекта № С-26/510.

## REFERENCES/СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Choi J.-W., Nicot J.-P., Hosseini S.A., Clift S.J., Hovorka S.D. CO<sub>2</sub> recycling accounting and EOR operation scheduling to assist in storage capacity assessment at a U.S. gulf coast depleted reservoir. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2013, vol. 18, pp. 474–484.
2. Wei N., Li X., Dahowski R.T., Davidson C.L., Liu S., Zha Y. Economic evaluation on CO<sub>2</sub>-EOR of onshore oil fields in China. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2015, vol. 37, pp. 170–181.
3. Pham V., Halland E. Perspective of CO<sub>2</sub> for storage and enhanced oil recovery (EOR) in Norwegian North Sea. *Energy Procedia*, 2017, vol. 114, pp. 7042–7046.
4. Bachu S. Identification of oil reservoirs suitable for CO<sub>2</sub>-EOR and CO<sub>2</sub> storage (CCUS) using reserves databases, with application to Alberta, Canada. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2016, vol. 44, pp. 152–165.
5. Nguyen-Trinh H.A., Ha-Duong M. Perspective of CO<sub>2</sub> capture & storage (CCS) development in Vietnam: Results from expert interviews. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2015, vol. 37, pp. 220–227.
6. Al-Wahaibi Y.M. First contact miscible and multicontact-miscible gas injection within a channeling heterogeneity system. *Energy & Fuels*, 2010, vol. 24 (3), pp. 1813–1821.
7. Perera M., Gamage R., Rathnaweera T., Ranathunga A., Koay A., Choi X. A review of CO<sub>2</sub>-enhanced oil recovery with a simulated sensitivity analysis. *Energies*, 2016, vol. 9 (7), pp. 1–22.
8. Gu Y., Hou P., Luo W. Effects of four important factors on the measured minimum Miscibility pressure and first-contact miscibility pressure. *Journal of Chemical & Engineering Data*, 2013, vol. 58 (5), pp. 1361–1370.
9. Al Hinai N.M., Myers M.B., Dehghani A.M., Wood C.D., Valdez R., Jin F., Saeedi A. Effects of oligomers dissolved in CO<sub>2</sub> or associated gas on IFT and miscibility pressure with a gaslight crude oil system. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 181, pp. 1–12.
10. Chen G., Gao H., Fu K., Zhang H., Liang Z., Tontiwachwuthikul P. An improved correlation to determine minimum miscibility pressure of CO<sub>2</sub>-oil system. *Green Energy & Environment*, 2018, vol. 5 (1), pp. 97–104.
11. Zhang K., Jia N., Zeng F., Luo P. A new diminishing interface method for determining the minimum miscibility pressures of light oil-CO<sub>2</sub> systems in bulk phase and nanopores. *Energy & Fuels*, 2017, vol. 31 (11), pp. 12021–12034.
12. Las Minimum miscibility pressure of CO<sub>2</sub> and crude oil during CO<sub>2</sub> injection in the reservoir. *The Journal of Supercritical Fluids*, 2017, vol. 127, pp. 121–128.
13. Lundberg S.M., Lee S.I. A unified approach to interpreting model predictions. *Proc. Of the Conf. on Advances in Neural Information Processing Systems*. Long Beach, USA, 2017. pp. 4768–4774.
14. Haskin H.K., Alston R.B. An evaluation of CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff tests in Texas. *Journal of Petroleum Technology*, 1989, vol. 41, pp. 177–184.
15. Scheneverk P.A., Thomas J., Bassiounib Z.A., Wolcott J. Evaluation of a South Louisiana CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff field test. *Proceedings of the SPE-24143-MS Enhanced Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma, USA, 1992. pp. 417–421.
16. Wang C., Gaoming L. Huff-n-Puff recovery technique on waterout horizontal wells. *Proceedings of the SPE-104491*. Canton, Ohio, USA, 2006. 7 p.
17. Gamadi T.D., Sheng J.J., Soliman M.Y., Menouar H., Watson M.C., Emadibaladehi H. An experimental study of cyclic CO<sub>2</sub> injection to improve shale oil recovery. *Proceedings of the SPE-169142 Improved Oil Recovery Symposium*. New Orleans, LA, USA, 2014. 9 p.
18. Zhang Y., Yu W., Li Z., Sepehrnoori K. Simulation study of factors affecting CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff process in tight oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 163, pp. 264–269.
19. Sun R., Yu W., Xu F., Pu H., Miao J. Compositional simulation of CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff process in Middle Bakken tight oil reservoirs with hydraulic fractures. *Fuel*, 2019, vol. 236, pp. 1446–1457.
20. Andersen S.I. Effect of precipitation temperature on the composition of n-heptane asphaltenes. *Fuel Science and Technology International*, 1994, vol. 12 (1), pp. 51–74.
21. Borton D., Pinkston D., Hurt M., Tan X., Azyat K., Scherer A., Tykwinski R., Gray M., Qian K., Kenttämaa H. Molecular structures of asphaltenes based on the dissociation reactions of their ions in mass spectrometry. *Energy & Fuels*, 2010, vol. 24 (10), pp. 5548–5559.
22. Zanganeh P., Ayatollahi S., Alamdari A., Zolghadr A., Dashti H., Kord S. Asphaltene deposition during CO<sub>2</sub> injection and pressure depletion: a visual study. *Energy & Fuels*, 2012, vol. 26 (2), pp. 1412–1419.
23. Cao M., Gu Y. Oil recovery mechanisms and asphaltene precipitation phenomenon in immiscible and miscible CO<sub>2</sub> flooding processes. *Fuel*, 2013, vol. 109, pp. 157–166.
24. Ju B., Fan T., Jiang Z. Modeling asphaltene precipitation and flow behavior in the processes of CO<sub>2</sub> flood for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2013, vol. 109, pp. 144–154.
25. Jafari B.T., Ghotbi C., Taghikhani V., Shahrabadi A. Investigation of asphaltene adsorption in sandstone core sample during CO<sub>2</sub> injection: experimental and modified modeling. *Fuel*, 2014, vol. 133, pp. 63–72.
26. Zanganeh P., Dashti H., Ayatollahi S. Visual investigation and modeling of asphaltene precipitation and deposition during CO<sub>2</sub> miscible injection into oil reservoirs. *Fuel*, 2015, vol. 160, pp. 132–139.
27. Fang T., Wang M., Li J., Liu B., Shen Y., Yan Y., Zhang J. Study on the asphaltene precipitation in CO<sub>2</sub> flooding: a perspective from molecular dynamics simulation. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2018, vol. 57 (3), pp. 1071–1077.
28. Zanganeh P., Dashti H., Ayatollahi S. Comparing the effects of CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>, and N<sub>2</sub> injection on asphaltene precipitation and deposition at reservoir condition: a visual and modeling study. *Fuel*, 2018, vol. 217, pp. 633–641.
29. Shen Z., Sheng J.J. Experimental and numerical study of permeability reduction caused by asphaltene precipitation and deposition during CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff injection in Eagle Ford shale. *Fuel*, 2018, vol. 211, pp. 432–445.
30. Torabi F., Firouz A.Q., Karousi A., Asghari K. Comparative evaluation of immiscible, near miscible, and miscible CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff to enhance oil recovery from a single matrix-fracture system (experimental and simulation studies). *Fuel*, 2012, vol. 93, pp. 443–453.
31. Wan T., Sheng J. Compositional modeling of the diffusion effect on EOR process in fractured shale-oil reservoirs by gas flooding. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2015, vol. 54 (2), pp. 107–115.
32. Iino A., Datta-Gupta A. Optimizing CO<sub>2</sub> and field gas injection EOR in unconventional reservoirs using the fast-marching method. *Proceedings of the SPE-190304-MS Improved Oil Recovery Conference*. Tulsa, Oklahoma, USA, 2018. 21 p.
33. Sanchez-Rivera D., Mohanty K.K., Balhoff M.T. Reservoir simulation and optimization of Huff-n-Puff operations in the Bakken shale. *Fuel*, 2015, vol. 147, pp. 82–94.
34. Zuloaga-Molero P., Yu W., Xu Y., Sepehrnoori K., Li B. Simulation study of CO<sub>2</sub>-EOR in tight oil reservoirs with complex fracture geometries. *Scientific Reports*, 2016, vol. 6 (1), 33445.
35. Torabi F., Asghari K. Effect of operating pressure, matrix permeability and connate water saturation on performance of CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff process in matrix-fracture experimental model. *Fuel*, 2010, vol. 89 (10), 2985–2990.
36. Yang C., Gu Y. Diffusion coefficients and oil swelling factors of carbon dioxide, methane, ethane, propane, and their mixtures in heavy oil. *Fluid Phase Equilibria*, 2006, vol. 243 (1–2), pp. 64–73.
37. Hejazi S.H., Assef Y., Tavallali M., Popli A. Cyclic CO<sub>2</sub>-EOR in the Bakken Formation: variable cycle sizes and coupled reservoir response effects. *Fuel*, 2017, vol. 210, pp. 758–767.
38. Sun J., Zou A., Sotelo E., Schechter D. Numerical simulation of CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff in complex fracture networks of unconventional liquid reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, vol. 31, pp. 481–492.
39. Yu W., Lashgari H.R., Wu K., Sepehrnoori K. CO<sub>2</sub> injection for enhanced oil recovery in Bakken tight oil reservoirs. *Fuel*, 2015, vol. 159, pp. 354–363.
40. Alavian S.A., Whitson C.H. Scale dependence of diffusion in naturally fractured reservoirs for CO<sub>2</sub> injection. *Proceedings of the SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma, USA, 2010. 11 p.

41. Mohanty K.K., Chen C., Balhoff M.T. Effect of reservoir heterogeneity on improved shale oil recovery by CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff. *Proceedings of the SPE Unconventional Resources Conference*. USA, 2013. 16 p.
42. Chen C., Balhoff M.T., Mohanty K.K. Effect of reservoir heterogeneity on primary recovery and CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff recovery in shale-oil reservoirs. *Proceedings of the SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2014, vol. 17 (03), pp. 404–413.
43. Alfarge D., Wei M., Bai B. CO<sub>2</sub>-EOR mechanisms in Huff-n-Puff operations in shale oil reservoirs based on history matching results. *Fuel*, 2018, vol. 226, pp. 112–120.
44. Zhou X., Yuan Q., Peng X., Zeng F., Zhang L. A critical review of the CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff process for enhanced heavy oil recovery. *Fuel*, 2018, vol. 215, pp. 813–824.
45. Hsu H.H., Brugman R.J. CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff simulation using a compositional reservoir simulator. *Proceedings of the SPE 15503 Annual Technical Conference and Exhibition*. New Orleans, Louisiana, USA, 1986. 11 p.
46. Denoyelle L.C., Lemonnier P. Simulation of CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff using relative permeability hysteresis. *Proceedings of the SPE-16710-MS Annual Technical Conference and Exhibition*. Dallas, Texas, 1987. pp. 109–119.
47. Jia B., Tsau J.S., Barati R. Role of molecular diffusion in heterogeneous shale reservoirs during CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff. *Proceedings of the SPE-185797-MS Europec featured at 79th EAGE Conference and Exhibition*. Paris, France, June 2017. 29 p.
48. Pankaj P., Mukisa H., Solovyeva I., Xue H. Boosting oil recovery in naturally fractured shale using CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff. *Proceedings of the SPE-191823-MS Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium*. Neuquen, Argentina, 2018. 15 p.
49. Torres J.A., Jin L., Bosshart N.W., Pekot L.J., Sorensen J.A., Peterson K., Anderson P.W., Hawthorne S.B. Multiscale modeling to evaluate the mechanisms controlling CO<sub>2</sub>-based enhanced oil recovery and CO<sub>2</sub> storage in the Bakken formation. *Proceedings of the 6th Unconventional Resources Technology Conference*. Austin, Texas, USA, 2018. 20 p.
50. Yu W., Zhang Y., Varavei A., Sepehrnoori K., Zhang T., Wu K., Miao J. Compositional simulation of CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff in Eagle Ford tight oil reservoirs with CO<sub>2</sub> molecular diffusion, nanopore confinement and complex natural fractures. *Proceedings of the SPE-190325-MS Improved Oil Recovery*. Tulsa, Oklahoma, USA, 2018. 26 p.
51. Tao Wan B.S. *Evaluation of the EOR potential in shale oil reservoirs by cyclic gas injection*. Master's thesis. Lubbock, Texas, USA, 2013. 153 p.
52. Pu W., Hoffman T. EOS modeling and reservoir simulation study of Bakken gas injection improved oil recovery in the Elm Coulee Field, Montana. *Proceedings of the second Unconventional Resources Technology Conference*. Denver, Colorado, USA, 2014. 12 p.
53. Fai-Yengo V.A., Rahnema H., Alfi M. Impact of light component stripping during CO<sub>2</sub> injection in Bakken formation. *Proceedings of the second Unconventional Resources Technology Conference*. Denver, Colorado, USA, 2014. 16 p.
54. Yu W., Lashgari H., Sepehrnoori K. Simulation study of CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff process in Bakken tight oil reservoirs. *In Proceedings of the SPE-169575-MS Western North American and Rocky Mountain Joint Meeting*. Denver, Colorado, USA, 2014. 16 p.
55. Xiong Y. *Development of a compositional model fully coupled with geomechanics and its application to tight oil reservoir simulation*. Ph.D. Dissertation. Colorado, USA, 2015. 164 p.
56. Alharthy N., Teklu T.W., Kazemi H., Graves R.M., Hawthorne S.B., Braunberger J., Kurtoglu B. Enhanced oil recovery in liquid-rich shale reservoirs: laboratory to field. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2018, vol. 21 (01), pp. 137–159.
57. Li L., Sheng J.J., Watson M. Experimental and numerical upscale study of cyclic methane injection to enhance shale oil recovery. *Proceedings of the AIChE Annual Meeting*. Texas, USA, 2015. 12 p.
58. Li L., Sheng J.J., Xu J. Gas selection for Huff-n-Puff EOR in shale oil reservoirs based upon experimental and numerical study. *Proceedings of the SPE-185066-MS Unconventional Resources Conference*. Alberta, Canada, 2017. 15 p.
59. Zuloaga P., Yu W., Miao J., Sepehrnoori K. Performance evaluation of CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff and continuous CO<sub>2</sub> injection in tight oil reservoirs. *Energy*, 2017, vol. 134, pp. 181–192.
60. Zhang Y., Yu W., Sepehrnoori K., Di Y. A comprehensive numerical model for simulating fluid transport in nanopores. *Scientific Reports*, 2017, vol. 7 (1), 11 p.
61. Mohammed-Singh L.J., Singhal A. K., Sim, S.S.-K. Screening criteria for CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff operations. *Proceedings of the SPE-100044 Symposium on Improved Oil Recovery*. Tulsa, Oklahoma, USA, 2006. 10 p.

Поступила 04.04.2022 г.

Прошла рецензирование 15.09.2022 г.

#### Информация об авторах

**Соромотин А.В.**, магистрант Пермского национального исследовательского политехнического университета.

**Лекомцев А.В.**, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

**Илюшин П.Ю.**, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

UDC 622.276

## ANALYSIS OF THE FEATURES OF CO<sub>2</sub> HUFF-N-PUFF TECHNOLOGY

**Andrey V. Soromotin**<sup>1</sup>,  
mrsavip@gmail.com

**Alexander V. Lekomtsev**<sup>1</sup>,  
alex.lekomtsev@mail.ru

**Pavel Yu. Ilyushin**<sup>1</sup>,  
ilushin-pavel@yandex.ru

<sup>1</sup> Perm National Research Polytechnic University,  
29, Komsomolsky avenue, Perm, 614990, Russia.

**The relevance.** A promising direction for the development of oil fields is the use of unconventional methods for extraction of hard-to-recover oil reserves. Carbon dioxide technologies are of particular interest in the context of a policy to reduce the hydrocarbon footprint in the global energy balance. Carbon dioxide is one of the most effective displacing agents for enhanced oil recovery, which can dissolve in light and medium fractions of oil, contributing to its swelling, reducing viscosity and increasing mobility. In this regard, the search for and practical application of effective solutions is an urgent task. One such carbon dioxide technology is Huff-n-Puff.

**The main aim:** to assess the world experience in the application of CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff technology; analyze the factors affecting the effectiveness of the method; establish the relationship of technological factors when using CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff.

**Object:** CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff technology.

**Methods:** literature review; analysis of technology parameters.

**Results.** CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff technology is effective in a wide range of reservoir and oil properties. The research revealed the main criteria for the effectiveness of Huff-n-Puff technology, the most important of which is to achieve complete solubility of carbon dioxide in oil. The main factors affecting the efficiency of this process are the operating technological parameters, natural and artificial fracturing, and molecular diffusion. The effect of increased oil recovery from the influence of the geometry and length of fractures is estimated. The authors analyze the parameters of the technology and identify statistical dependencies, a heat map and distribution characteristics were used. Gradient boosting (machine learning method) was also applied using the SHAP library to determine the effect of the parameter on the efficiency of CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff. An increase in oil recovery from the use of the technology in question was established to 5,4 %.

**Key words:**

carbon dioxide, enhanced oil recovery, high viscosity oils, Huff-n-Puff, stimulation of oil production.

*The reported study was supported by the Government of Perm Krai, research project no. C-26/510.*

*Received: 4 April 2022.  
Reviewed: 15 September 2022.*

**Information about the authors**

**Andrey V. Soromotin**, student, Perm National Research Polytechnic University.

**Alexander V. Lekomtsev**, Cand. Sc., associate professor, Perm National Research Polytechnic University.

**Pavel Yu. Ilyushin**, Cand. Sc., associate professor, Perm National Research Polytechnic University.