

УДК 622.3

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ВОДНОГО HUFF AND PUFF НА ОСНОВЕ МИРОВОГО ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ И ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Цыкунов Олег Игоревич^{1,2},
Tsykunov.OI@gazpromneft-ntc.ru

Каешков Илья Сергеевич¹,
Kaeshkov.IS@gazpromneft-ntc.ru

¹ ООО «Газпромнефть-НТЦ»,
Россия, 190031, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, 75-79 лит Д.

² Санкт-Петербургский Политехнический университет Петра Великого,
Россия, 195251, г. Санкт-Петербург, ул. Политехническая, 29.

Актуальность. Сегодня в разработку вводится большое количество нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, в частности, с низкопроницаемыми коллекторами. При проницаемости менее 1 мД система поддержания пластового давления имеет низкую эффективность, а добывающие скважины имеют высокие темпы падения и низкие дебиты даже при наличии гидроразрыва пласта. Помочь в решении данной проблемы может новая технология – водный Huff and Puff. Данная технология представляет собой циклическую закачку воды, остановку и последующий отбор жидкости на добывающей нефтяной скважине. Она позволяет инициировать процесс капиллярной пропитки в малодебитных безводных скважинах в низкопроницаемом коллекторе и увеличить добычу нефти.

Цель: проанализировать мировой опыт применения и лабораторные исследования технологии Huff and Puff, определить ключевые параметры ее эффективности, сформулировать критерии применимости технологии.

Объекты: процесс капиллярной пропитки в низкопроницаемом нефтенасыщенном коллекторе, результаты лабораторных исследований, отчеты о применении технологии на нефтяных месторождениях.

Методы: оценка и анализ существующих лабораторных исследований технологии на керне, анализ условий и методик проведения экспериментов и их результатов, сравнение с аналогичными исследованиями, выявление общих зависимостей; обзор опыта применения технологии в США, КНР и России, сравнение их результатов с результатами лабораторных исследований.

Результаты. В процессе анализа лабораторных исследований выявлены ключевые параметры эффективности применения технологии – наличие трещин в коллекторе, низкая проницаемость, гидрофильность и маленький характерный размер поровых каналов. Анализ мирового опыта применения водного Huff and Puff показал, что технология успешно применяется в КНР на малопроницаемых гидрофильных пластах на скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта, что подтверждает лабораторные исследования. Опыт применения в США не был успешным из-за гидрофобности коллекторов. Опыт в России имеет неоднозначные результаты – из-за гидрофильности и низкой проницаемости пласта эффект капиллярной пропитки присутствует, но из-за конструкции скважин и отсутствия раскрытых трещин гидроразрыва пласта значительного эффекта не было. Результаты опыта применения согласуются с данными лабораторных испытаний. В результате данного анализа были сформированы критерии применимости технологии водного Huff and Puff

Ключевые слова:

Нефть, низкопроницаемый коллектор, Huff and Puff, водный Huff and Puff, циклическая закачка воды, трудноизвлекаемые запасы.

Введение

В настоящее время активно ведется разработка нефтяных месторождений с низкопроницаемым коллектором. Истощение старых месторождений с традиционными коллекторами с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами вынуждает переходить к разработке нетрадиционных коллекторов [1]. В частности, к ним относятся низкопроницаемые терригенные и карбонатные коллектора, сланцы. Технология гидроразрыва пласта (ГРП) позволила увеличить продуктивность скважин на таких месторождениях и сделать их рентабельными, но быстрое падение пластового давления и низкая эффективность системы его поддержания остаются нерешенными проблемами.

Существует большое количество технологий, направленных на их решение. Большая их часть направлена на работу с нагнетательным фондом – закачка углекислого газа, азота, поверхностно-активных веществ (ПАВ), увеличение приемистости скважин. Но существуют также методы, предполага-

ющие работу с добывающими скважинами: в случае, если низкая гидропроводность не позволяет влиять на призабойную зону добывающих скважин через нагнетательные скважины, логичным выходом является использование непосредственно добывающей скважины. К таким технологиям относится группа методов под общим названием Huff and Puff.

Huff and Puff представляет собой цикл трех последовательных операций – закачка агента в добывающую скважину, ее остановка и последующий отбор жидкости. Существуют вариации данной технологии, различающиеся как по продолжительности каждой фазы, так и по закачиваемому агенту и, соответственно, по физическому принципу. Закачка попутного нефтяного или углекислого газа уменьшает вязкость нефти. Закачка горячей воды или пара также снижает вязкость за счет нагрева нефти. Данные варианты Huff and Puff труднореализуемы на российских месторождениях, так как не всегда есть источники попутного нефтяного газа, а закачка углекислого газа

крайне дорога. Закачка теплоносителей слабо влияет на дебит скважины в низкопроницаемых коллекторах, так как на таких месторождениях нефти обычно и так маловязкие.

Более простым вариантом является закачка обычной воды или поверхностно-активных веществ. Данная вариация Huff and Puff основывается не на снижении вязкости нефти, а на эффекте капиллярной пропитки, который может внести существенный вклад в увеличение нефтеотдачи в низкопроницаемых коллекторах.

Целью исследования является определение эффективности технологии водного Huff and Puff, а также определение ключевых параметров пласта, конструкции скважины, оптимальных сроков фаз в цикле для успешности применения технологии. Это необходимо, так как экономический эффект может быть достигнут только при правильном подборе скважины-кандидата и при соблюдении оптимальных технологических режимов.

Физический принцип водного Huff and Puff

В низкопроницаемых пластах скважины зачастую имеют высокие темпы падения добычи нефти при почти нулевой обводненности из-за снижения пластового давления в призабойной зоне. Это говорит о том, что влияние системы поддержания пластового давления (ППД) незначительно и закачиваемая вода просто не доходит до добывающей скважины. Если коллектор является гидрофильным, то появление свободной воды в пласте приводит к инициированию самопроизвольной капиллярной пропитки [2]. Технология водного Huff and Puff как раз и предполагает закачку воды в добывающую скважину, что, с одной стороны, приводит к повышению давления и, с другой стороны, использует капиллярные процессы для извлечения нефти за счет пропитки.

Капиллярная пропитка – процесс вытеснения жидкости смачивающей фазой. Она происходит из-за образования мениска и разности давления в фазах – капиллярного давления [3]. Если представить единичную пору в коллекторе в виде вертикального капилляра, то, в случае если стенки капилляра гидрофильные, вода будет самопроизвольно подниматься вверх, пока капиллярное давление не будет уравновешено силой тяжести. Высота подъема будет определяться капиллярным давлением, которое вычисляется по уравнению Лапласа [4]:

$$P_k = \frac{2\sigma\cos\theta}{r_t}, \quad (1)$$

где σ – поверхностное натяжение на границе, Н·м; θ – угол смачивания, град; r_t – радиус капилляра, м.

Из уравнения Лапласа следует, что величина капиллярного давления обратно пропорциональна радиусу капилляра. Именно поэтому при разработке традиционных высокопроницаемых коллекторов капиллярным давлением пренебрегают – при большом радиусе порового канала капиллярное давление мало. При разработке низкопроницаемых коллекторов (менее 1 мД) капиллярное давление может достигать

больших значений. В работе [5] приводятся результаты капиллярометрии, по которой капиллярное давление при низкой водонасыщенности (например, начальной) может достигать нескольких МПа. В случае гидрофильности коллектора это давление вызывает пропитку воды в небольшие поры и вытеснение нефти. Добавление ПАВ в воду позволяет улучшить смачиваемость коллектора водой и увеличить капиллярное давление, что приведет к повышению эффективности процесса.

Керновые исследования капиллярной пропитки и Huff and Puff

За последние годы проведено большое количество экспериментальных исследований по оценке эффективности технологии с использованием моделей пористых сред и кернавого материала китайских месторождений Changqing [6, 7], Tuga [6], Daqing и других. Все они обладают низкой проницаемостью менее 1 мД [7], и большая часть приурочена к Ordos Basin [9, 10], основными объектами являются пласты группы Chang [5]. Также были проведены исследования водного Huff and Puff на керне американских низкопроницаемых месторождений с пластом Bakken – Eagle Ford [11], Parshall Field и других. Каждое исследование проводилось по собственной методике, но на основе их комплексного анализа можно выявить общие закономерности и ключевые параметры, обеспечивающие эффективность технологии.

Алгоритм всех исследований по анализу капиллярной пропитки начинается с подготовки керна – необходимо создать насыщение аналогичное пластовому. Во всех экспериментах образец насыщается водой и нефтью. Далее все исследователи использовали два метода симуляции Huff and Puff.

Первым методом является погружение образца в воду таким образом, что вода соприкасается с керном со всех сторон. В исследованиях [5, 12] образец просто помещается в емкость с водой и взвешивается в ней же, что позволяет определить массу пропитанной воды и извлеченной нефти. В работе [13] образец также погружается в воду, но объем извлеченной нефти определяется с помощью градуированной трубки, в которую поступает нефть из-за гравитационного расслоения. Исследование [11] проводилось аналогично, но в емкость нагнеталось давление, эквивалентное давлению при закачке в скважину. Данный подход приводит к тому, что пропитка происходит одновременно по всей поверхности керна, а не в одном направлении.

Вторым методом является обжатие керна с боковых сторон в специальных установках и закачка воды в один из торцов. В статьях [7, 14–16] проводится именно такие эксперименты и важной особенностью является использование магнитно-резонансного томографа (МРТ), что позволяет определить объемы воды и нефти в разные моменты времени, локализовать флюиды в порах различного размера. В работе [17] используется не МРТ, а прямое определение объема извлеченной нефти. Данный тип исследований более приближен к пластовым условиям, так как

фильтрация и пропитка происходят только в одном направлении и эти эксперименты можно считать более корректными. Также проводились эксперименты, в которых по периметру обжимаются сразу несколько образцов породы для имитации трещины ГРП [18].

Влияние размера образца на коэффициент извлечения нефти

Разные подходы к лабораторным испытаниям привели к тому, что в различных работах при исследовании на керне с аналогичными свойствами итоговый КИН различался в два и более раза при одинаковом количестве циклов. В работе [6] приводятся результаты исследований с различной фиксацией керна одного размера – контакт с водой по всей поверхности, контакт с одного из торцов, контакт по боковой поверхности, для каждого варианта КИН отличается. Эксперименты показывают линейную зависимость (рис. 1) между площадью пропитки и конечным КИН.

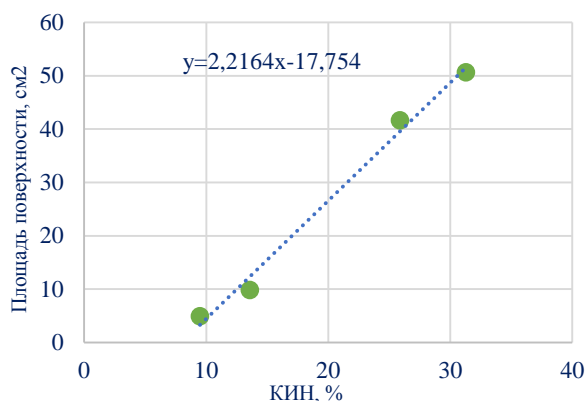


Рис. 1. Зависимость площади контакта керна с водой и коэффициентом извлечения нефти [6]

Fig. 1. Dependence of the core-water contact area and the oil recovery factor

В статье [19] исследуется влияние объема образца на эффективность пропитки, образец полностью погружается в воду. Анализ результатов приводит к обратной зависимости между объемом керна и КИН. Это подтверждает и работа [20], где производилась закачка газа, а не воды.

Обобщая результаты данных исследований, можно сделать вывод о том, что чем выше площадь контакта и чем ниже объем элемента, на который действует капиллярная пропитка, тем выше ее эффективность. В низкопроницаемом коллекторе повысить площадь контакта с породой можно с помощью образования системы трещин при многостадийном гидроразрыве пласта (МГРП), это позволяет увеличить эффект от применения Huff and Huff. Именно поэтому все опытно-промышленные работы по данной технологии проводились только на скважинах с МГРП.

Влияние трещин, давления и объема закачки

Так как наличие ГРП является одним из определяющих факторов эффективности, наличие трещин необходимо учитывать и при исследованиях на керне. В работе [11] проводятся эксперименты на образцах

сланцевых коллекторов месторождения Eagle Ford. Проводилась серия закачек воды и газа при различном давлении, при его повышении в керне образовывались трещины, что значительно увеличивало итоговый коэффициент нефтеизвлечения.

В статье [21] результаты исследования показывают, что более высокое забойное давление приводит к увеличению эффективности капиллярной пропитки. В исследовании [17] проверяется гипотеза о возрастании эффективности Huff and Puff при закачке больших объемов воды. Рассматриваются не только трещины, аналогичные трещинам ГРП, но и микротрещины, создаваемые большим давлением нагнетания (автоГРП). По результатам экспериментов делается вывод о более высокой эффективности большеобъемного Huff and Puff из-за высокого давления нагнетания, образования трещин и, как следствие, большей поверхности контакта воды с породой. Также в работе [6] приводятся исследования с длинами трещин 3, 6 и 10 см, коэффициент извлечения нефти составил соответственно 37, 44 и 47 %, что говорит о значительном влиянии параметров трещины на эффективность. Большой вклад трещин в эффективность Huff and Puff также доказывается результатами математического и гидродинамического моделирования [22–24]. Увеличение количества и длины трещин и, следовательно, увеличение площади контакта и приемистости скважин оказывает большое влияние на закачку других агентов, например, углекислого газа [25].

Влияние проницаемости

В исследовании [6] рассматривается влияние проницаемости на капиллярную пропитку. Исследуются образцы с проницаемостями от 0,5 до 6 мД, но при этом КИН для каждого керна примерно одинаков. В данных экспериментах керн зажимался в кернодержателе, а не погружался в объем воды. При этом не приводятся данные по давлению и объему закачки воды, поэтому сделать однозначный вывод по данным экспериментам нельзя. Можно предположить, что повышение проницаемости приводит к большему объему закачки, но сам процесс пропитки происходит менее интенсивно, и эти два фактора друг друга компенсируют. Эти результаты подтверждает и исследование [26], в нем исследуется как самопроизвольная пропитка при погружении в воду, так и пропитка под давлением на кернах с проницаемостями 0,06, 0,1 и 0,22 мД. При пропитке под давлением, как и в предыдущей работе, конечные КИН сильно не различаются, но при самопроизвольной пропитке наблюдается сильный рост при переходе от 0,06 к 0,1 мД и выполаживание графика к 0,22 мД.

Влияние смачиваемости и времени пропитки

Исходя из физики капиллярной пропитки очевидно, что чем меньше гидрофильность коллектора, тем хуже идет пропитка. Это подтверждается работами [6, 11]. В первой работе проводится сравнение трех образцов – гидрофильного, смешанной смачиваемости и гидрофобного. КИН соответственно составил 31,3, 22,1 и 13,9 %. Во второй работе проводятся исследования

сланцевого керна пластов Bakken, которые обладают смешанной и иногда гидрофобной смачиваемостью. КИН для одного цикла составил всего 4 %.

Чем больше времени порода контактирует с водой, тем большая масса воды пропитывается в керн. В работах [5, 14] в ходе проведения экспериментов объем вытесненной нефти замерялся в реальном времени. В обеих работах зависимость массы нефти от времени нелинейная. В первых часах пропитки идет быстрое вытеснение нефти, но затем скорость снижается, и пропитка останавливается.

Влияние размера пор

Во многих работах по экспериментальному исследованию капиллярной пропитки и технологии Huff and Puff используется МРТ, которая позволяет локализовать нефть и воду в порах различного характерного размера и вычислять вклад каждого из размеров в пропитку. В статье [13] приводятся данные, что поры с характерным размером до 0,1 нм обеспечивают 60–80 % вытеснения пропиткой в зависимости от образца, поры от 0,1 до 1 нм – 20–40 %, поры больше 1 нм – 20–25 %. В работе [26] по аналогичным исследованиям на керне другого месторождения с большей проницаемостью в зависимости от проницаемости исследуемого керна получилось, что при проницаемости керна в 0,06 мД наибольший вклад в пропитку вносят микропоры (до 5,85 нм) – более 50 %, а для кернов с проницаемостями в 0,1 и 0,22 мД мезопоры (5,85–58,5 нм) вносят такой же или немного больший вклад. Но во всех кернах макропоры (>58,5 нм) вносят наименьший вклад – 20 %. Результаты экспериментов в работе [26] согласуются с результатами предыдущих исследований – вклад мезопор и микропор в общий КИН максимален, но также прослеживается зависимость между КИН для каждого типоразмера пор и времени пропитки. Чем больше время пропитки, тем выше вклад микропор. Из этого следует, что большая эффективность капиллярной пропитки связана с меньшим размером поровых каналов, что согласуется с уравнением Лапласа для капиллярного давления (1).

Влияние количества циклов

В исследованиях [6, 11, 14, 15] приводятся результаты проведения нескольких циклов Huff and Puff на кернах. В каждом исследовании используются керны с различными фильтрационно-емкостными свойствами, дизайн экспериментов и оборудование также различаются. Но на основании результатов данных исследований можно сделать вывод о характере зависимости между коэффициентом извлечения нефти и количеством циклов. На рис. 2 приведена сводка по результатам данных исследований. Из-за значительных расхождений в объемах закачки, сроков остановки, свойств породы на графике приводятся не абсолютные значения КИН, а доля каждого цикла от конечного КИН. В некоторых работах приводятся результаты серии экспериментов, эти серии были усреднены. По приведенным данным видно, что зависимость между КИН и порядковым номером цикла является экспоненциальной. Первый, второй и третий

циклы во всех экспериментах суммарно практически полностью обеспечивают КИН, а все последующие циклы вносят наименьший вклад. Можно сделать вывод о том, что технология имеет ограниченный запас циклов для обеспечения эффективности.

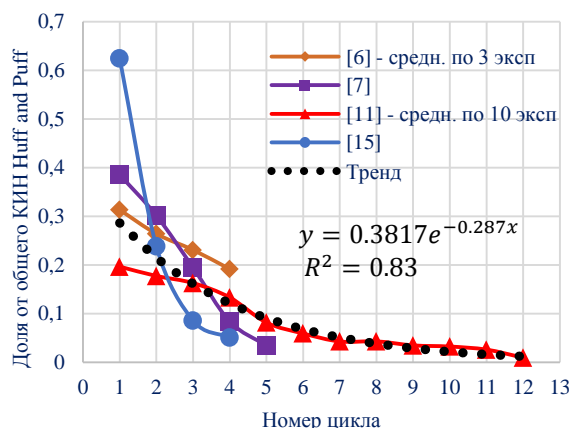


Рис. 2. Зависимость коэффициента извлечения нефти от номера соответствующего цикла Huff and Puff

Fig. 2. Dependence of the oil recovery factor on the number of the corresponding Huff and Puff cycle

Выводы по лабораторным исследованиям

В табл. 1 приведены данные по лабораторным исследованиям эффективности технологии водного Huff and Puff на кернах, где были определены коэффициент извлечения нефти. В зависимости от эксперимента и условий коэффициент нефтеизвлечения составляет от 7,67 до 48,6 %. Из этого следует, что эффективность процесса сильно зависит и от условий эксперимента, и от коллекторских свойств керна.

По результатам анализа каждого из экспериментов можно сделать следующие выводы:

- Большое влияние на результат оказывают граничные условия на керне и его размер. Чем больше площадь контакта с водой и меньше объем керна, тем выше конечный КИН.
- Наличие трещин значительно увеличивает эффективность, так как увеличивается площадь пропитки. Чем длиннее трещина, тем выше КИН.
- Проницаемость влияет на эффективность по-разному. Процесс пропитки практически не идет при больших проницаемостях традиционных коллекторов, но для малопроницаемых зависимость нелинейна.
- Чем выше смачиваемость коллектора водой, тем эффективнее процесс.
- Чем больше время пропитки, тем выше эффективность, но зависимость нелинейная и рост КИН со временем сильно замедляется.
- Чем меньше размер пор, тем лучше идет капиллярная пропитка.
- Чем больше количество циклов, тем выше эффективность, но эффект от каждого последующего цикла снижается. Основной эффект приносят первые три цикла.

Таблица 1. Результаты испытаний технологии Huff and Puff на керне

Table 1. Results of testing the Huff and Puff technology on the core

Описание Description	к, мД mD	Кол-во циклов Number of cycles	Время пропитки Imbibition time	КИН, % Oil recovery, %	Источник Source		
Гидрофобный керн Hydrophobic core	1,2	1	6 сут (d)	13,9	[6]		
Смешанная смачиваемость Mixed wettability	1,1		6 сут (d)	22,1			
Гидрофильный керн Hydrophilic core	0,9		6 сут (d)	31,3			
Полное погружение в воду Complete immersion in water	0,9		3,2 сут (d)	31,3			
Торцы изолированы Ends are isolated	1,2		3,7 сут (d)	25,9			
Открыт только верхний торец Only the top end is open	1,1		4,6 сут (d)	13,6			
Открыт только нижний торец Only the bottom end is open	1,1		5,9 сут (d)	9,5			
Трещина 3 см 3 cm crack	1,4		4	1,75 сут (d)		37	
Трещина 6 см 6 cm crack	1,6			1,75 сут (d)		44,3	
Трещина 10 см 10 cm crack	1,4	1,75 сут (d)		48,6			
Обычный НnP Regular НnP	0,58	3	–	37,2	[7]		
	1,85			42,1			
	0,034	4	–	14,4		[15]	
	0,05	5	7 ч (h)	26,2		[14]	
Керн большого размера Big size core	0,075	1	3 сут (d)	33,75	[19]		
	0,054			10,78			
Обычный НnP Regular НnP	0,072		–	–		35,82	
	0,046					29,83	
	0,06		–	–		10	[26]
	0,1					17	
	0,22		10 сут (d)	–		19	
	0,15					22,1	
	0,139		12	–		10 сут (d)	21,34
		1 ч (h)			7,67		
6 ч (h)		9,69					
12 ч (h)		14,04					
0,0005	–	24ч (h)	15,03	[11]			

Применение технологии водного Huff and Puff на скважинах

Опытно-промышленные работы по применению технологии водного Huff and Puff проводились в трех странах: США, КНР и России.

Опыт в США

Технология применялась в основном на сланцевых низкопроницаемых пластах Bakken, характеризующихся смешанной или гидрофобной смачиваемостью [28].

На пласте Bakken в Северной Дакоте испытание было проведено в 2012 г. [29]. Закачка производилась в горизонтальную скважину с МГРП. Срок закачки – 1 месяц с приемистостью в 190 м³/сут, срок остановки – 2 недели. Дебит нефти после операции не изменился. На месторождении Parshall Field технология применялась также в 2012 г. [30]. Испытания проводились также на пласте Bakken в горизонтальной скважине с МГРП. Закачка – 1 месяц с приемистостью 212 м³/сут, остановка на пропитку – 10 дней, прироста дебита нефти не было.

Таким образом, применение водного Huff and Puff в США является неудачным. Это связано в основном с гидрофобной смачиваемостью коллектора, из-за чего процесс капиллярной пропитки невозможен, что и отмечают авторы работ [28–30]. Именно поэтому на нефтяных сланцах применяется Huff and Puff с закачкой CO₂ [31, 32], где используется механизм снижения вязкости нефти, а не капиллярной пропитки, и с закачкой ПАВ [33, 34].

Опыт в КНР

В Китае технология получила наибольшее распространение, она применялась на большом количестве скважин и на различных месторождениях с терригенными низкопроницаемыми коллекторами.

Одно из первых применений было в 2011 г. на SL Basin в горизонтальной скважине с МГРП QJ-2 [17]. В пилотном проекте проверялась гипотеза об эффективности большеобъемного Huff and Puff с авто-ГРП при закачке воды. Закачка проводилась в два этапа – в первом закачка 3000 м³ за 12 часов для создания трещин и закачка 4000 м³ с темпом в 100 м³/сут. Срок пропитки – 10 дней. Дебит нефти вырос с 0,8 до 5,3 т/сут, суммарная дополнительная добыча – 1987 т.

Также проводились опытно-промышленные работы на пласте Chang 7 на месторождении Yangchang [35]. На блоке А технология применялась на 4 ГС с МГРП. Дебит нефти в среднем вырос с 9,9 до 18,2 т/сут. После этого было решено исследовать процесс более подробно на скважинах В8 и А6. На первой срок закачки составил 1 месяц с расходом в 100 м³/сут, остановка – 20 суток, дебит нефти вырос с 5 до 10 т/сут. На скважине А6 срок закачки – 22,5 суток и приемистость 80 м³/сут, срок остановки – 15 дней. Дебит нефти вырос с 4,6 до 12,45 т/сут, через месяц упал до 8,2 т/сут. Массовые ОПР проводились и на пласте Chang 6 на 29 скважинах [28, 36]. На 20 скважинах закачка составляла 50 м³/сут и пропитка на 7 дней, на остальных – 70 м³/сут и 3 дня. При среднем дебите нефти до операции в 0,2 т/сут и минимальном рентабельном в 0,3 т/сут дебит после операции увеличился на 0,1–0,4 т/сут и скважины стали рентабельными.

Применение технологии на нескольких участках месторождения Chang 7 Field также было успешным [28]. На первом участке закачка производилась в четыре горизонтальные скважины с дебитом в 109 м³/с 20 суток, дополнительная добыча на каждой скважине в среднем составила 419 т, при этом на двух соседних, на которых закачка не производилась, допол-

нительная добыча составила 2358 т нефти за счет увеличения давления в зоне ближайших скважин. На втором участке результаты аналогичны. На третьем закачка производилась уже в восемь скважин – 6 с одним циклом и 2 с двумя. Дополнительная добыча на скважину – 456 и 1127 т от соседних скважин. Скважины, на которых производилось два цикла, показали меньшую дополнительную добычу на втором цикле, чем на первом, что подтверждает выводы по результатам анализа лабораторных исследований.

ОПР на одной скважине месторождении Tuha Field с проницаемостью 0,42–7,84 мД дали дополнительную добычу в 1816 т нефти [28]. Применялось два цикла, а срок пропитки был больше стандартного – 108 дней. На месторождении Duha Field с проницаемостью 0,1–1 мД после Huff and Puff на скважине

MA-55 дебит нефти вырос с 0,9 до 5 т/сут. Закачка воды производилась с дебитом 285 м³/сут 7 дней [28].

На месторождении Dagang было проведено масштабное применение водного Huff and Puff на 38 горизонтальных скважинах [6]. 35 операций были успешны, средняя дополнительная добыча нефти за цикл – 972 т. Скважины, в которых ГРП совмещался с Huff and Puff, показали больший эффект – 1200 т на цикл – из-за создания системы трещин.

В табл. 2 приведен свод всей информации по опыту применения в Китае. Как видно из таблицы, технология применялась только на горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта, коллектор везде гидрофильный, а его проницаемость – в интервале от 0,17 до 1,3 мД. Во всех случаях была значительная дополнительная добыча нефти.

Таблица 2. Результаты применения технологии Huff and Puff в КНР

Table 2. Results of application of Huff and Puff technology in China

M/p Filed	Пласт Layer	Смачиваемость Wettability	k, мД mD	Скв Well	Тип скв Well type	Прирост дебита, т/сут (%) Rate increase, t/d (%)	Дополнительная добыча, т Additional production, t	Источник Source
SL basin	GPI01	Гидрофильная Hydrophilic	0,57	QJ-2	ГС+МГРП Hor. Well+ fracturing	4,5 (662 %)	1987	[17]
Yanchang	Chang 7		0,17	4 скв 4 wells		8,3 (183 %)	н/д n/a	[35]
Yanchang	Chang 6		0,54	29 скв 29 wells		0,1–0,4 (50–200 %)	н/д n/a	[28]
Chang 7 Field	Chang 7		0,03–0,5	4 скв 4 wells		н/д n/a	419+2358 от соседних скв from neighboring wells	
				8 скв 8 wells		2,71	456+1127 от соседних скв from neighboring wells	
Tuha Field	Niuquanhu		0,42	Niu 15-5		н/д/n/a	1816	
Duha Field	Xingjiang		0,1–1	Ma-55		4,1 (555 %)	155	
Dagang	н/д n/a		1,3	38 скв 38 wells		8,9	972 и 1200 при совмещении ГРП и HnP when combining hydraulic fracturing and HnP	[6]

Опыт в России

Ранее в России закачки по методу Huff and Puff проводились только с закачкой ПАВ [37, 38], теплоносителей, углеводородных и неуглеводородных газов [39, 40]. Однако в 2020 г. авторами данной статьи были проведены первые опытно-промышленные работы водного Huff and Puff [41]. Технология применялась на низкопроницаемом месторождении с гидрофильным коллектором на участках с проницаемостью в пределах $1 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Предполагалось применение на горизонтальных скважинах с недавним МГРП – по аналогии с Китайским опытом, но по технологическим причинам и для снижения затрат на ОПР были выбраны скважины, недавно переведенные в фонд ППД, 1 ГС и 3 наклонно-направленные скважины (ННС). Из-за особенностей проведения ОПР в ГС срок закачки превысил 3 месяца, остановки – 1,5 месяца, что делает ее непоказательной. Непоказательной также является одна из ННС, в которой после закачки пластовое давление упало в 1,5 раза по неизвестным причинам. Что касается двух оставшихся ННС, в одной дебит нефти после операции не изменился при закачке 1 месяц и остановке на 15 дней, во второй дебит нефти до операции был нестабилен – от 2 до 4,5 т/сут., после за-

качки воды в 1 месяц и остановку на 1 месяц дебит нефти вырос до 4,7 т/сут.

По результатам данного ОПР нельзя сделать вывод об эффективности технологии, но можно определить работу эффекта капиллярной пропитки, так как в скважинах дебит нефти не уменьшился при снижении фазовой проницаемости нефти в призабойной зоне из-за закачки воды. Также условия проведения ОПР не являются оптимальными – в единственной ГС не были соблюдены режимы, а результаты ОПР на ННС заведомо предполагались отрицательными из-за небольшого охвата пласта закачкой воды.

Так как геолого-физические характеристики месторождения аналогичны таковым на китайских месторождениях с успешными результатами Huff and Puff, планируется проведение повторного ОПР на оптимальных скважинах-кандидатах и с оптимальными технологическими режимами.

Выводы по применению водного Huff and Puff в мире

По результатам применения технологии можно сделать вывод, что в условиях низкопроницаемого гидрофильного коллектора и при применении на горизонтальной скважине с МГРП технология является эффективной и может дать значительный прирост добычи нефти, что доказывает опыт КНР. В случае

применения на гидрофобном коллекторе и на наклонно-направленной скважине технология эффекта не приносит. Это отлично согласуется с результатами лабораторных исследований, где объем охваченной заводнением области и гидрофильность коллектора являются определяющими факторами. Также китайский опыт показывают, что с увеличением числа циклов эффективность каждого следующего цикла снижается, что согласуется с лабораторными данными.

Формирование критерия применимости технологии водного Huff and Puff

Исходя из обобщения результатов лабораторных исследований, а также из обобщения опыта применения технологии, можно сформировать примерные критерии применимости данной технологии:

1. Коллектор должен иметь проницаемость до 1,3 мД. Несмотря на то, что в лабораторных исследованиях КИН для большей проницаемости не сильно меняется, успешные результаты применения есть только на месторождениях с проницаемостью до 1,3 мД.
2. В коллекторе должны преобладать поры размером до 58,5 нм (микро и мезопоры), что следует из исследований по оценке вклада в конечный КИН пор разного размера, в которых поры большего размера вносят наименьший вклад.
3. Коллектор должен быть строго гидрофильным, что доказывалось неуспешными опытно-промышленными работами на гидрофобных коллекторах в США и успешными на гидрофильных в КНР.
4. Скважина-кандидат должна быть горизонтальной с ГРП. Лабораторные эксперименты показывают значительный рост эффективности с увеличением длины трещины, что объясняется повышенной площадью контакта воды с породой. Также на

скважинах без ГРП с проницаемостью 1 мД приемистость будет низкой, что не позволит закачать в пласт достаточный объем воды.

Заключение

По результатам данной работы можно сформулировать следующие ключевые выводы:

1. Технология водного Huff and Puff может увеличить эффективность разработки нефтяных месторождений с низкопроницаемым коллектором, увеличить дебиты и срок рентабельной эксплуатации малодобитных скважин, решить проблему поддержания пластового давления. Это подтверждается результатами рассмотренных выше лабораторных и промысловых исследований.
2. Исходя из лабораторных испытаний определены ключевые параметры для достижения максимального эффекта от применения технологии и критерии ее применимости: гидрофильность коллектора, наличие искусственной системы трещин от ГРП, маленький размер поровых каналов. При этом зависимости эффективности процесса от проницаемости, времени пропитки и количества циклов нелинейны, для каждого месторождения необходимо определять индивидуальные оптимальные параметры.
3. Анализ опыта применения технологии показал, что неудачные реализации были в США по причине гидрофобности коллектора, в России ОПР прошел неудачно из-за конструкции скважин, но была подтверждена работа эффекта капиллярной пропитки. В Китае же технология применяется на многих месторождениях с высокой эффективностью. Исходя из опыта КНР сформированы критерии применимости технологии по проницаемости, конструкции скважины и гидрофильности коллектора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Huff-n-Puff technology for enhanced oil recovery in shale/tight oil reservoirs: progress, gaps, and perspectives / M. Milad, R. Junin, A. Sidek, A. Imqam, M. Tarhuni // *Energy & Fuels*. American Chemical Society (ACS). – 2021. – V. 35. – Iss. 21. – P. 17279–17333. URL: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c02561> (дата обращения 01.11.2022).
2. Spontaneous imbibition dynamics of liquids in partially-wet nanoporous media: experiment and theory / B. Pan, Ch. Clarkson, M. Atwa, X. Tong, Ch. Debuhr, A. Ghanizadeh, V. Birss // *Transport in Porous Media*. – 2021. – V. 137. – P. 1–20. URL: <https://doi.org/10.1007/s11242-021-01574-6> (дата обращения 01.11.2022).
3. Tuero F., Crotti M., Labayan I. Water imbibition EOR proposal for shale oil scenarios // *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. – Buenos Aires, Argentina, May 2017. – P. 1–18. DOI: <https://doi.org/10.2118/185560-MS>
4. Коротенко В.А., Грачёв С.И., Кушакова Н.П., Мулявин С.Ф. Оценка влияния градиентов водонасыщенности и капиллярного давления на формирование размера зоны двухфазной фильтрации в сжимаемом низкопроницаемом коллекторе // *Записки Горного института*. – 2020. – Т. 245. – С. 569–581. URL: <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.5.9> (дата обращения 01.11.2022).
5. Study of water Huff-n-Puff in low-permeability oil reservoirs with horizontal fractures: a case study of Chang 6 reservoir in Yanchang, China / X. Meng, S. Hang, H. Zhang, F. Gao, Y. Gao, X. Li // *Frontiers in Earth Science*. – 2022. – V. 9. URL: <https://doi.org/10.3389/feart.2021.824410> (дата обращения 01.11.2022).
6. Study on the key influential factors on water Huff-n-Puff in ultralow-permeability reservoir / Xiaoyan Wang, Kun Xie, Jie Zhang, Yong Zhang, Yang Zhang, Wei Wang, Xi Yan, Fengxiang Zhao // *Geofluids*. – 2021. – V. 2021. – Article ID 5885366. – P. 1–8. URL: <https://doi.org/10.1155/2021/5885366> (дата обращения 01.11.2022).
7. Waterflooding Huff-n-puff in Tight Oil Cores Using Online Nuclear Magnetic Resonance / T. Chen, Z. Yang, Y. Ding, Y. Luo, D. Qi, W. Lin, X. Zhao // *Energies*. – 2018. – 11. – 1524. URL: <https://doi.org/10.3390/en11061524> (дата обращения 01.11.2022).
8. A modified embedded discrete fracture model to study the water blockage effect on water huff-n-puff process of tight oil reservoirs / X. Rao, L. Cheng, R. Cao, P. Jia, Y. Wu, H. Liu, Y. Zhao, Y. Chen // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 181. – P. 106232. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106232> (дата обращения 01.11.2022).
9. Quasi-continuous hydrocarbon accumulation: a new pattern for large tight sand oilfields in the Ordos basin / J. Zhao, Y. Bai, C. Qing, E. Chuang // *Oil Gas Geol.* – 2012. – V. 33. – P. 811–827. DOI: 10.11743/ogg20120601
10. Impact of diagenesis on the reservoir quality of tight oil sandstones: the case of Upper Triassic Yanchang Formation Chang 7 oil layers in Ordos Basin, China / J. Lai, G. Wang, Y. Ran, Z. Zhou, Y. Cui // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2016. – V. 145. – P. 54–65. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.03.009> (дата обращения 01.11.2022).

11. Yu Y., Sheng J.J. Experimental investigation of light oil recovery from fractured shale reservoirs by cyclic water injection // All Days. SPE Western Regional Meeting. SPE. – 2016. URL: <https://doi.org/10.2118/180378-ms> (дата обращения 01.11.2022).
12. Low-salinity water and surfactants for hydraulic fracturing and EOR of shales / Tadesse Weldu Teklu, Xiaopeng Li, Zhou Zhou, Najeeb Alharthy, Lei Wang, Hazim Abass // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – V. 162. – P. 367–377. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.12.057> (дата обращения 01.11.2022).
13. Study of the imbibition behavior of hydrophilic tight sandstone reservoirs based on nuclear magnetic resonance / X. Ren, A. Li, G. Wang, B. He, S. Fu // Energy & Fuels. American Chemical Society (ACS). – 2018. – V. 32. – Iss. 7. – P. 7762–7772. URL: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b00768> (дата обращения 01.11.2022).
14. Chen T., Yang Z., Ding Y., Luo Y., Qi D., Lin W., Zhao X. Waterflooding Huff-n-puff in Tight oil cores using online nuclear magnetic resonance // Energies. – 2018. – V. 11. – Iss. 6. – P. 1524. URL: <https://doi.org/10.3390/en11061524> (дата обращения 01.11.2022).
15. Laboratory study on oil recovery characteristics of carbonated water huff-n-puff process in tight cores under reservoir condition / D. Du, Y. Shen, W. Lv, C. Li, N. Jia, X. Song, X. Wang, Y. Li // Arabian Journal of Chemistry. – 2021. – V. 14. – Iss. 6. – P. 103192. URL: <https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2021.103192> (дата обращения 01.11.2022).
16. Huff and puff process optimization in micro scale by coupling laboratory experiment and numerical simulation / D. Janiga, R. Czarnota, J. Stopa, P. Wojnarowski // Fuel. – 2018. – V. 224. – P. 289–301. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.03.085> (дата обращения 01.11.2022).
17. Study of massive water huff-n-puff technology in tight oil field and its field application / G. Qin, X. Dai, M. Wu, Y. Zheng, Y. Qing, W. Li // Journal of Petroleum Science and Engineering – 2020. – P. 1–31. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107514> (дата обращения 01.11.2022).
18. Influence of water injection pressure and method on oil recovery of water injection Huff and Puff in tight volcanic oil reservoirs // S. Li, S. Yang, W. Dong, K. Yang, B. Shen, J. Yu // ACS Omega. American Chemical Society (ACS). – 2022. – V. 7. – Iss. 25. – P. 21595–21607. URL: <https://doi.org/10.1021/acsomega.2c01448> (дата обращения 01.11.2022).
19. The law and mechanism of the sample size effect of imbibition oil recovery of tight sedimentary tuff / S. Li, S. Yang, W. Dong, M. Wang, J. Yu // ACS Omega. – 2022. – V. 7. – Iss. 2. – P. 1956–1974. American Chemical Society (ACS). URL: <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c05443> (дата обращения 01.11.2022).
20. Li L., Sheng J.J. Experimental study of core size effect on CH₄ huff-n-puff enhanced oil recovery in liquid-rich shale reservoirs // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. – V. 34. – P. 1392–1402. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.08.028> (дата обращения 01.11.2022).
21. Mechanisms and capacity of high-pressure soaking after hydraulic fracturing in tight/shale oil reservoirs / J. Wang, H.-Q. Liu, G.-B. Qian, Y.-C. Peng // Petroleum Science. – 2020. – V. 18. – Iss. 2. – P. 546–564. URL: <https://doi.org/10.1007/s12182-020-00524-z> (дата обращения 01.11.2022).
22. The effects of the boundary layer and fracture networks on the water huff-n-puff process of tight oil reservoirs / Deqiang Wang, Linsong Cheng, Renyi Cao, Pin Jia, Sidong Fang, Xiang Rao, Yonghui Wu, Dan Dai // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 176. – P. 466–480. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.01.065> (дата обращения 01.11.2022).
23. Effect of fracture network on water injection huff-puff for volume stimulation horizontal wells in tight oil reservoir: Field test and numerical simulation study / B. Han, G. Cui, Y. Wang, J. Zhang, Z. Zhai, Y. Shi, F. Yan, W. Li // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – V. 207. – P. 109106. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109106> (дата обращения 01.11.2022).
24. Three-dimensional physical simulation of water huff-n-puff in a tight oil reservoir with stimulated reservoir volume / K. Sun, H. Liu, J. Wang, X. Wei, L. Ma, Z. Kang, Y. Zhang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – V. 208. – P. 109212. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109212> (дата обращения 01.11.2022).
25. Enhanced oil recovery in Eagle Ford: opportunities using Huff-n-Puff technique in unconventional reservoirs / P. Pankaj, H. Mukisa, I. Solovyeva, H. Xue // SPE Liquids-Rich Basins Conference. – North America, September 5, 2018. URL: <https://doi.org/10.2118/191780-ms> (дата обращения 01.11.2022).
26. Characteristics of oil distributions in forced and spontaneous imbibition of tight oil reservoir / X. Wang, X. Peng, S. Zhang, Z. Du, F. Zeng // Fuel. – 2018. – V. 224. – P. 280–288. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.03.104> (дата обращения 01.11.2022).
27. Experimental investigation on cyclic Huff-n-Puff with surfactants based on complex fracture networks in water-wet oil reservoirs with extralow permeability / B. Cao, P. Wei, F. Tian, Y. Yan, K. Xie, W. Cao, X. Liu, X. Lu, Y. Li, H. Li // Geofluids. Ed. by W. Shen. 2021. Vol. 2021. – P. 1–10. Hindawi Limited. URL: <https://doi.org/10.1155/2021/6898581> (дата обращения 01.11.2022).
28. Sheng J.J. Critical review of field EOR projects in shale and tight reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – V. 159. – P. 654–665. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.09.022> (дата обращения 01.11.2022).
29. Todd H.B., Evans J.G. Improved oil recovery IOR pilot projects in the Bakken formation // All Days. SPE Low Perm Symposium. – 2016. URL: <https://doi.org/10.2118/180270-ms> (дата обращения 01.11.2022).
30. Sorensen J.A., Hamling J.A. Historical Bakken test data provide critical insights on EOR in tight oil plays. 2016. URL: <https://www.aogr.com/magazine/cover-story/historical-bakken-test-data-provide-critical-insights-on-eor-in-tight-oil-p> (дата обращения: 21.07.2022).
31. Li L., Sheng J.J., Sheng J. Optimization of Huff-n-Puff gas injection to enhance oil recovery in shale reservoirs // All Days. SPE Low Perm Symposium. – 2016. URL: <https://doi.org/10.2118/180219-ms> (дата обращения: 21.07.2022).
32. CO₂, water and N₂ injection for enhanced oil recovery with spatial arrangement of fractures in tight-oil reservoirs using Huff-n-puff / J. Bai, H. Liu, J. Wang, G. Qian, Y. Peng, Y. Gao, L. Yan, F. Chen // Energies. – 2019. – V. 12. – Iss. 5. – P. 823. URL: <https://doi.org/10.3390/en12050823> (дата обращения 01.11.2022).
33. Surfactant Huff-n-Puff application potentials for unconventional reservoirs / P.J. Shuler, Z. Lu, Q. Ma, Y. Tang // All Days. SPE Improved Oil Recovery Conference. – 2016. URL: <https://doi.org/10.2118/179667-ms> (дата обращения 01.11.2022).
34. Alvarez J.O., Tovar F.D., Schechter D.S. Improving oil recovery in the Wolfcamp reservoir by soaking/flowback production schedule with surfactant additives // SPE Res Eval & Eng. – 2018. – V. 21. – P. 1083–1096. DOI: <https://doi.org/10.2118/187483-PA>
35. Development modes of Triassic Yanchang formation Chang 7 member tight oil in Ordos Basin, NW China / Z. Li, X. Qu, W. Liu, Q. Lei, H. Sun, Y. He // Petroleum Exploration and Development. – 2015. – V. 42. – Iss. 2. – P. 241–246. URL: [https://doi.org/10.1016/s1876-3804\(15\)30011-2](https://doi.org/10.1016/s1876-3804(15)30011-2) (дата обращения 01.11.2022).
36. A literature review of CO₂, natural gas, and water-based fluids for enhanced oil recovery in unconventional reservoirs / L.C. Burrows, F. Haeri, P. Cvetic, S. Sanguinito, F. Shi, D. Tapriyal, R.M. Enick // Energy & Fuels. – 2020. – V. 34 (5). – P. 5331–5380. URL: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b03658> (дата обращения 01.11.2022).
37. Screening of surfactants for Huff-N-Puff injection into unconventional reservoirs / A. Scerbacova, A. Ivanova, E. Mukhina, A. Ushakova, M. Bondar, A. Cheremisin // SPE Russian Petroleum Technology Conference. Day 1 Tue, October 12, 2021. URL: <https://doi.org/10.2118/206431-ms> (дата обращения 01.11.2022).
38. Compositions of anionic and non-ionic surfactants within a hybrid EOR technology for unconventional hydrocarbon reservoirs / P. Afanasev, A. Scerbacova, A. Tsyshkova, E. Mukhina, P. Grishin, V. Grishaev, A. Cheremisin, I. Koltsov, E. Dvoretzskaya, A. Kasyanenko, V. Demo, K. Prochukhan, A. Cheremisin // SPE Russian Petroleum Technology Conference. Day 1 Tue, October 22, 2019. URL: <https://doi.org/10.2118/196759-ms> (дата обращения 01.11.2022).
39. Huff-n-Puff experimental studies of CO₂ with heavy oil / E. Shilov, A. Cheremisin, K. Maksakov, S. Kharlanov // Energies. – 2019. –

- V. 12. – Iss. 22. – p. 4308. URL: <https://doi.org/10.3390/en12224308> (дата обращения 01.11.2022).
40. Оптимизация технологической эффективности закачки CO₂ на залежах сверхвязкой нефти при помощи лабораторных исследований и численного моделирования / А.В. Некрасов, К.И. Максаков, Г.А. Усачев и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 8. – С. 81–86. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-8(332)-81-86.
41. Цыкунов О.И., Каешков И.С. Исследование и опыт применения технологии водного Huff and Puff на нефтяном месторождении с низкопроницаемым коллектором // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2021. – Т. 6 (3). – С. 114–120. URL: <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-114-120> (дата обращения 01.11.2022).

Поступила: 12.11.2022 г.

Прошла рецензирование: 20.01.2023 г.

Информация об авторах

Цыкунов О.И., главный специалист ООО «Газпромнефть-НТЦ» аспирант Санкт-Петербургского Политехнического университета Петра Великого.

Каешков И.С., кандидат технических наук, руководитель по развитию дисциплины Разработка ООО «Газпромнефть-НТЦ».

UDC 622.3

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF WATER HUFF AND PUFF TECHNOLOGY BASED ON GLOBAL APPLICATION EXPERIENCE AND LABORATORY RESEARCHES

Oleg I. Tsykunov^{1,2},

Tsykunov.OI@gazpromneft-ntc.ru

Ilya S. Kaeshkov¹,

Kaeshkov.IS@gazpromneft-ntc.ru

¹ LLC «Gazpromneft-NTC»,

lit. D, 75-79, Moika Embankment, St. Petersburg, 190031, Russia.

² Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University,

29, Politekhnikeskaya street, St. Petersburg, 195251, Russia.

The relevance. Today, a large number of oil fields with hard-to-recover reserves, in particular, with low-permeability reservoirs, are in exploration. With a permeability of less than 1 mD, the formation pressure flow system has low efficiency, and production wells have high decline rates and low flow rates even in the presence of hydraulic fracturing. A new technology, water Huff and Puff, can help solve this problem. This technology is a cyclic water injection, shutdown and subsequent withdrawal of fluid during an oil well production. It allows us to initiate the process of capillary imbibition in marginal waterless wells in a low-permeability reservoir and increase oil production.

The main aim: to analyze the world experience in the application and laboratory studies of the Huff and Puff technology, to determine the key parameters of its effectiveness, to formulate criteria for the applicability of the technology.

Objects: capillary imbibition in a low-permeability oil-saturated reservoir, the results of laboratory studies, reports on the application of the technology in oil fields.

Methods: evaluation and analysis of existing laboratory studies of technology on core, analysis of the conditions and methods for conducting experiments and their results, comparison with similar studies, identification of common dependencies; review of the experience of applying the technology in the USA, China and Russia, comparing their results with the results of laboratory studies.

Results. During the analysis of laboratory studies, the key parameters of the effectiveness of the technology application – the presence of fractures in the reservoir, low permeability, hydrophilicity and small characteristic size of pore channels – were identified. An analysis of the world experience in the use of water Huff and Puff showed that the technology is successfully used in China in low-permeability hydrophilic formations in wells with multi-stage hydraulic fracturing, which is confirmed by laboratory studies. The US experience has not been successful due to the hydrophobicity of the reservoirs. The experience in Russia has mixed results – due to the hydrophilicity and low permeability of the reservoir, the effect of capillary impregnation is present, but due to the design of the wells and the absence of open hydraulic fractures, there was no significant effect. The results of the application experience are consistent with laboratory test data. As a result of this analysis, criteria for the applicability of water Huff and Puff technology were formed.

Key words:

Oil, tight reservoir, Huff and Puff, water Huff and Puff, water cycling, hard-to-recover reserves.

REFERENCES

- Milad M., Junin R., Sidek A., Imqam A., Tarhuni M. Huff-n-Puff technology for enhanced oil recovery in shale/tight oil reservoirs: progress, gaps, and perspectives. *Energy & Fuels American Chemical Society (ACS)*, 2021, vol. 35, Iss. 21, pp. 17279–17333. Available at: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c02561> (accessed 1 November 2022).
- Pan B., Clarkson C. R., Atwa M., Tong X., Debuhr C., Ghanizadeh A., Birss V. I. Spontaneous imbibition dynamics of liquids in partially-wet nanoporous media: experiment and theory. *Transport in Porous Media*, 2021, vol. 137, Iss. 3, pp. 555–574. Available at: <https://doi.org/10.1007/s11242-021-01574-6> (accessed 1 November 2022).
- Tuero F., Crotti M., Labayen I. Water imbibition EOR proposal for shale oil scenarios. *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Buenos Aires, Argentina, May 2017, pp. 1–18. DOI: <https://doi.org/10.2118/185560-MS>
- Korotenko V.A., Grachev S.I., Kushakova N.P., Mulyavin S.F. Assessment of the influence of water saturation and capillary pressure gradients on size formation of two-phase filtration zone in compressed low-permeable reservoir. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 245, pp. 569–581. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.5.9> (accessed 1 November 2022).
- Meng X., Hang S., Zhang H., Gao F., Gao Y., Li X. Study of water Huff-n-Puff in low-permeability oil reservoirs with horizontal fractures: a case study of Chang 6 reservoir in Yanchang, China. *Frontiers in Earth Science*, 2022, vol. 9. Available at: <https://doi.org/10.3389/feart.2021.824410> (accessed 1 November 2022).
- Xiaoyan Wang, Kun Xie, Jie Zhang, Yong Zhang, Yang Zhang, Wei Wang, Xi Yan, Fengxiang Zhao. Study on the key influential factors on water Huff-n-Puff in ultralow-permeability reservoir. *Geofluids*, 2021, vol. 2021, Article ID 5885366, pp. 1–8. Available at: <https://doi.org/10.1155/2021/5885366> (accessed 1 November 2022).
- Chen T., Yang Z., Ding Y., Luo Y., Qi D., Lin W., Zhao X. Waterflooding Huff-n-puff in tight oil cores using online nuclear magnetic resonance. *Energies*, 2018, vol. 11, 1524. Available at: <https://doi.org/10.3390/en11061524> (accessed 1 November 2022).
- Rao X., Cheng L., Cao R., Jia P., Wu Y., Liu H., Zhao Y., Chen Y. A modified embedded discrete fracture model to study the water blockage effect on water huff-n-puff process of tight oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 181, p. 106232. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106232> (accessed 1 November 2022).
- Zhao J., Bai Y., Qing C., Chuang E. Quasi-continuous hydrocarbon accumulation: a new pattern for large tight sand oilfields in the Ordos basin. *Oil Gas Geol.*, 2012, vol. 33, pp. 811–827. DOI: 10.11743/ogg20120601
- Lai J., Wang G., Ran Y., Zhou Z., Cui Y. Impact of diagenesis on the reservoir quality of tight oil sandstones: the case of Upper Triassic Yanchang Formation Chang 7 oil layers in Ordos Basin, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, vol. 145, pp. 54–65. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.03.009> (accessed 1 November 2022).

11. Yu Y., Sheng J.J. Experimental investigation of light oil recovery from fractured shale reservoirs by cyclic water injection. *All Days. SPE Western Regional Meeting*, 2016. Available at: <https://doi.org/10.2118/180378-ms> (accessed 1 November 2022).
12. Tadesse Weldu Teklu, Xiaopeng Li, Zhou Zhou, Najeeb Alharthy, Lei Wang, Hazim Abass. Low-salinity water and surfactants for hydraulic fracturing and EOR of shales. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 162, pp. 367–377. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.12.057> (accessed 1 November 2022).
13. Ren X., Li A., Wang G., He B., Fu S. Study of the imbibition behavior of hydrophilic tight sandstone reservoirs based on nuclear magnetic resonance. *Energy & Fuels*, 2018, vol. 32, Iss. 7, pp. 7762–7772. Available at: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b00768> (accessed 1 November 2022).
14. Chen T., Yang Z., Ding Y., Luo Y., Qi D., Lin W., Zhao X. Waterflooding Huff-n-puff in tight oil cores using online nuclear magnetic resonance. *Energies*, 2018, vol. 11, Iss. 6, p. 1524. Available at: <https://doi.org/10.3390/en11061524> (accessed 1 November 2022).
15. Du D., Shen Y., Lv W., Li C., Jia N., Song X., Wang X., Li Y. Laboratory study on oil recovery characteristics of carbonated water huff-n-puff process in tight cores under reservoir condition. *Arabian Journal of Chemistry*, 2021, vol. 14, Iss. 6, p. 103192. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2021.103192> (accessed 1 November 2022).
16. Janiga D., Czarnota R., Stopa J., Wojnarowski P. Huff and puff process optimization in micro scale by coupling laboratory experiment and numerical simulation. *Fuel*, 2018, vol. 224, pp. 289–301. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.03.085> (accessed 1 November 2022).
17. Qin G., Dai X., Wu M., Zheng Y., Qing Y., Li W. Study of massive water huff-n-puff technology in tight oil field and its field application. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, pp. 1–31. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107514> (accessed 1 November 2022).
18. Li S., Yang S., Dong W., Yang K., Shen B., Yu J. Influence of water injection pressure and method on oil recovery of water injection Huff and Puff in tight volcanic oil reservoirs. *ACS Omega. American Chemical Society (ACS)*, 2022, vol. 7, Iss. 25, pp. 21595–21607. Available at: <https://doi.org/10.1021/acsomega.2c01448> (accessed 1 November 2022).
19. Li S., Yang S., Dong W., Wang M., Yu J. The law and mechanism of the sample size effect of imbibition oil recovery of tight sedimentary tuff. *ACS Omega*, 2022, vol. 7, Iss. 2, pp. 1956–1974. Available at: <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c05443> (accessed 1 November 2022).
20. Li L., Sheng J.J. Experimental study of core size effect on CH₄ huff-n-puff enhanced oil recovery in liquid-rich shale reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, vol. 34, pp. 1392–1402. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.08.028> (accessed 1 November 2022).
21. Wang J., Liu H.-Q., Qian G.-B., Peng Y.-C. Mechanisms and capacity of high-pressure soaking after hydraulic fracturing in tight/shale oil reservoirs. *Petroleum Science*, 2020, vol. 18, Iss. 2, pp. 546–564. Available at: <https://doi.org/10.1007/s12182-020-00524-z> (accessed 1 November 2022).
22. Deqiang Wang, Linsong Cheng, Renyi Cao, Pin Jia, Sidong Fang, Xiang Rao, Yonghui Wu, Dan Dai. The effects of the boundary layer and fracture networks on the water huff-n-puff process of tight oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 176, pp. 466–480. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.01.065> (accessed 1 November 2022).
23. Han B., Cui G., Wang Y., Zhang J., Zhai Z., Shi Y., Yan F., Li W. Effect of fracture network on water injection huff-puff for volume stimulation horizontal wells in tight oil reservoir: field test and numerical simulation study. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 207, p. 109106. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109106> (accessed 1 November 2022).
24. Sun K., Liu H., Wang J., Wei X., Ma L., Kang Z., Zhang Y. Three-dimensional physical simulation of water huff-n-puff in a tight oil reservoir with stimulated reservoir volume. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 208, p. 109212. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109212> (accessed 1 November 2022).
25. Pankaj P., Mukisa H., Solovyeva I., Xue H. Enhanced oil recovery in Eagle Ford: opportunities using Huff-n-Puff technique in unconventional reservoirs. *SPE Liquids-Rich Basins Conference*. North America, September 05, 2018. Available at: <https://doi.org/10.2118/191780-ms> (accessed 1 November 2022).
26. Wang X., Peng X., Zhang S., Du Z., Zeng F. Characteristics of oil distributions in forced and spontaneous imbibition of tight oil reservoir. *Fuel*, 2018, vol. 224, pp. 280–288. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.03.104> (accessed 1 November 2022).
27. Cao B., Wei P., Tian F., Yan Y., Xie K., Cao W., Liu X., Lu X., Li Y., Li H. Experimental investigation on cyclic Huff-n-Puff with surfactants based on complex fracture networks in water-wet oil reservoirs with extralow permeability. *Geofluids*. Ed. W. Shen. Hindawi Limited, 2021. Vol. 2021, pp. 1–10. Available at: <https://doi.org/10.1155/2021/6898581> (accessed 1 November 2022).
28. Sheng J.J. Critical review of field EOR projects in shale and tight reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 159, pp. 654–665. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.09.022> (accessed 1 November 2022).
29. Todd H.B., Evans J.G. Improved oil recovery IOR pilot projects in the Bakken formation. *All Days. SPE Low Perm Symposium*, 2016. Available at: <https://doi.org/10.2118/180270-ms> (accessed 1 November 2022).
30. Sorensen J.A., Hamling J.A. *Historical Bakken test data provide critical insights on EOR in tight oil plays*. 2016. Available at: <https://www.aogr.com/magazine/cover-story/historical-bakken-test-data-provide-critical-insights-on-eor-in-tight-oil-p> (accessed 21 July 2022).
31. Li L., Sheng J.J., Sheng J. Optimization of Huff-n-Puff gas injection to enhance oil recovery in shale reservoirs. *All Days. SPE Low Perm Symposium*, 2016. Available at: <https://doi.org/10.2118/180219-ms> (accessed 21 July 2022).
32. Bai J., Liu H., Wang J., Qian G., Peng Y., Gao Y., Yan L., Chen F. CO₂ Water and N₂ injection for enhanced oil recovery with spatial arrangement of fractures in tight-oil reservoirs using Huff-n-puff. *Energies*, 2019, vol. 12, Iss. 5, p. 823. Available at: <https://doi.org/10.3390/en12050823> (accessed 1 November 2022).
33. Shuler P.J., Lu Z., Ma Q., Tang Y. Surfactant Huff-n-Puff application potentials for unconventional reservoirs. *All Days. SPE Improved Oil Recovery Conference*, 2016. Available at: <https://doi.org/10.2118/179667-ms> (accessed 1 November 2022).
34. Alvarez J.O., Tovar F.D., Schechter D.S. Improving oil recovery in the Wolfcamp reservoir by soaking/flowback production schedule with surfactant additives. *SPE Res Eval & Eng*, 2018, vol. 21, pp. 1083–1096. DOI: <https://doi.org/10.2118/187483-PA>
35. Li Z., Qu X., Liu W., Lei Q., Sun H., He Y. Development modes of Triassic Yanchang Formation Chang 7 Member tight oil in Ordos Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, vol. 42, Iss. 2, pp. 241–246. Available at: [https://doi.org/10.1016/s1876-3804\(15\)30011-2](https://doi.org/10.1016/s1876-3804(15)30011-2) (accessed 1 November 2022).
36. Burrows L.C., Haeri F., Cvetic P., Sanguinito S., Shi F., Tapriyal D., Enick R.M. A literature review of CO₂, natural gas, and water-based fluids for enhanced oil recovery in unconventional reservoirs. *Energy & Fuels*, 2020, vol. 34 (5), pp. 5331–5380. Available at: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b03658> (accessed 1 November 2022).
37. Scerbacova A., Ivanova A., Mukhina E., Ushakova A., Bondar M., Cheremisin A. Screening of surfactants for Huff-N-Puff injection into unconventional reservoirs. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Day 1 Tue, October 12, 2021. Available at: <https://doi.org/10.2118/206431-ms> (accessed 1 November 2022).
38. Afanasev P., Scerbacova A., Tsyshkova A., Mukhina E., Grishin P., Grishaev V., Cheremisin A., Koltsov I., Dvoretetskaya E., Kasyanenko A., Demo V., Prochukhan K., Cheremisin A. Compositions of anionic and non-ionic surfactants within a hybrid EOR technology for unconventional hydrocarbon reservoirs. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Day 1 Tue, October 22, 2019. Available at: <https://doi.org/10.2118/196759-ms> (accessed 1 November 2022).
39. Shilov E., Cheremisin A., Maksakov K., Kharlanov S. Huff-n-Puff experimental studies of CO₂ with heavy oil. *Energies*, 2019, vol. 12, Iss. 22, p. 4308. Available at: <https://doi.org/10.3390/en12224308> (accessed 1 November 2022).

40. Nekrasov A.V., Maksakov K.I., Usachev G.A., Karpov V.B., Cheremisin A.N. Optimization of the technological efficiency of CO₂ injection in extra-viscous oil deposits using laboratory studies and numerical modeling. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2019, Iss. 8, pp. 81–86. In Rus. Available at: [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-8\(332\)-81-86](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-8(332)-81-86) (accessed 1 November 2022).
41. Tsykunov O.I., Kaeshkov I.S. Research and application experience of water Huff and Puff technology on low-permeability oil field. *PRoneft'. Professionalno o nefi*, 2021, vol. 6, Iss. 3, pp. 114–120. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-114-120> (accessed 1 November 2022).

Received: 12 November 2022.

Reviewed: 20 January 2023.

Information about the authors

Oleg I. Tsykunov, chief specialist, LLC «Gazpromneft-NTC»; postgraduate student, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University.

Ilya S. Kaeshkov, Cand. Sc., head of Discipline Development, LLC «Gazpromneft-NTC».