УДК 622.274

Влияние гидравлического сжатия пласта на фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов

Р.Р.ХУЗИН¹, В.Е.АНДРЕЕВ², В.В.МУХАМЕТШИН²✉, Л.С.КУЛЕШОВА³, Г.С.ДУБИНСКИЙ², А.Р.САФИУЛЛИНА³

¹ ООО «Карбон-Ойл», Альметьевск, Республика Татарстан, Россия

² Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Республика Башкортостан, Россия

³ Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском, Октябрьский, Республика Башкортостан, Россия

Как цитировать эту статью: Влияние гидравлического сжатия пласта на фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов / Р.Р.Хузин, В.Е.Андреев, В.В.Мухаметшин, Л.С.Кулешова, Г.С.Дубинский, А.Р.Сафиуллина // Записки Горного института. 2021. Т. 251. С. 688-697. DOI: 10.31897/PMI.2021.5.8

Аннотация. Активное освоение трудноизвлекаемых запасов нефти вызывает потребность в инновационном подходе к методам извлечения нефти и интенсификации ее добычи, основанных на учете специфики процессов фильтрации в малопродуктивных коллекторах и сложных геолого-физических условиях. Представлены проведенные опытно-промышленные работы по изучению механизма изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов при свабировании скважин. На основании выполненных гидродинамических исследований проанализированы результаты работ. Разработан способ интенсификации добычи нефти методом гидравлического сжатия пластов. Показано, что при использовании технологии гидравлического сжатия пластов в поровом пространстве пласта сильно уменьшается действие сил капиллярно-гравитационной природы. Влияние этих сил уменьшается при формировании значительных градиентов давления с изменяющимся направлением во время свабирования скважины для депрессионного воздействия на призабойную зону пласта. Гидравлическое сжатие вызвало прирост продуктивности скважины и ее дебита; уточнены представления о том, как изменяются фильтрационно-емкостные свойства при свабировании скважины. Для верейских отложений Мелекесской впадины и Южно-Татарского свода определен диапазон прочности на сжатие (минимальные и максимальные значения). Воздействие гидравлического сжатия пласта вызвало изменения фильтрационно-емкостных свойств коллектора в призабойной зоне на качественном уровне. Увеличилась пьезо- и гидропроводность на 20 %. Опытные работы в скважине № 1545 Кереметьевского месторождения показали рост коэффициентов пьезо- и гидропроводности, работающей толщины пласта, изменение характера фильтрационных потоков.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы; свабирование; карбонатные коллекторы; фильтрационно-емкостные свойства; кривая восстановления давления

Введение. Месторождения углеводородов, ожидающие освоения, чаще всего расположены в зонах экологических ограничений и труднодоступных зонах. По категории запасов они могут быть отнесены к средним и мелким месторождениям с низкими продуктивными характеристиками. Современная ситуация в нефтяной отрасли заставляет обращать внимание на мелкие месторождения. Для эксплуатации отдаленных месторождений, где отсутствуют дороги, линии электропередач и возможности бескомпрессорного газлифта, успешно применяются струйные установки. В этом случае приводом силовых наземных насосов служат газовые двигатели, работающие на попутном газе, поступающем из эксплуатируемых скважин. На основании исследования и анализа эффективности технологий добычи нефти, еще в 1996 г. на мелких Западно-Сибирских месторождениях массово внедрялись гидроприводные насосы.

Учеными и специалистами России и США созданы различные компоновки струйных насосов: с погружным силовым приводом и поверхностным (когда силовой насос устанавливается на поверхности). Значимый недостаток таких технологий – необходимость в затратном обустройстве, требующем дополнительного времени. Создание больших депрессий на пласт для обеспечения притока в условиях низкопродуктивных пластов предполагает значительные энергозатраты, повышающие эксплуатационные расходы, что также является ощутимым недостатком.

Для активного ввода в разработку залежей с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ) необходим особый подход при проектировании, мониторинге и управлении процессами добычи нефти ввиду особой специфики фильтрации [2, 10, 27]. Подход формируется на основе изучения

особенностей нефтеизвлечения за счет создания научно-методической основы принятия решений методом аналогий [11, 13, 31], а также с помощью инновационных технологий после их апробирования в конкретных промысловых условиях и определения областей их эффективного применения [12, 32, 38].

В пределах исследуемых структур (Мелекесская впадина (МВ) и Южно-Татарский свод (ЮТС)) большая часть ТРИЗ углеводородов приурочены к отдельно расположенным и изолированным структурным поднятиям, которые находятся близко к значительным по величине месторождениям [9, 29]. Традиционные подходы и технологии освоения таких запасов нефти и газа (обустройство, организация заводнения и т.д.) не позволяют достигать приемлемых экономических результатов [1, 28, 36].

Эксплуатационный фонд скважин, разрабатываемых залежей и месторождений, используется с невысокой эффективностью, так как нередко случаи простоя некоторых скважин и/или вынужденного вывода их в консервацию из-за недостаточного обеспечения (финансового и материально-технического) для обустройства или поддержания в работоспособном состоянии наземных коммуникаций и оборудования. В этой ситуации свабирование малопродуктивных скважин может применяться для их эксплуатации и служить альтернативным технологическим приемом извлечения нефти, при этом отсутствует необходимость значительных инвестиций в обустройство [19, 21].

Результаты перевода скважин с традиционной механизированной добычи на добычу с применением свабирования показывают, что все подобные случаи привели к приросту скважинных дебитов на 100 % и более. Например, на Максимкинском месторождении из скважин № 643 и 644 пластовый флюид извлекался с использованием винтовых насосов, при этом дебиты жидкости составляли 6,5 и 4,1 м³/сут соответственно. С началом извлечения нефти из скважин путем свабирования их дебит значительно увеличился: скважина № 643 – 8,6 м³/сут (прирост 32,3 %), № 644 – 10,2 м³/сут (прирост 143,9 %). После вызова притока, при освоении скважины с помощью свабирования, во время дальнейшей эксплуатации механизированным способом добычи нефти ее дебит сокращается приблизительно в таких же пропорциях. Ощутимая доля прироста скважинного дебита происходит в результате формирования в призабойной зоне пласта (ПЗП) значительных градиентов давления переменной направленности во время свабирования скважины. Появление знакопеременных градиентов давления большой величины нивелирует действие капиллярно-гравитационных сил в поровых каналах и трещинах, что способствует росту продуктивности пласта и скважины [15, 30].

В трещинно-поровом карбонатном коллекторе давление не перераспределяется с большой скоростью, что возможно обусловлено движением к забоям скважин пластовых флюидов только по трещинам, в которые флюид фильтруется из пористых блоков коллектора за счет капиллярной пропитки [17, 22, 25].

Важно отметить, что эксплуатационные расходы уменьшились при переводе скважин с традиционных механических методов эксплуатации на добычу с применением периодического свабирования.

В скважине № 21 на Свердловском поднятии, находящемся в пределах Кереметьевского участка недр, разрабатываемом малой компанией ООО «Благодаров-Ойл», были проведены исследовательские опытные работы, задача которых – уточнить представления об изменениях фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) при свабировании скважины. Скважина № 21 добывает нефть из залежи размером 2,1×0,8 км в верейском продуктивном пласте порово-трещинного типа с дебитом 1,4 м³/сут безводной нефти (до начала работ); пластовое давление в залежи равно 5,7 МПа.

Недостаточно изучена взаимосвязь понижения пластового давления до предельных допустимых величин и ниже с деформацией горных пород, слагающих продуктивный пласт, которая приводит к необратимому ухудшению ФЕС карбонатного коллектора в залежах, содержащих ТРИЗ нефти [14, 20].

Таким образом, освоение альтернативными и энергоэффективными методами ТРИЗ нефти, приуроченных к низкопродуктивным и сложнопостроенным пластам, является актуальной задачей.

Методология. Исходя из задачи увеличения эффективности воздействия на низкопродуктивные пласты, изучено влияние снижения давления на забое скважины до предельно допустимого значения и ниже на процессы в пористой среде продуктивных отложений, вызывающего необратимые изменения ФЕС коллектора в залежах, содержащих ТРИЗ нефти.

Существует общепринятое представление, что кратно уменьшается продуктивность скважины после понижения давления на ее забое от допустимой величины, которое необратимо изменяет поровое и трещинное пространства (смыкание трещин) [6-8] и ухудшает ФЕС терригенных и карбонатных коллекторов в ПЗП [4, 33, 41]. Такие явления отмечены промысловой практикой, однако не во всех случаях наблюдается резкое ухудшение, что объясняется различными механическими и коллекторскими свойствами горных пород и пластовых флюидов [23].

Когда забойное давление сравнивается с критическим и опускается ниже, происходит сжатие коллектора, блокируются порово-трещинные каналы, из-за чего флюиды не могут двигаться к скважине. Но, преодолев этот барьер, формированием микротрещин можно получить повышение ФЕС ПЗП [26, 40]. Также исследованиями выявлено, что снижение пластового давления от начального на 10-15 % вызывает резкие необратимые изменения проницаемости пород вследствие деформационных процессов, из-за чего может увеличиваться проницаемость выше первоначальной [18]. Конкретная реакция горной породы на напряжения, которые возникают при нагружении и разгрузке, также зависит от скорости и механизма силового воздействия. С ростом скорости деформации уменьшается пластичность породы, и в большинстве типичных разрезов нефтяных месторождений при кратковременном воздействии развивается микротрещиноватость по границам зерен, вызывающая разуплотнение структуры пород [18]. Разрыхление структуры горной породы при дизъюнктивном нарушении (деформации) приводит к образованию микропор и микротрещин в деформируемой породе, при этом разрыхление может составить несколько десятков процентов (особенно у осадочных пород) [18].

Другими исследованиями был установлен факт прироста проницаемости породы-коллектора в результате формирования новой системы микротрещиноватости и макротрещин, в случаях достижения в этих породах определенных напряжений и их величины. Это явление назвали георыхлением. Данная технология была испытана на некоторых месторождениях Приуралья и в Западной Сибири и дала хорошие результаты [5].

На основе результатов проведенных ранее исследований и сделанных выводов, в статье выдвинута гипотеза образования новых фильтрационных каналов при неоднократных депрессиях, возникающих во время свабирования скважин.

Для обработки результатов воздействия на коллектор и исследований использованы методы детерминированного анализа и моделирования. На основе моделирования процессов в ПЗП проводилось комплексное и системное изучение взаимодействия различных факторов протекающих процессов и измерения параметров продуктивного пласта, влияющих на величину продуктивности скважины. Выявлены факторы, сказывающиеся на результатах воздействия при гидравлическом сжатии. Наиболее значимыми оказались прочность на сжатие и связанная с ней пористость породы-коллектора.

Предел прочности коллектора на сжатие ($\sigma_{сж}$) является характеристикой, которая определяет возможность улучшения ФЕС, и одновременно критерием. Прочность горных пород, определенная на керне, оказывается выше прочности тех же пород в составе пластов (в горном массиве), что связано с наличием дислокаций и их неоднородностью. Керны, использованные в экспериментах, взяты из скважин Свердловского поднятия. Отложения верейского горизонта представлены органично-обломочными известняками; коллектор поровый. На основе лабораторных исследований кернов на сжатие был сделан расчет пределов сжатия горных пород, слагающих верейский пласт в МВ и ЮТС, с использованием выражения

$$\sigma_{сж} = \sigma_{сж0}(1 - am)^2,$$

где $\sigma_{сж0}$ – предел прочности при сжатии породы; a – эмпирический коэффициент, характеризующий форму пор, $a = 1,4-4,0$; m – пористость коллектора.

С использованием графика (рис.1) был определен интервал величин предела прочности на сжатие горных пород, слагающих ПЗП вокруг анализируемой скважины № 21 – 4,8-19,0 МПа.

Давление на глубине кровли продуктивного пласта, при достижении которого могут начаться необратимые изменения порового пространства коллектора и его ФЕС, определяется выражением:

$$P_{кр} = P_{пл.тек} - \sigma_{сж.min},$$

где $P_{пл.тек}$ – текущее пластовое давление, МПа.

Если подставить величины, то получим:

$$P_{кр} = 5,7 - 4,8 = 0,9 \text{ МПа.}$$

В процессе свабирования при достижении определенных условий наступил момент инициации постепенного сжимания минерального скелета пласта-коллектора и уменьшения сечения каналов фильтрации, результатом чего стало падение притока в скважину (и ее дебита). Изменение забойного давления при свабировании было инструментально зафиксировано и представлено на рис.2.

Когда величина снижающегося давления в скважине на глубине кровли продуктивного пласта попала в диапазон 0,84-0,57 МПа, в скважину из пласта перестали поступать флюиды. Для поддержания давления на достигнутом уровне свабирование продолжалось 75 ч (выполнено три операции). Далее свабирование прекратилось, и была проведена запись кривой восстановления давления (КВД) на забое скважины. Анализ КВД позволяет получать характеристики пласта и выявлять наличие изменений продуктивного коллектора.

Определение работающих толщин продуктивных отложений до и после гидравлического сжатия пласта (ГСП) в добывающей скважине проводилось стандартным методом определения профиля притока, а в нагнетательной скважине – поглощения.

При исследованиях и воздействии на ПЗП использовали технологию, при которой можно следить за процессами, проходящими на забое скважины при ГСП. Для этого был применен струйный насос УЭГИС-2. Технология с применением струйных насосов позволяет во время работ определить необходимые параметры пласта и корректировать действия бригады капитального ремонта скважин в режиме реального времени. Такой метод воздействия на ПЗП и исследования позволяет проводить гидродинамические исследования скважин (ГДИС), определять параметры пласта в призабойной и удаленных зонах, выявлять границы изменения свойств пласта и наличие экранов внутри пласта в межскважинном пространстве.

В скважине УЭГИС-2 (рис.3) работает под действием протекающей через него рабочей технологической жидкости (самый простой вариант – вода, могут применяться растворы поверхностно-активных веществ, нефть), которая поступает по насосно-компрессорным трубам, куда закачивается с поверхности передвижным насосным агрегатом. Рабочая жидкость поступает в нагнетательный канал 6, расположенный в корпусе 7, затем через сопло 5 в камеру 4. На входе сопла в камеру 4 происходит резкое разрежение, которое по проходному каналу 1 передается в пространство под пакером, сообщаемое со вскрытым (перфорацией) пластом. Таким образом, создается депрессия на пласт, регулируемая понижением давления в подпакерном пространстве, зависящем от интенсивности работы УЭГИС-2, которая регулируется скоростью потока рабочей жидкости истекающей через сопло. Скорость движения рабочей жидкости через УЭГИС-2 определяется развиваемым давлением и производительностью насосного агрегата.

Рис.2. Динамика изменения забойного давления в процессе свабирования скважины № 21

Рис.1. Диапазон пределов сжатия горных пород, составляющих верейский горизонт в МВ и ЮТС, в зависимости от пористости

1 – максимальный предел прочности; 2 – минимальный предел прочности

Рис.3. Насос УЭГИС-2

Депрессия на пласт вызывает приток пластовых флюидов в скважину (в подпакерную зону), далее они поднимаются к зоне разрезания в камере 4, где «засасываются» (подхватываются) потоком рабочей жидкости в камеру 3 и через диффузор 2 выносятся на поверхность.

Чтобы направить жидкость из НКТ на сопло, используются различные вставки. Если в течение некоторого времени после остановки агрегата вставку не извлекать, то регистрируется восстановление гидростатического уровня.

Для увеличения приемистости и охвата пласта воздействием были проведены опытные работы по гидросжатию пласта в нагнетательной скважине № 1545 Мальцевского месторождения. Продуктивные пласты верейского горизонта и башкирского яруса этого месторождения залегают сравнительно неглубоко и имеют невысокое пластовое давление. В этих условиях пределы прочности коллекторов достижимы для УЭГИС-2.

На стадии подготовки работ проведены расчеты давления, при котором могут произойти необратимые разрушения в пласте. Предельно возможное значение депрессии примерно равно среднему значению давления на устье при закачивании жидкости в пласт. Теоретически невозможно создать депрессию ниже этого значения.

Обсуждение. Анализ воздействия с использованием ГСП вызвало изменения ФЕС коллектора в призабойной зоне на качественном уровне. До и после ГСП были проведены исследования

методом КВД, результаты которых показали повышение величин пьезо- и гидропроводности на 19 и 18 % соответственно. Такой эффект обычно бывает при увеличении проницаемости пористой среды из-за роста пористости. При сжатии пласта-коллектора между разделенными поровыми ассоциациями образуется больше микротрещин, что увеличивает открытую пористость пласта.

На основании результатов интерпретации данных исследования, полученных с использованием детерминированного анализа и моделирования, можно утверждать, что уровень жидкости в скважине понизился из-за фильтрации ее из ствола скважины в порово-трещинное пространство двух слоев-зон (время запаздывания – 12 и 69 мин), расположенных на расстоянии примерно 109-114 м от скважины. Сомкнувшиеся при свабировании трещины раскрылись после уменьшения величины депрессии на пласт, что вызвало поглощение пластом жидкости из скважины.

Проведенные промысловые исследования (ГДИС и КВД) методом сжатия продуктивного пласта с применением периодических продолжительных жестких депрессий показали, что вокруг скважины в пласте сформировались три условно круговые зоны:

- зона 1 радиусом 0,4-3,0 м с новой микротрещиноватостью;
- зона 2 радиусом 80-83 м, где происходит сжатие трещин и выдавливание жидкости из матрицы;
- зона 3 радиусом 109-114 м, в которой произошло резкое раскрытие трещин и поглощение жидкости.

Зоны были выделены на основе исследования скважины методом КВД, по которому ясно выделялись два участка с разнонаправленным изменением величин:

- уменьшение пьезопроводности и увеличение гидропроводности на расстоянии 0,4-3 м от скважины;
- уменьшение гидропроводности и увеличение пьезопроводности на расстоянии 80-83 м от скважины.

Поскольку упомянутые параметры пласта различаются только эффективной толщиной и коэффициентом сжимаемости, можно сделать вывод, что при постоянной эффективной толщине меняется коэффициент сжимаемости пластовой системы.

С ростом пористости породы увеличивается ее коэффициент сжимаемости, а если пористость небольшая, то и коэффициент сжимаемости будет меньше. Следовательно, в зоне радиусом

0,4-3 м увеличилась пористость пласта. В таких условиях это может произойти только в результате образования микротрещин.

На расстоянии 80-83 м от скважины несколько уменьшилась пористость коллектора. Возможно, это следствие депрессии, сжимающей коллектор, но не вызвавшей формирование микротрещин.

В скважине перфорацией вскрыт пласт сложного геологического строения, из-за чего флюид «уходил» в прослой, расположенный выше интервала с повторно сформировавшимися микротрещинами.

При сжатии пласта-коллектора и возникновении дополнительных сил пластовые флюиды разрушают блокирующие перегородки между разделенными поровыми пространствами, формируются дополнительные микротрещины, возрастает открытая пористость пласта. Такой механизм действия на пласт технологии ГСП улучшает ФЕС коллектора в ПЗП, и, как следствие, производительность обработанной скважины увеличилась. Сравнивая результаты исследования методом КВД до и после ГСП, установлено, что коэффициент продуктивности скважины вырос с 0,015 до 0,054 м³/(сут·МПа).

Сжатие пласта до необратимых деформаций его структуры депрессией требует больших усилий, чем техногенное дизъюнктивное нарушение коллектора значительной репрессией (как при ГРП) [35, 37, 39]. Не всегда известно значение текущего пластового давления, особенно в условиях многопластовой залежи.

Для уточнения значения пластового давления и взаимодействия системы «агрегат – насос – скважина – пласт» проведено тестирование через депрессионную вставку УЭГИС-2 (рис.4). После извлечения вставки и интерпретации замера, зарегистрированного глубинным прибором, уточнено значение пластового давления (10,8-11,0 МПа), зависимость давления на уровне установки прибора от давления на агрегате и определен коэффициент продуктивности. Дальнейшие работы проводились через вставку КВД.

При ступенчатом наращивании устьевого давления с 15 до 18 МПа с помощью агрегата ЦА-320 излив жидкости из скважины увеличивался линейно. При достижении 18 МПа произошло резкое падение дебита, а затем его скачкообразный рост – первый этап разрушения коллектора. Дальнейшее ступенчатое (шагом 2 МПа) увеличение устьевого давления до 25 МПа также приводило к резкому падению излива, а затем его скачкообразному росту. При удержании устьевого давления 25 МПа в течение 30 мин излив (приток) скважины не увеличивался. По техническим причинам работы были остановлены при $P_y = 25$ МПа (рис.5).

В ходе проведения работ осуществлялся контроль над изливом и составом жидкости. На четвертом часе работы струйным насосом в мерной емкости ЦА-320 начала появляться нефть. После второго этапа разрушения коллектора при $P_y = 20$ МПа из скважины пошла в основном нефть.

Изменения в матрице пласта произошли при депрессии на кровлю интервала перфорации 10 МПа ($P_y = 18-20$ МПа). Эти значения соответствуют первым четырем пропласткам, имеющим максимальные значения коэффициентов пористости и проницаемости. Глинистость пропластков (изменение в диапазоне 0,7-5,8 %) явным образом не отразилась на успешности воздействия. Остальные пропластки воздействию не подверглись. Возможно, при применении более мощных агрегатов и создании большей депрессии необратимые процессы произошли бы и в остальных продуктивных коллекторах. Однако в данном случае увеличение давления на агрегате больше 18 МПа не привело к заметному уменьшению давления на забое скважины.

Рис.4. Результаты тестирования через депрессионную вставку
1 – давление, МПа; 2 – давление на агрегате, МПа; 3 – дебит, м³/сут;
4 – температура, °C

Рис.5. Динамика технологических параметров при ГСП

1 – давление под пакером, МПа; 2 – дебит, м³/сут;
3 – давление на агрегате, МПа

Рис.6. Геометрические параметры пласта до и после ГСП

Тем не менее оценка параметров по ГДИС показала, что ФЕС пласта и тип движения жидкости к скважине заметно изменились (рис.6, таблица).

До проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) пласт интерпретировался как экранированный с трех сторон, после гидросжатия фильтрация в пласте стала радиальной. Изменился и состав жидкости, – по длительно работавшей нагнетательной скважине при проведении был получен приток нефти. Увеличилась эффективная толщина пласта. Все свидетельствует о том, что в пласте образовались новые каналы, гидродинамически связанные со скважиной.

При создании депрессии вода наименее сжимаема, а скелет пласта-коллектора имеет наибольший коэффициент сжатия. Поэтому вода, обладая подвижностью, прорывается к скважине, являясь дополнительным фактором, разрушающим блокирующие перегородки в трещинно-поровом пространстве и участвующим в образовании каналов фильтрации.

Фактический режим эксплуатации нагнетательной скважины (рис.7) после ГТМ указывает на успешно проведенное мероприятие. Так, при равных давлениях закачки до и после ГТМ приемистость увеличилась в 2-2,1 раза, что значительно снизило энергозатраты и позволило увеличить градиент давления.

Таким образом, показано, что добиться необратимых изменений в пласте-коллекторе можно не только репрессиями, как при ГРП, но и длительными депрессиями (ГСП), что в специфических геолого-физических условиях малых удаленных месторождений может быть позиционировано как метод интенсификации добычи. Теоретические выводы подтверждены работами на конкретных скважинах Кереметьевского участка недр.

**Параметры продуктивного пласта в скважине № 1545,
определенные обработкой результатов исследования методом КВД**

Параметры пласта	Величины	
	До ГСП	После ГСП
Модель пласта	Прямоугольная полоса, экранированная с трех сторон	Круговой пласт, в центре пласта – скважина
Гидропроводность, (мкм ² ·м)/(МПа·с)	0,0032	0,0046
Пьезопроводность, м ² /с	9·10 ⁻⁴	13·10 ⁻⁴
Пластовое давление, МПа	13,5	13,5
Эффективная толщина, м	0,2	14,59
Забойное давление, МПа	17,1	16,9
Коэффициент приемистости, м ³ /(сут·МПа)	3,33	7,0

Можно предположить, что воздействие на продуктивный пласт гидравлическим сжатием вызывает опускание массива горных пород и может повлечь явления, опасные для окружающей среды. В [3, 24] показано, что геодинамические процессы, вызванные нарушением равновесия горного и пластового давлений продуктивных пластов, оказывают негативные воздействия на геологическую среду (проседание и опускание земной поверхности, затопления, землетрясения и т.п.). Степень влияния при этом зависит от размеров месторождения, масштабов и уровня осуществления технологических процессов. Освоение крупных нефтегазовых месторождений может оказать значительное, а в отдельных случаях необратимое, региональное влияние на экологическую обстановку. При этом обязательно нужно учитывать, что мелкие нефтяные месторождения удалены друг от друга на десятки километров, поэтому влияние процессов их разработки на окружающую среду локально и легко преодолимо природой [16, 34].

Именно такие маргинальные месторождения могут быть основными объектами предлагаемой технологии интенсификации добычи нефти методом ГСП.

Заключение. В результате проведенных опытно-промышленных работ на скважинах Максимкинского и Кереметьевского месторождений впервые доказана эффективность метода ГСП с применением свабирования для интенсификации добычи нефти. В технологии ГСП как составная часть был использован метод георыхления для формирования новой микротрещиноватости в малопродуктивном пласте с целью повышения проницаемости. Установлено, что при реализации ГСП повышаются коэффициенты гидро- и пьезопроводности почти в 1,2 раза, потенциальные коэффициент продуктивности и дебит при депрессии 1 МПа – в 3,7 раза; увеличивается эффективность работающей толщины пласта с 0,2 до 14,59 м. При проведении аналогичного воздействия на нагнетательной скважине гидродинамическими исследованиями зафиксирован рост коэффициента приемистости в 2,1 раза, что значительно снижает энергозатраты и увеличивает градиент давления в системе поддержания пластового давления.

Рис. 7. Динамика закачки в скважину № 1545
1 – $Q_{жид}$ до ГСП; 2 – $Q_{жид}$ после ГСП; 3 – P_y до ГСП; 4 – P_y после ГСП

ЛИТЕРАТУРА

1. Андреев А.В. Прогнозирование продуктивности залежей в карбонатных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами / А.В.Андреев, В.Ш.Мухаметшин, Ю.А.Котенёв // Научные труды НИПИ НЕФТЕГАЗ ГНКАР. 2016. № 3. С. 40-45.
2. Белов А.Ю. Геологические проблемы освоения залежей углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами / А.Ю.Белов, А.А.Белова, П.Н.Страхов // Нефтяное хозяйство. 2021. № 3. С. 50-53. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-3-50-53

3. Булыгин Д.В. Гидродинамическая оценка эффективности потокоотклоняющих технологий в условиях образования техногенных каналов фильтрации / Д.В.Булыгин, А.Н.Николаев, А.В.Елесин // Георесурсы. 2018. Т. 20. № 3. С. 172-177. DOI: 10.18599/grs.2018.3.172-177
4. Использование гидродинамической модели при создании обратного конуса нефти в условиях водонефтяных зон / Р.Ф.Якупов, И.Н.Хакимзянов, В.В.Мухаметшин, Л.С.Кулешова // Научные труды НИПИ НЕФТЕГАЗ ГНКАР. 2021. № 2. С. 54-61.
5. Карев В.И. Геомеханика нефтяных и газовых скважин / В.И.Карев, Ю.Ф.Коваленко // Вестник Нижегородского университета им. Н.И.Лобачевского. 2011. № 4 (2). С. 448-450.
6. Кашиников Ю.А. Геомеханическая и гидродинамическая оценка влияния забойного давления на показатели работы скважины / Ю.А.Кашиников, С.Ю.Якимов // Нефтяное хозяйство. 2019. № 11. С. 111-115. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-11-111-115
7. Мартюшев Д.А. Влияние напряженного состояния горных пород на матричную и трещинную проницаемость в условиях различных литолого-фациальных зон турне-фаменских нефтяных залежей Верхнего Прикамья / Д.А.Мартюшев, С.В.Галкин, В.В.Шелепов // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2019. № 5. С. 44-52. DOI: 10.3103/S0145875219060061
8. Мартюшев Д.А. Экспериментальное исследование влияния забойного давления добывающих скважин на выработку запасов из сложнопостроенных карбонатных коллекторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332. № 5. С. 110-119. DOI: 10.18799/24131830/2021/05/3190
9. Муслимов Р.Х. Новая стратегия освоения нефтяных месторождений в современной России – оптимизация добычи и максимизация КИН // Нефть. Газ. Новации. 2016. № 4 (187). С. 8-17.
10. Муслимов Р.Х. О новой парадигме развития нефтегазового комплекса России // Нефтяное хозяйство. 2021. № 3. С. 8-13. DOI: 10.24.887/0028-2448-2021-3-8-13
11. Мухаметшин В.В. О снижении уровня неопределенности при управлении заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами / В.В.Мухаметшин, Л.С.Кулешова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 5. С. 140-146. DOI: 10.18799/24131830/2020/5/2644
12. Мухаметшин В.В. Повышение эффективности оценки результативности технологий, направленных на расширение использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / В.В.Мухаметшин, В.Е.Андреев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2018. Т. 329. № 8. С. 30-36.
13. Мухаметшин В.В. Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий // Научные труды НИПИ НЕФТЕГАЗ ГНКАР. 2020. № 4. С. 42-50.
14. Новый подход к оценке результатов гидравлического разрыва пласта (на примере бобриковской залежи Шершневого месторождения) / В.И.Галкин, И.Н.Пономарева, С.С.Черепанов и др. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 4. С. 107-114. DOI: 10.18799/24131830/2020/4/2598
15. Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами / И.Н.Хакимзянов, В.Ш.Мухаметшин, Р.Н.Бахтизин, Р.И.Шешдиров // Научные труды НИПИ НЕФТЕГАЗ ГНКАР. 2021. № 2. С. 47-53.
16. Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта D3ps Шкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин / Р.Ф.Якупов, В.Ш.Мухаметшин, И.Н.Хакимзянов, В.Е.Трофимов // Георесурсы. 2019. Т. 21. № 3. С. 55-61. DOI: 10.18599/grs.2019.3.55-61
17. Оптимизация проведения гидродинамических исследований скважин в условиях карбонатного коллектора / А.Е.Давыдова, А.А.Щуренко, Н.М.Дадакин и др. // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2018. Т. 17. № 2. С. 123-135. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.2.3
18. Павлова Н.Н. Деформационные и коллекторские свойства горных пород. М.: Недра, 1975. 240 с.
19. Патент № 2462588 РФ. Способ гидравлического сжатия пласта / Л.Ю.Зубова, О.Д.Зубова, П.Ю.Князев, Р.Р.Хузин. Оpubл. 27.09.2012.
20. Рогачев М.К. Контроль и регулирование процесса солянокислотного воздействия на призабойную зону скважин по геолого-промысловым данным / М.К.Рогачев, В.В.Мухаметшин // Записки Горного института. 2018. Т. 231. С. 275-280. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.275
21. Хузин Р.Р. Геотехнологические основы освоения трудноизвлекаемых запасов мелких сложнопостроенных месторождений нефти. Самара: Нефть. Газ. Новации, 2012. 384 с.
22. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф.Якупов, В.Ш.Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. 2013. № 12. С. 106-110.
23. Яремийчук Р.С. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин / Р.С.Яремийчук, Ю.Д.Качмар. Львов: Вища школа, 1982. 152 с.
24. Alvarado V. Screening Strategy for Chemical Enhanced Oil Recovery in Wyoming Basin / V.Alvarado, G.Thyne, G.R.Murrell // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21-24 September 2008, Denver, Colorado, USA. OnePetro, 2008. № SPE-115940-MS. DOI: 10.2118/115940-MS
25. A novel analytical well test model for fractured vuggy carbonate reservoirs considering the coupling between oil flow and wave propagation / Xin Du, Zhiwei Lu, Dongmei Li et al. // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 173. P. 447-461. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.09.077
26. Application and Realization of Fuzzy Method for Selecting Wells and Formations in Fracturing in Putaohua Oilfield: Production and Operations: Diagnostics and Evaluation / Cao Dinghong, Ni Yuwei, Yao Fei et al. // SPE Technical Symposium of Saudi Arabia Section, 21-23 May 2006, Dhahran, Saudi Arabia. OnePetro, 2006. № SPE-106355-MS. DOI: 10.2118/106355-MS
27. Artificial neural network-based time-domain interwell tracer testing for ultralow-permeability fractured reservoirs / Cheng Jing, Xiaowei Dong, Wenhao Cui et al. // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 195. № 107558. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107558
28. Economides J.M. Reservoir stimulation / J.M.Economides, K.I.Nolte. West Sussex, England: Wiley, 2000. 856 p.
29. Evolution of anisotropic permeability of fractured sandstones subjected to true-triaxial stresses during reservoir depletion / Tongwen Jiang, Wei Yao, Xiongwei Sun et al. // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. № 108251. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108251

30. Formation permeability evaluation and productivity prediction based on mobility from pressure measurement while drilling / Xinlei Shi, Yunjiang Cui, Wankun Xu et al. // *Petroleum Exploration and Development*. 2020. Vol. 47. Iss. 1. P. 146-153. DOI: 10.1016/S1876-3804(20)60013-1
31. *Ghareb Hamada*. Developed correlations between sound wave velocity and porosity, permeability and mechanical properties of sandstone core samples / Ghareb Hamada, Veronique Joseph // *Petroleum Research*. 2020. Vol. 5. Iss. 4. P. 326-338. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2020.07.001
32. Interference well-test model for vertical well with double-segment fracture in a multi-well system / Jiazhen Qin, Shiqing Cheng, Peng Li et al. // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019. Vol. 183. № 106412. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106412
33. *Jirjees Ali Y.* Influences of uncertainty in well log petrophysics and fluid properties on well test interpretation: An application in West Al Qurna Oil Field, South Iraq / Ali Y.Jirjees, A.M.Abdulaziz // *Influences Egyptian Journal of Petroleum*. 2019. Vol. 28. Iss. 4. P. 383-392. DOI: 10.1016/j.ejpe.2019.08.005
34. *Jun He*. Measuring permeabilities of Middle-Bakken samples using three different methods / Jun He, Kegang Ling // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2016. Vol. 31. P. 28-38. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.03.007
35. *Nur Wijaya*. Comparative study of well soaking timing (pre vs. post flowback) for water blockage removal from matrix-fracture interface / Nur Wijaya, J.J.Sheng // *Petroleum*. 2020. Vol. 6. Iss. 3. P. 286-292. DOI: 10.1016/j.petlm.2019.11.001
36. *Oligney R.* Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice / M.J.Economides, R.Oligney, P.Valkó. Texas: Orsa Press, 2002. 200 p.
37. Pressure transient analysis of low permeability reservoir with pseudo threshold pressure gradient / Daolun Li, Wenshu Zha, Shufeng Liu et al. // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2016. Vol. 147. P. 308-316. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.05.036
38. *Tyncherov K.T.* Method to control and correct telemetry well information in the basis of residue number system / K.T.Tyncherov, V.Sh.Mukhametshin, L.B.Khuzina // *Journal of Fundamental and Applied Sciences*. 2017. Vol. 9. № 2S. P. 1370-1374. DOI: 10.4314/jfas.v9i2s.848
39. Well Killing Technology before Workover Operation in Complicated Conditions / D.V.Mardashov, M.K.Rogachev, Yu.V.Zeigman, V.V.Mukhametshin // *Energies*. 2021. Vol. 14. Iss. 3. № 654. P. 1-15. DOI: 10.3390/en14030654
40. *Yakupov R.F.* Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir / R.F.Yakupov, V.Sh.Mukhametshin, K.T.Tyncherov // *Periodico Tche Quimica*. 2018. Vol. 15. Iss. 30. P. 725-733.
41. *Zoveidavianpoor M.* Development of a Fuzzy System Model for Candidate-well Selection for Hydraulic Fracturing in a Carbonate Reservoir / M.Zoveidavianpoor, A.Samsuri, S.R.Shadizadeh // *SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition*, 28-30 March 2012, Mumbai, India. OnePetro, 2012. № SPE-153200-MS. DOI: 10.2118/153200-MS

Авторы: Р.Р.Хузин, д-р техн. наук, директор, <https://orcid.org/0000-0002-7194-9227> (ООО «Карбон-Ойл», Альметьевск, Республика Татарстан, Россия), В.Е.Андреев, д-р техн. наук, профессор, <https://orcid.org/0000-0003-4911-1759> (Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Республика Башкортостан, Россия), В.В.Мухаметшин, д-р техн. наук, профессор, vv@of.ugntu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-3283-1047> (Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Республика Башкортостан, Россия), Л.С.Кулешова, канд. техн. наук, доцент, <https://orcid.org/0000-0003-2975-3666> (Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском, Октябрьский, Республика Башкортостан, Россия), Г.С.Дубинский, канд. техн. наук, доцент, <https://orcid.org/0000-0001-7728-0408> (Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Республика Башкортостан, Россия), А.Р.Сафиуллина, научный сотрудник, <https://orcid.org/0000-0002-3444-8132> (Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском, Октябрьский, Республика Башкортостан, Россия).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья принята к публикации 18.10.2021.

Выход в свет 16.12.2021.