ISSN 2221-3198

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА ЮГА РОССИИ

№ 2 / 2017

УДК 550.84.02 (04)

DOI: 10.23671/VNC.2017.2.9489

ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ МИОЦЕНОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ СТАРОГРОЗНЕНСКОГО И МАЛГОБЕК-ВОЗНЕСЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ

© 2017 Д. А. Исламов

Грозненский государственный нефтяной технический университет имени академика М. Д. Миллионщикова Институт нефти и газа, Россия, 364061,
Чеченская Республика, г. Грозный, пр. Х. Исаева, 100,
e-mail: denal928@mail.ru

Рассмотрены способы увеличения нефтеотдачи пластов для миоценовых залежей месторождений Чеченской Республики и Ингушетии с применением различных теплоносителей: паротепловое воздействие на Старогрозненском и Малгобек – Вознесенском месторождении, влажное внутрипластовое горение на Малгобек – Вознесенском месторождении. Выполнен анализ результатов проведенных работ и дана оценка возможных применений в других районах со сходными горно-геологическими условиями.

Ключевые слова: разработка, нефть, нефтеотдача, увеличение, месторождение, Чеченская Республика, Ингушетия, Старогрозненское, Малгобек – Вознесенское.

Чеченская Республика и прилегающие территории в экономическом отношении являются старейшими центрами нефтегазодобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности России. История ее развития исчисляется веками и неразрывно связана с зарождением и развитием мировой нефтегазовой отрасли. Интенсивная разведка и ввод в разработку высокодебитных карагано-чокракских отложений на долгие годы обеспечили поступательное развитие нефтегазовой отрасли юга страны. Особенностью караганского и чокракского горизонтов является сложнейшее геолого-тектоническое строение отложений, связанное с надвигами и поднадвигами различных элементов антиклинальной структуры, наличием разрывных нарушений. В результате этого был сформирован уникальный набор различных типов залежей, разработка которых продолжается более сотни лет.

Нефтяная промышленность юга России пережила многие этапы спокойного и бурного развития, разрухи и становления, однако потенциал территории продолжает оставаться высоким и востребованным. Выполнение комплекса мероприятий, таких как воздействие на призабойную зону пласта, закачка воды и сжатого газа под высоким давлением в пласт и других позволяло и позволит в дальнейшем снизить темпы падения добычи нефти. На площадях Чеченской республики применялись основные физико-химические, тепловые и гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов [Геология..., 2010].

Большинство залежей карагано-чокракских отложений ПО «Грознефть» (ОАО «Грознефтегаз») сосредоточено на Старогрозненском, Малгобек – Вознесенском, Октябрьском и Горском месторождениях. Старогрозненское, Октябрьское и Горское месторождения содержат, в основном, нефти малой и средней вязкости, а Малгобек – Вознесенское – высокой вязкости. Практически все нефти являются высокосмолистыми (до 40%), содержат асфальтены (до 5-6%), реже парафины. По большинству

залежей Старогрозненского, Октябрьского и Горского, а также по некоторым пластам Малгобек – Вознесенского месторождений обводненность добываемой продукции превышает 90-95%. Карагано-чокракские залежи нефти характеризуются геологическими и технологическими особенностями, в значительной степени осложняющими осуществление современных методов повышения нефтеотдачи пластов и снижающими их эффективность. Практически все месторождения являются многопластовыми, причем большинство пластов являются неоднородными по коллекторским свойствам, по мощности и простираению. Кроме того, пласты имеют сложное геологическое строение, осложнены различными нарушениями, длительное время находятся в эксплуатации, обладают малыми запасами естественной энергии. Высокая вязкость и плотность нефти один из основных факторов, определяющих ее малую подвижность в пористой среде и неудовлетворительную эффективность извлечения. Вязкость нефти сильно зависит от температуры, которая не всегда достаточно высока в пластовых условиях [Дегтярев, Кисаев, 1988].

В России получен довольно значительный опыт применения новых технологий для освоения запасов высоковязкой нефти в различных геолого-промысловых условиях, но при этом следует сказать о недостаточном использовании потенциала залежей высоковязких нефтей. Одними из наиболее перспективных методов добычи высоковязкой нефти являются тепловые.

Тепловые методы воздействия за многолетнюю историю эксплуатации применялись и применяются в большинстве нефтегазодобывающих регионов России и бывшего СССР: Башкортостане, Татарстане, Краснодарском крае, Пермском крае, на Сахалине, а также Узбекистане, Казахстане и других регионах, есть аналогичный опыт применения тепловых методов и в странах дальнего зарубежья.

Применяемые на практике основные модификации теплового воздействия, как на межскважинную зону, так и на призабойную зону пласта (ПЗП): сухое и влажное внутрипластовое горение, вытеснение нефти паром, горячей водой, пароциклические обработки скважин, электротепловой прогрев ПЗП, закачка горячей нефти и нефтепродуктов, термокислотные обработки. Такие технологии эффективны в первую очередь на месторождениях вязкой и высоковязкой нефти. Эффективность тепловых методов в основном обеспечивается снижением вязкости нефти за счет повышения температуры и улучшающихся при этом условий вытеснения. При нагревании от +20-25 до +100-120 °С вязкость нефти может быть снижена от 1000 до 5-20 мПа·с, это подтверждается опытом реализации тепловых методов [Анализ..., 2012; Новые принципы..., 2004].

Основными критериями применимости тепловых методов увеличения нефтеотдачи являются: глубина пласта, нефтенасыщенность, проницаемость, глинистость, мощность пласта, вязкость нефти, обводненность продукции (табл. 1) [Оценка..., 2016].

Паротепловое воздействие – является методом увеличения нефтеотдачи пластов, наиболее распространенное при вытеснении высоковязких нефтей. В этом процессе пар нагнетают с поверхности в пласты с низкой температурой и высокой вязкостью нефти через специальные паронагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности. Пар, обладающий большой теплоемкостью, вносит в пласт значительное количество тепловой энергии, которая расходуется на нагрев пласта и повышение относительной проницаемости, снижения вязкости и расширение всех насыщающих пласт агентов – нефти, воды, газа. Механизм из-

Таблица 1.

Критерии применимости тепловых методов

Параметр	Тепловые методы (технология)				
	Паротепловое воздействие	Паротепловые обработки скважин	Нагнетание горячей воды	Внутрипластовое горение	Парогравитационное дренирование
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	>50	>30	>5	>10-30	>500
Глубина пласта, м	<1500	<1500	<1500	<3500	<1200
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	>6	>6	>3	>3	>12-15
Средняя проницаемость, мкм ²	>0,2	>0,2	>0,03	>0,1	>1,0
Нефтенасыщенность, %	>50	>50	>50	>50	>50
Глинистость, %	<5-10	<5-10	<5-10	Не крит.	<5-10
<i>Текущие показатели разработки</i>					
Обводненность, %	<30-60	<15-55	<30	–	–

влечения нефти из пласта, при нагнетании в него перегретого пара, основывается на изменениях свойств нефти и воды, содержащихся в пласте, в результате повышения температуры. С повышением температуры вязкость нефти, ее плотность и межфазовое отношение понижаются, а упругость паров повышается, что благоприятно влияет на нефтеотдачу. При паротепловом воздействии в пласте образуются три характерные зоны: зона вытеснения нефти паром; зона горячего конденсата, где реализуется механизм вытеснения нефти водой в неизотермических условиях, и зона, не охваченная тепловым воздействием, где происходит вытеснение нефти водой пластовой температуры [Хайруллин, Смуляков, 2015].

На нефтяных месторождениях Чеченской Республики и Ингушетии опытно-промышленные испытания паротеплового воздействия на пласты проведены на Старогрозненском и Малгобек – Вознесенском месторождениях.

Для опытного нагнетания пара на Старогрозненском месторождении выбрана VII линза X пласта надвинутого крыла. Целью работы явилась проверка возможности и эффективности закачки пара в условиях вскрытия многих пластов большим количеством ранее пробуренных и ликвидированных скважин [Полянский, Умнов, 1987].

Анализ результатов паротеплового воздействия показал, что добывающие скважины реагировали на закачку пара повышением динамических уровней и дебитов (рис. 1). По полученным данным установили, что часть нагнетаемого пара уходит в XI пласт, то есть постоянно происходит утечка теплоносителя в выше- и нижележащие пласты. Сообщаемость пластов могла также происходить через ликвидированные ранее скважины. На Старогрозненском месторождении огромное количество (свыше 2 тысяч) ликвидированных скважин, зачастую не имеющих колонн. Опасение о взаимодействии пластов посредством перетоков в ликвидированных скважинах высказывалось и ранее, но в достаточной мере этот вопрос не был изучен, что и явилось весьма существенным неблагоприятным фактором при ведении процесса [Полянский, Умнов, 1987].

Поступление пара в неконтролируемых объемах в другие пласты и на дневную поверхность значительно снижало эффективность процесса и повышало удельный

расход пара. При наличии необсаженных ликвидированных скважин старой конструкции и неэкранированных нефтяных пластов применение напорных методов закачки рабочих агентов является малоэффективным.

Более успешным является процесс паротеплового воздействия на пласт, выполненный в 1978 г. на Малгобек – Вознесенском месторождении. Закачка пара велась в XII-XIII пласты Южной Вознесенки, которые представлены переслаиванием мелкозернистых кварцевых песчаников, глин и песчанистых алевролитов. Продуктивные пласты залегают на глубине 715 м [Дегтярев, Кисаев, 1988]. Нефти XII-XIII пласта относятся к тяжелым и имеют плотность 925 кг/м^3 , вязкость нефти в поверхностных условиях при 20°C равна $300\text{-}500 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ и более [Состояние..., 1992].

Рис. 1. План расположения скважин на Старогрозненском месторождении:

1 – добывающая; 2 – нагнетательная; 3 – наблюдательная;

4 – зона термодинамического реагирования

В начальный период нагнетание пара проводилось через 7 скважин, вводимых за определенный период (№ 164-9, 165-9, 166-9, 169-9, 170-9, 171-9, 172-9), как показано на рисунке 2. Скважины для нагнетания пара располагались во втором ряду, если считать вверх по восстанию пород. На закачку отреагировали сначала скважины верхних рядов, некоторым увеличением дебита; затем постепенно начала снижаться обводненность в среднем с 72-73% в 1978 году до 50-59% в 1981 году. По скважинам 4 ряда начало расти давление, что позволило в 1982 году ввести в эксплуатацию скважины № 185-9, 186-9, 184-9, 183-9, 182-9 [Состояние..., 1992].

Скважины, расположенные ниже по структуре, начали реагировать позже в 1983-1984 гг. В 1983 году были отмечены прорывы пара в добывающие скважины № 146 и № 178 (рис. 2). Высокая неоднородность продуктивного горизонта привела к рукавообразному распространению процесса. Сложное неоднородное строение коллектора подтвердилось комплексом гидродинамических и индикаторных исследований пласта [Состояние..., 1992].

Процесс характеризовался низкими темпами закачки пара ($0,2\text{-}0,5 \text{ т/ч}$). Учитывая глубину скважин и сухость пара на устье, при таком темпе закачки на забой поступала фактически горячая вода. Температура же на забоях добывающих сква-

жин максимально составила 40°C, оставаясь в основном в пределах 30–36° [Состояние..., 1992].

Нагнетание пара оказало положительное влияние на условия эксплуатации добывающих скважин, Дебиты ближайших к нагнетательным скважин увеличились в 4-15 раз, годовая добыча из залежи возросла почти в три раза. За время осуществления процесса паротеплового воздействия дополнительно добыто более 10 тыс. т. нефти. В целом, нагнетание пара в условиях XII – XIII пластов Южной Вознесенки оценивается положительно как технологически, так и экономически. В настоящее время масштабы применения метода расширяются на всю залежь [Дегтярев, Кисаев, 1988]. В дальнейшем паротепловое воздействие возможно применять в условиях Малгобек – Вознесенского месторождения для извлечения высоковязких нефтей при нормальном техническом обеспечении процесса, при этом экономически метод будет выгоден при повышении цены на нефть [Состояние..., 1992].

Приведенные результаты позволяют считать, что с внедрением паротеплового метода воздействия на пласт эффективность добычи нефти существенно возрастает. В целом можно утверждать, что паротепловое воздействие на пласт является одним из самых эффективных методов повышения нефтеотдачи, незаменимым другими методами, особенно при разработке залежей высоковязких нефтей [Умариев, Алиев, 2016].

Вторым методом повышения нефтеотдачи пластов из группы термических методов, применявшимся в ОАО «Грознефтегаз», является влажное внутрипластовое горение (ВВГ). Процесс внутрипластового горения (ВГ) – способ разработки и метод повышения нефтеотдачи продуктивных пластов, основанный на использовании энергии, полученной при частичном сжигании тяжелых фракций нефти в пластовых условиях при нагнетании окислителя (воздуха) с поверхности. Основа горения – экзотермическая окислительно-восстановительная реакция органическо-

Рис. 2. Схема размещения скважин на опытном участке XII – XIII пласта Южной Вознесенки
1 – добывающая; 2 – нагнетательная; 3 – наблюдательная; 4 – добывающие скважины с прорывами пара.

го вещества с окислителем. Процесс внутрипластового горения начинается с поджога некоторого количества нефти с помощью забойного нагревающего устройства (электрических или огневых горелок). После образования устойчивого очага горения в пласт закачивают через нагнетательную скважину окислитель или смесь окислителя и воды. Кислород соединяется с топливом, образуя CO_2 и воду с выделением тепла. Предварительно разогретая порода далее нагревает движущийся через нее окислитель до температуры выше воспламенения кокса и нефти. При нагнетании окислителя разогретая зона, температура которого поддерживается высокой за счет сгорания части нефтепродуктов, продвигается вглубь пласта. При этом часть пластовой нефти (10-15%) сгорает и выделяющиеся в результате горения газы, пар и другие горючие продукты сгорания, продвигаясь по пласту, эффективно вытесняют нефть из пласта. Процесс продолжается непрерывно за счет образования продуктов для горения [Хайруллин, Смуляков, 2015].

Влажное внутрипластовое горение (ВВГ) проводилось в 1980-х годах на I, III-IV пластах первого поднадвига Северной Вознесенки Малгобек – Вознесенского месторождения. Данные пласты обладают достаточно высокими запасами (около 1 млн. т) и имеют, как было указано ранее, высокую плотность и вязкость нефти, что обуславливает возможность применения тепловых методов. Глубина залегания продуктивных отложений 450-600 м. Залежи нефти I, III-IV пластов представляют собой узкие полосы нефтенасыщенных песчаников протяженностью 10-12 км, в верхней части которых находилась газовая шапка в начале разработки, а в нижней части подстилаются неактивной контурной водой (рис. 3) [Байбаков, Гарушев, 1980].

Технология внутрипластового горения, разработанная НПО «Союзтермнефть» совместно с ПО «Грознефть» предусматривала:

1. Расположение нагнетательных скважин в зоне водонефтяного контакта.
2. Увеличенный отбор продукции из скважин, расположенных ниже по падению пластов, для предотвращения прорыва рабочего агента в газовую шапку [Состояние..., 1992].

Процесс внутрипластового горения был проведен вначале на одном опытном участке, а затем на втором. При этом были получены достаточно высокие результаты. После создания высокотемпературной зоны вокруг зажигательных скважин приступили к нагнетанию воды вместе с воздухом с целью рекуперации тепла и организации внутрипластового горения [Байбаков, Гарушев, 1980]. Уже в первые годы осуществления процесса горения отмечено реагирование добывающих скважин. Дебиты скважин увеличились в 3-4 раза, дополнительно получено около 30 тысяч тонн нефти и достигнут заметный экономический эффект [Анализ..., 2012].

Опытные испытания тепловых методов на месторождениях Чеченской Республики и Ингушетии выявили положительные и отрицательные стороны процессов в условиях карагано-чокракских залежей. Длительные сроки разработки большинства залежей (50-90 лет) в ряде случаев привели к высокой степени обводненности пластов.

Следует отметить, что наряду с вышеизложенным на миоценовых залежах Чеченской Республики внедрялись и другие методы повышения нефтеотдачи. Так, успешно применена закачка углеводородного газа под высоким давлением на месторождении Гойт-Корт, щелочное и карбамидное заводнение, закачка поверхностно-активных веществ (ПАВ) [Дегтярев, Кисаев, 1988].

Рис. 3. Профильный геологический разрез
месторождения Малгобек – Вознесенское – Алиюртовское

Промысловые испытания современных методов повышения нефтеотдачи пластов (закачка углеводородного газа под высоким давлением, паротепловое воздействие, ВВГ, щелочное и карбамидное заводнение) в условиях карагано-чокракских залежей Чеченской Республики и Ингушетии определили возможные масштабы их применения, а также задачи, решение которых позволит повысить эффективность применяемых методов (борьба с ранними прорывами рабочих агентов, пескопроявлением, повышение приемистости нагнетательных скважин и т.д.). Вместе с тем результаты опытных работ по внедрению названных методов показывают, что область их эффективного применения ограничена. Большая часть залежей карагано-чокракских отложений в силу отмеченных выше особенностей не может быть объектами повышения нефтеотдачи традиционными методами.

В настоящее время в России неблагоприятные экономические условия для развития методов увеличения нефтеотдачи тяжелых и высоковязких нефтей. Происходит сокращение объемов работ по внедрению тепловых методов, требующих определенных затрат, хотя из всех новых методов повышения нефтеотдачи наиболее технологичными являются термические методы, которые могут увеличить конечную нефтеотдачу в 2-3 раза (с 8 до 50% и более) [Гарушев А. и др., 2008]. В связи с изложенным актуальна задача поиска новых методов повышения нефтеотдачи,

эффективных в сходных горно-геологических условиях, в первую очередь при высокой водонасыщенности и неоднородности коллекторов [Анализ..., 2012].

С целью дальнейшего развития термических и других методов увеличения нефтеотдачи необходимо на государственном уровне принять решение по совершенствованию механизма финансирования и взимания налогов для того, чтобы заинтересовать производственные предприятия в получении прибыли от разработки месторождений такими методами. На стадии проведения научно-исследовательских исследований и опытно-промышленных работ необходимо полностью освободить организации от налогов, как это делается в США, Канаде, Венесуэле, Мексике, Индонезии и других странах [Гарушев А. и др., 2008; Кудинов, 1996].

Литература

1. Анализ теплового воздействия на пласты-коллекторы, содержащие высоковязкую нефть / Абизбаев И. И., Андреев В. Е., Дубинский Г. С. и др. В сборнике: Нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения). – Уфа. – 2012. – С. 94-105.
2. Байбаков Н. К., Гарушев А. Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1988. – 343 с.
3. Гарушев А. Р., Гарушев Э. А., Коновалов А. Е. К проблеме разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 3. – С. 4-10.
4. Геология и перспективы нефтегазоносности Чечни и Ингушетии / И. А. Керимов, З. Г. Борисенко, А. А. Даукаев и др. – Грозный: Академия наук, 2010. – 298 с.
5. Дегтярев Н. М., Кисаев В. В. Поиск новых методов повышения нефтеотдачи длительно разрабатываемых карагано-чокракских залежей месторождений ЧИАССР. – Грозный: СевКавНИПИнефть, 1988. – 105 с.
6. Кудинов В. И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. – М.: Нефть и газ, 1996. – 284 с.
7. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / Закиров С. Н., Закиров Э. С., Закиров И. С. и др. – М.: ВИНТИ, 2004. – 520 с.
8. Оценка применимости методов увеличения нефтеотдачи / Золотухин А. Б., Пятибратов П. В., Назарова Л. Н. и др. Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина. – 2016. – № 2. – С. 58-70.
9. Полянский В. Г., Умнов В. Г. Проект разработки мезозойских залежей нефти Старогрознеского месторождения: Отч. / СевКавНИПИнефть. – Грозный. – 1987. – 174 с.
10. Состояние и перспективы проблемы повышения нефтеотдачи миоценовых залежей. СевКавНИПИнефть. – Грозный. – 1992. – 155 с.
11. Умаринов Т. М., Алиев Э. Г. Механизм повышения нефтеотдачи при паротепловом воздействии на пласт // В сборнике: Неделя науки – 2016 материалы XXXVII итоговой научно-технической конференции ДГТУ. Под редакцией Т. А. Исмаилова. – 2016. – С. 378-382.
12. Хайруллин А. А., Смуляров Д. С. Применение современных тепловых методов для повышения нефтеотдачи // В сборнике: «Новые технологии – нефтегазовому региону». Материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – 2015. – С. 170-173.

DOI: 10.23671/VNC.2017.2.9489

THERMAL METHODS OF INCREASING CRUDE-OIL YIELD OF THE MYOCENE FIELDS OF OLD-GROZNY AND MALGOBEK – VOZNESENSKY DEPOSITS

© 2017 D. A. Islamov

Grozny State Oil Technical University after M. D. Millionshikov, Institute of Oil and Gas,
Russia, 364061, Chechen Republic, Grozny, Ch. Isaev Ave., 100,
e-mail: denal928@mail.ru

Some methods of increasing crude-oil yield of the myocene fields of the Chechen republic and Ingushetia oilfield with the application of different heat-transfer agents are examined: steam-heat action on the the old-Grozny and Malgobek – Voznesensky oilfield, moist intra-stratified combustion on Malgobek – Voznesensky oilfield. The analysis of the carried out works results. The analysis of the results of the carried out works is executed is executed and estimation of possible applications in other regions with the similar mining geological conditions is given.

Keywords: exploitation, oil, crude-oil yield, an increase, oilfield, the Chechen republic, Ingushetiya, old-Grozny, Malgobek – Voznesensk.