

Таким образом, применение ГРП на Приобском месторождении характеризуется высокой успешностью, так как обеспечивает высокие темпы прироста добычи нефти. Метод ГРП позволяет повышать продуктивность добывающих скважин и приемистость нагнетательных скважин при разработке заглинизированных, низкопроницаемых пород-коллекторов Приобского месторождения.

Библиографический список

1. Габриэлянц Г. А. Геология нефтяных и газовых месторождений. – М., Недра, 1984. – 186 с.
2. Каневская Р. Д., Дияшев И. Р. Применение гидравлического разрыва пласта для интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи. – М., 2002. – 89 с.
3. Усачев П. М. Гидравлический разрыв пласта. – М.: Недра, 1986. – 184 с.

Сведения об авторах

Паникаровский Валентин Васильевич, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский промышленный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)305700

Паникаровский Евгений Валентинович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский промышленный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)360601, e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru

Information about the authors

Panikarovskii V. V., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Oil and Gas Fields Development, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)305700

Panikarovskii E. V., Candidate of Engineering, Associate professor at the Department of Oil and Gas Wells Drilling, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)360601, e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru

УДК 622.276

**СИСТЕМНАЯ ОБРАБОТКА ПЛАСТОВ КАК МЕТОД
УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ**
SYSTEMATIC TREATMENT OF OIL RESERVOIRS AS AN OIL RECOVERY
INCREASING METHOD

Н. М. Токарева, Ю. В. Зейгман, М. А. Токарев
N. M. Tokareva, Yu. V. Zeigman, M. A. Tokarev

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Ключевые слова: коэффициент извлечения нефти; обработка пластов; боковые стволы скважин; реагентная разглинизация; гидромеханическая щелевая перфорация
Key words: oil recovery factor; treatment of oil reservoirs; lateral wellbores; reagent decomposition; hydromechanical slotted perforation

В настоящее время актуальным является вопрос о повышении конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) по истощенным объектам. При этом обработка призабойной зоны (ОПЗ) пласта одной конкретной скважины дает весьма незначительный прирост нефтеотдачи, меньший, чем погрешности ее определения. Однако результаты кардинально меняются с применением так называемой системной обработки пластов.

По мнению академика Р. Х. Муслимова [1], системная технология разработки нефтяных месторождений с низкопроницаемыми коллекторами предусматривает обработку призабойных зон практически одновременно (в течение 2–3 месяцев) как в нагнетательных, так и в добывающих скважинах в пределах каждого характерного участка месторождения. Реализация этого условия позволит получить наибольший технологический эффект по суммарному приросту как объема закачки, так и объема добычи нефти из скважин рассматриваемого участка. Достаточно серьезная реализация системного подхода к ОПЗ проведена на месторождениях ПАО «Татнефть» [2, 3].

Системный подход к разработке может включать как гидродинамические методы воздействия путем бурения боковых стволов или гидроразрыва пласта (ГРП), так и непосредственно ОПЗ физико-химическими способами. Первые серьезные

обоснования теории и практики системной ОПЗ были проведены в научном институте «ВНИИнефть» под руководством А. Т. Горбунова. [4–7].

При системном воздействии предъявляются высокие требования к сочетаемости методов повышения нефтеотдачи на выбранном участке. В условиях плохой сочетаемости методов их совместное влияние на состояние коллектора может оказаться отрицательным [4]. К низкопродуктивным коллекторам не следует применять необратимых воздействий (технологий, вызывающих необратимое кольматирование порового пространства).

По промысловым данным оценивается ориентировочная величина остаточных запасов в районе скважины-кандидата на проведение обработки. Выбираются скважины, ориентировочная величина остаточных запасов в районе которых составляет 40–50 % от начальных извлекаемых запасов.

На поздней стадии разработки многопластовых нефтяных месторождений методами заводнения важными проблемами являются снижение дебитов нефти скважин и рост обводненности продукции при наличии неизвлеченных запасов в малопроницаемых пластах и изолированных зонах. Один из таких объектов — крупнейшее многопластовое Туймазинское нефтяное месторождение платформенного типа Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП). Основные эксплуатационные объекты на месторождении — девонские отложения пашийского и муллинского горизонтов, представленные терригенными коллекторами, со сложным геологическим строением и наличием обширных водонефтяных зон. Необходимо отметить, что при незначительных остаточных запасах бурение новых скважин приводит к чрезмерному увеличению затрат, что делает дальнейшую разработку месторождений нерентабельной.

В осуществлении рациональной довыработки остаточных запасов нефти заметная роль на данном месторождении принадлежит бурению с 1998 года боковых стволов на терригенный девон, что позволило вовлечь в разработку запасы нефти в прерывистых пластах с ухудшенными коллекторскими характеристиками и повысить эффективность извлечения остаточной нефти из кровельной части высокопроницаемых основных пластов. Влияние добычи нефти из боковых стволов на темп отбора и прирост нефтеотдачи на поздней стадии разработки рассмотрим на примере пласта ДII муллинского горизонта. На 01.01.2011 г. на залежи пласта ДII действующий нефтяной фонд составил 73 скважины, из которых 36 — с боковыми стволами.

Прирост КИН от эксплуатации боковых стволов (БС) по пласту ДII составляет 0,3 % или 259,2 тыс. т нефти. Вклад БС по сравнению с историей с начала разработки данного объекта невелик, так как накопленная добыча на Дмул с 1944 года составляет более 59 млн т нефти. Однако в последние годы с 1998 по 2010 гг. доля добычи из боковых стволов составила 42,4 % в основной добыче по данному объекту.

С учетом добычи нефти из БС темп отбора от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) увеличился на 0,03 %.

Технология бурения БС способствует восстановлению и продлению срока использования пробуренного фонда скважин, решению задач по разработке ниже- и вышезалегающих нефтяных горизонтов на многопластовых месторождениях, повышению КИН, увеличению темпов отбора от НИЗ. Успешность бурения БС находится в прямой зависимости от того, на каком участке реализуется технология.

Продуктивность терригенных коллекторов в значительной мере определяется гранулометрическим составом, а также процентным содержанием и составом глинистого цемента [8]. Повышение эффективности выработки таких коллекторов возможно с применением различных модификаций методов реагентной разглинизации.

В основе данной технологии положен качественно новый подход, основанный на взаимодействии растворов с глинистыми кольматирующими образованиями, в

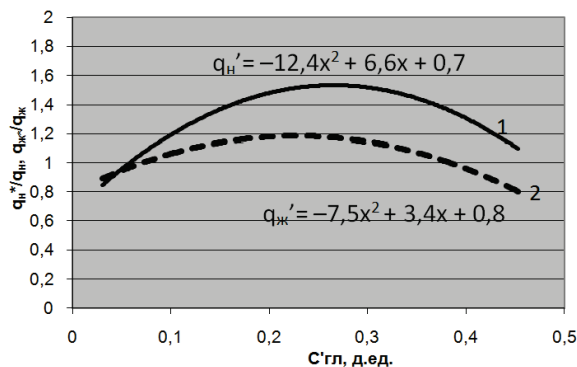
результате которого образуются тонкодисперсные глинистые частицы, утратившие способность к слипанию. Они могут быть удалены из прифильтровой зоны при освоении скважины.

С физико-химической точки зрения технология реагентной разглинизации скважин основана на ионном обмене между ионообменным комплексом глин и ионами, входящими в состав реагентных растворов. В результате обменной реакции глинистые образования набухают и самопроизвольно диспергируются на тонкодисперсные агрегаты. При создании депрессии на пласт глинистые частицы выносятся в скважину, очищая тем самым поровое пространство.

Работы по реагентной разглинизации можно проводить в скважинах, вскрывших терригенные цементированные продуктивные пласты с ухудшенными коллекторскими свойствами вследствие повышенного содержания глинистых минералов в цементе породы и в результате проникновения в пласт фильтрата бурового раствора, кольматации глинистыми и механическими частицами и т. п. Эффективность обработки малоглинистых коллекторов и коллекторов с самой высокой глинистостью меньше, чем эффективность обработки коллекторов с относительной глинистостью от 0,07 до 0,4 (рис. 1).

Всего с помощью реагентной разглинизации по объектам ТТНК и ТТД Волго-Уральской НГП была обработана 41 скважина. Практически все скважины принадлежат к малодобитному фонду, часть из них на период проведения обработки находилась в бездействии ввиду экономической нерентабельности.

Рис. 1. Относительные величины дебита нефти (кривая 1) и жидкости (кривая 2) реагирующих скважин по Чекагушевской группе месторождений



Учитывая это, при воздействии на заглинизированные объекты с наиболее затрудненной гидродинамической связью между нагнетательными и добывающими скважинами Чекагушевского УДНГ в технологии реагентной разглинизации впервые была применена системная обработка, включающая воздействие как на нагнетательные, так и на добывающие скважины [2].

Исходя из принципов системности было осуществлено воздействие на гидродинамически изолированный участок Саитовского месторождения, включающий нагнетательную скв. 3507 и добывающие скважины 3505, 3509, 3517, 3518, 3519. Аналогично был подвержен воздействию участок Чекагушевского месторождения, включающий нагнетательную скв. 482, добывающую скв. 476 и окружающие реагирующие скважины 162, 475, 483, 490. В результате системной обработки технологией реагентной разглинизации полученный технологический эффект оказался выше расчетного.

Определение изменения коэффициента продуктивности или приемистости скважин осуществляется путем проведения гидродинамических исследований (ГДИ) до и после обработки.

Дополнительная добыча нефти по обработанным скважинам Ромашкинского (Абдрахмановской площади) и Ново-Елховского месторождений, определенная по

СТП 03-160-2002 с помощью модернизированного метода А. В. Копытова составила 3,2 и 1,7 тыс. т соответственно.

Дополнительная добыча нефти по данным скважинам полностью компенсировала затраты на обработку по методу реагентной разглинизации, снижения добычи нефти и увеличения обводненности по окружающим скважинам не наблюдалось.

Текущее состояние разработки основных нефтедобывающих районов России характеризуется наличием большого числа малодобитных по нефти добывающих скважин, требующих проведения капитального ремонта. Основными осложняющими моментами являются вопросы вторичного вскрытия продуктивных пластов после изоляции обводненных нижележащих пластов объекта. Проведение кумулятивной перфорации разрушает восстановленную перемычку после ВЦЭК (вторичного цементирования эксплуатационной колонны), имеющую иногда протяженность всего несколько метров между обводненными и продуктивными пластами. Выход из этого положения определяется применением после ВЦЭК гидромеханической щелевой перфорации (ГМЩП), динамическое воздействие при которой на цементный камень за колонной значительно слабее, не приводит к разрушению цементной перемычки [9, 10].

Как правило, при ВЦЭК вышележащие продуктивные пласты также подвергаются воздействию цементных растворов, что приводит к ухудшению их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и вызывает необходимость проведения ОПЗ. При проведении ОПЗ традиционными сильными реагентами на кислотной основе может происходить разрушение маломощной цементной перемычки между обводненными и нефтяными пластами. Реагентная разглинизация является более щадящим способом ОПЗ [11, 12].

Все обработанные с помощью комплексной технологии скважины находятся на территории Республики Татарстан и эксплуатируются ОАО «Татнефть». Наибольшее количество обработок проведено по пашийскому и кыновскому горизонтам, по кизеловскому горизонту турнейского яруса, по тульскому и бобриковскому горизонтам визейского яруса.

Таким образом, в стратиграфической приуроченности скважин с применением ГМЩП имеется довольно широкий диапазон.

Среди технологических преимуществ ГМЩП следует отметить возможность селективного вскрытия продуктивных пластов с пропуском обводнившихся интервалов, вскрытие тонких пропластков до 1–1,5 м, а также перфорации продуктивных пластов с применением нефти или любой другой жидкости, проведение работ в любое время суток, отсутствие ударного воздействия на эксплуатационную колонну и пласт.

Гидромеханический щелевой перфоратор спускается в скважину на насосно-компрессорных трубах (НКТ) диаметром 73 мм. НКТ при этом являются каналом гидромеханической связи перфоратора с наземным оборудованием. Спуск ГМЩП производится до подошвы перфорируемого пласта. Для точной привязки ГМЩП относительно перфорируемого пласта используется следующая технология: на насосно-компрессорную трубу на 15–20 м выше ГМЩП устанавливается реперный патрубок длиной 1,5–2,0 метра. С помощью геофизической партии малогабаритным прибором гамма-каротажа, совмещенным с прибором СГДТ (скважинный гамма-дефектометр-толщиномер) или локатором муфт, производится запись кривой гамма-каротажа и отбивка муфт НКТ и реперной трубы. С помощью гамма-каротажа отбивается положение реперного пласта, ближайшего к продуктивному.

Прорезание щели производится накатным диском, с созданием ступенчатого повышения давления на устье скважины с 1 МПа до 6–7 МПа с шагом 1 МПа. На каждой ступени давления производятся 2–3 цикла спускоподъемных операций в пределах меток. При гидромониторном размыве пласта после перфорации давле-

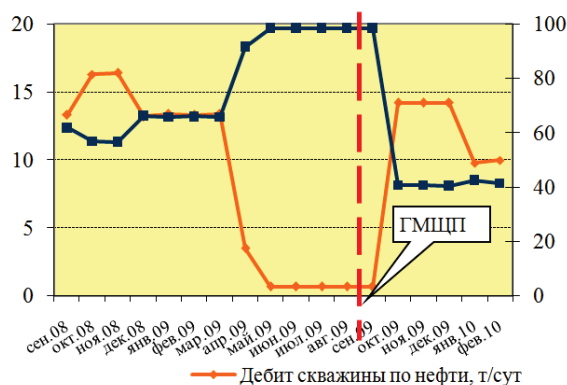
ние повышается до 18–20 МПа. Разрыв в одной точке осуществляется в течение 6–10 минут.

Непосредственно после проведения ГМЦП без подъема оборудования возможна обработка призабойной зоны композициями химических реагентов, в том числе и на кислотной основе [11, 12].

Площадь вскрытия продуктивного пласта с помощью ГМЦП в 10–15 раз выше, чем при применении кумулятивной перфорации. За счет большей площади контакта в системе скважина — пласт достигается высокое гидродинамическое совершенство по характеру вскрытия.

На рисунке 2 приведены графики дебита нефти и обводненности продукции по скв. 10105 Тауташского месторождения. Сква. 10105 эксплуатировала бобриковско-радаевские отложения в интервале 1 386,6–1 391,0 м. При обводнении на 98,5 % скважина шесть месяцев работала с дебитом нефти 0,7 т/сут. После изоляции данного горизонта и перехода на верхний горизонт в интервале 1 381,3–1 383,3 м. скважина стала работать с дебитом 14,2 т/сут при обводненности продукции 40,7 %. Вторичное вскрытие пласта проводилось с помощью ГМЦП. Интервал цементного кольца в перемычке между обводненным и новым пластом составил всего 5 метров.

Рис. 2. Динамика дебита нефти и обводненности продукции по скв. 10105 Тауташского месторождения



При вторичном вскрытии с помощью ГМЦП низкопроницаемых коллекторов без проведения ОПЗ притока может не быть. В этом случае проводят ОПЗ без подъема оборудования для ГМЦП. Перспективным направлением в этом случае является проведение реагентной разглинизации [11, 12].

Проведение реагентной разглинизации в низкопродуктивных терригенных коллекторах позволяет повысить начальную или восстановить ухудшенную при вскрытии и в процессе эксплуатации пластов продуктивность коллектора.

После проведения ОПЗ все объекты комплексного воздействия удастся освоить, а скважину — ввести в категорию добывающих или нагнетательных.

Таким образом, рассмотрена эффективность системного воздействия на продуктивные объекты на поздней стадии разработки гидродинамическими и физико-химическими методами. Применение этих методов системного воздействия определяется геолого-физическими условиями продуктивного объекта. Так как системное воздействие на продуктивные пласты на поздней стадии разработки проводится после капитального ремонта, заключающегося в проведении вторичного цементирования обводнившихся пластов, то перед обработкой пласта композициями химических реагентов необходимо проводить щадящее вторичное вскрытие продуктивного пласта с помощью гидродинамической целевой перфорации.

Библиографический список

1. Муслимов Р. Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. — Казань: Изд-во Казанского ун-та. — 2003. — 596 с.

2. Токарев М. А., Чинаров А. С., Вагизов А. М. Реализация системного подхода при обработке низкопродуктивных коллекторов с целью повышения продуктивности // Севергеоэкотех — 2005: материалы VI Междунар. молодежной науч. конф. — Ухта: УГТУ, 2005.
3. Регулирование разработки заглинизированных коллекторов с помощью реагентной разглинизации / М. А. Токарев [и др.] // Нефтегазовое дело. — 2007. — № 1. — С. 63–71.
4. Пат. РФ № 2162146. Способ обработки заглинизированных пластов / Токарев М. А., Исламов Р. Г., Смирнов В. Б., Токарев Г. М., заявл. 01.06.99; опубл. 20.01.01, Бюл. 2.
5. Токарева Т. В., Токарева Н. М. Статистическое моделирование результатов ввода в эксплуатацию боковых стволов скважин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. — 2011. — № 1 (83). — С. 32–41.
6. Токарева Т. В. Опыт и эффективность бурения, эксплуатации боковых стволов на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений // Нефтегазовое дело. — 2011. — № 2. — С. 457–468.
7. Моделирование процесса нефтеизвлечения при регулировании разработки гидродинамическими методами с помощью бурения боковых стволов / Н. М. Токарева [и др.] // Научные исследования: информация, анализ, прогноз: моногр. / Под общей ред. О. И. Кирикова. — Книга 33. — Воронеж: ВГПУ, 2011. — С. 246–267.
8. Смирнов В. Б., Токарев М. А. Продуктивность и структурные особенности нефтегазоносных коллекторов терригенной толщи северо-запада Башкирии // Уфим. гос. нефт. техн. ун-т. — Уфа, 1994. — С. 14–18.
9. Токарев Г. М. Техника, технология и эффективность вторичного вскрытия продуктивных пластов с помощью гидромеханической щелевой перфорации // Научные исследования: информация, прогноз: моногр. / Под ред. О. И. Кирикова. — Книга 40. — М.: Наука информ; Воронеж: ВГПУ, 2013. — С. 248–277.
10. Токарев Г. М., Токарева Н. М., Токарев М. А. Совершенствование вскрытия продуктивных пластов в сложных технологических условиях // Нефтегазовое дело. — 2013. — № 1. — С. 232–239.
11. Патент на изобретение № 23002522. Способ обработки заглинизированных пластов / Токарев М. А., Чинаров А. С., Токарев Г. М., Чинарова О. А., Выговтов В. Ю., Токарева Н. М.; опубл. 10.07.07, Бюл. № 19.
12. Патент на изобретение № 216146. Способ обработки заглинизированных пластов / Токарев М. А., Исламов Р. Г., Смирнов В. Б., Токарев Г. М.; опубл. 20.01.01, Бюл. № 2.

Сведения об авторах

Токарева Надежда Михайловна, к. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газо-нефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, тел. 8(347)2431771, e-mail: tokareva_n_m@mail.ru

Зейгман Юрий Вениаминович, д. т. н., заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газо-нефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, тел. 8(347)2431771 e-mail: jvzeigman@mail.ru

Токарев Михаил Андреевич, д. г.-м. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газо-нефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, тел. 8(347)2609871, e-mail: tma40@yandex.ru

Information about the authors

Tokareva N. M., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of the Development and Operation of Oil and Oil-Gas Fields, Ufa State Petroleum Technical University, phone: 8(347)2431771, e-mail: tokareva_n_m@mail.ru

Zeigman Yu. V., Doctor of Engineering, Head of the Department of the Development and Operation of Oil and Oil-Gas Fields, Ufa State Petroleum Technical University, phone: 8(347)2431771, e-mail: jvzeigman@mail.ru

Tokarev M. A., Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of the Development and Operation of Oil and Oil-Gas Fields, Ufa State Petroleum Technical University, phone: 8(347)2609871, e-mail: tma40@yandex.ru

УДК 622.276

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ С ТРЕЩИНОЙ КОНЕЧНОЙ ПРОВОДИМОСТИ PRIDITION OF THE PRODUCTIVITY OF HYDRAULIC FRACTURED VERTICAL WELL WITH FINITE CONDUCTIVITY FRACTURE

С. А. Фаик

S. A. Faiq

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: гидроразрыв пласта; продуктивность скважины

Key words: hydraulic fracturing; well efficiency

Массированный гидроразрыв пласта (ГРП) успешно реализован на Ярайнерском, Повховском, Приобском, Приразломном, Уренгойском месторождениях. При этом параметры трещин в несколько раз выше стандартных ГРП. На многих месторождениях реализованы ГРП с глубоко проникающими трещинами и закачкой проппанта более 200 тонн. Однако на практике достаточно часто встречаются случаи, когда прогнозная оценка повышения продуктивности скважины после массированного ГРП не соответствует фактическим значениям. Таким образом, совершенствование методов прогнозирования продуктивности в вертикальных