

ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Р. А. СИЛКОВ, В. С. ВОЙТЕНКО, Г. А. БАСАЛАЙ

The article contains recommendations to increase production rate of oil-well and injectivity of input well and description of oil reservoirs treating method by using energy of knock waves, highlighted the benefits of this method.

Ключевые слова: добыча нефти, скважина, пласт, упругие волны

Объект исследования – нагнетательная скважина.

Актуальность темы определяется все возрастающей потребностью народного хозяйства республики в энергоносителях, основными и которых являются нефть и природный газ.

Цель – повышение нефтеотдачи пластов с использованием технологии обработки продуктивного пласта направленными силовыми (ударными) волнами.

Годовые уровни добычи нефти в Беларуси за последние 40 лет характеризуются следующим образом (в млн. т): 1970 – 4,2; 1975 – 7,95; 1979 – 3,0; 1983 – 2,13; 1994 – 2,0; 1998 – 1,83; 2000 – 1,84; 2005 – 1,785; 2010 – 1,7 [1]. Форсированные темпы добычи нефти в 1970 – 1975 годах привели к ряду отрицательных последствий: преждевременным прорывам вод к добывающим скважинам; образованию изолированных водой участков залежей; снижению пластовых давлений и прекращению фонтанной добычи нефти; необратимым изменениям свойств нефтенасыщенных коллекторов. В результате, миллионы тонн нефти в недрах не могут быть извлечены при традиционных технологиях разработки месторождений.

Основу нефтедобычи в республике составляют крупные месторождения, которые в настоящее время находятся в завершающей стадии разработки. Выработанность по ним составляет более 60%, а доля воды в извлекаемой жидкости достигает 70–80%. Снижение пластовых давлений по большинству залежей явилось причиной резкого сокращения фонтанных скважин. В остаточных промышленных запасах доля трудноизвлекаемых высоковязких нефтей составляет 48.8% и непрерывно возрастает.

Открываемые месторождения характеризуются небольшими запасами (до 200–300 тыс. т) с преобладанием доли трудноизвлекаемых нефтей, низкопроницаемых коллекторов.

Для выхода из создавшейся ситуации наиболее реальным и эффективным является разработка и промышленное освоение высоких технологий поиска, разведки и добычи нефтей разных категорий. В этом случае будет не только предотвращено снижение уровня добычи, но и при минимальных затратах обеспечен его рентабельный подъем. Владея такими технологиями можно брать на выгодных условиях в разработку месторождения нефти с трудноизвлекаемыми запасами как в ближнем так и в дальнем зарубежье, например, в Венесуэле.

Рассмотрим основные мировые проблемы и тенденции нефтедобывающей промышленности [2]. Современное мировое потребление нефти составляет около 1600 млн. м³ в год, что составляет 8% от открытых и доказанных запасов. Мировая ресурсная база традиционных месторождений равна 1557000 млн. м³, а нетрадиционных месторождений (нефтеносные пески) – 477000 млн. м³. Для ее оценки принята величина средневзвешенного коэффициента извлечения нефти КИН = 22% для открытых традиционных месторождений нефти. В перспективе целью нефтедобычи является повышения КИН до 70% от ресурсной базы традиционных месторождений нефти и 30%-50% нетрадиционных нефтей, т. е. высоковязких. Реальный путь – повышение нефтеотдачи пластов с применением инновационных технологий.

По приближенной оценке, треть нефтеносных коллекторов в мире эксплуатируется на естественном заводнении за счет притока в коллектор подземных вод. Когда процессы вторичного извлечения нефти применяются с начала добычи, а это обычная практика разработки новых месторождений, или позднее, в период первого этапа разработки, такой технологический режим определяют как режим поддержания пластовых давлений (ППД).

Третичные методы применимы в конце второго этапа разработки месторождения. Они могут быть тепловыми, смесительными либо физико-химическими процессами, применением которых пытаются «выжать» как можно больше оставшейся в коллекторе нефти. Мировая добыча нефти еще не достигла половины извлекаемых запасов. Остаточные (худшие по условиям залегания и качеству) запасы потребуют для добычи значительно больших усилий и затрат с разработкой новых методов повышения нефтеотдачи пластов (ППП).

Анализ показывает, что решение проблемы увеличения добычи нефти в Беларуси должно быть связано с промышленным освоением технологий, позволяющих увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН), как минимум, до 70%.

Такие технологии в настоящее время интенсивно разрабатываются.

ОБЗОР ПРИНЦИПОВ ВОЛНОВЫХ МЕТОДОВ ППП

Среди способов, применяемых для восстановления производительности нефтяных и увеличения приемистости нагнетательных скважин особенно привлекательны (из-за простоты применения и относительно низкой себестоимости) гидрофизические, в частности, базирующиеся на принципах использования энергии ударных волн.

Ударные волны являются частным случаем упругих волн большой амплитуды, фаза сжатия которых распространяется с большей скоростью, чем фаза растяжения. Основное свойство волн, независимо от их природы, состоит в том, что в форме (виде) волн осуществляется перенос энергии без переноса вещества. Упругая энергия (энергия звука) передается по акустическим волноводам, представляющим собой каналы с четкими границами в виде стенок, свойства которых резко отличаются от свойств внутренней и наружной сред или каналы, возникающие за счет резкой разницы свойств внешней и внутренней сред. В этих случаях поток энергии во внешнюю среду, как правило, незначителен, и им можно пренебречь. Буровая скважина является наглядным примером акустического волновода.

Гидроудары, согласованные по частоте повторения со скоростью ударной волны и глубиной скважины, способны раскачать столб жидкости до получения периодических перепадов давления на забое в десятки и сотни МПа. Чем больше скорость движения жидкости, ее плотность, а также скорость распространения ударной волны (больше «жесткость» волновода), тем больше величина ударного повышения давления: В жидкостях распространяются только продольные волны, а в твердых средах – продольные и поперечные.

При циклическом ударном воздействии в зоне перфорационных отверстий происходит отрыв отложений от стенок поровых каналов. Волны сжатия, многократно отражаясь, трансформируются в волны растяжения, которые способствуют развитию и образованию новых трещин, а также превращению субкапиллярных пор в капиллярные. Перепады давления при импульсном воздействии изме-

няются попеременно по величине и направлению, в результате чего жидкость перемещается из застойных зон и каналов в зоны активного дренирования.

Генерирующие в пласте колебания должны по возможности соответствовать частоте естественных колебаний скелета породы и насыщающих флюидов [1]. Такие колебания вызывают несколько эффектов, отражающихся на жидкостях и находящихся в пласте газах. Они снижают когезионные и адгезионные связи, значительно уменьшают проявление капиллярных сил, слипание между породой и жидкостью, способствуют стимулированию группирования нефтяных капелек в потоки, облегчая течение углеводородов в пористой среде.

Упругие волны способствуют развитию в пласте осциллирующей силы, что приводит к разным ускорениям пластовых флюидов (нефти, воды, газа) из-за различия их плотностей. Между жидкими фазами развивается поверхностное трение, что способствует выделению теплоты, которая, в свою очередь, снижает их поверхностное натяжение [2].

Благодаря колебаниям освобождается защемленный газ, способствующий проявлению эффекта газ-лифта в скважине. Осциллирующая сила развивает дополнительное колебательное звуковое давление, также способствующее продвижению нефти к скважине. Энергия, распространяющаяся в продуктивном пласте в виде упругих волн, изменяет контактный угол между жидкостями и породой, уменьшая гидравлический коэффициент трения, тем самым облегчается их течение в направлении скважин, дебиты которых возрастают и перепады давления в призабойной зоне пласта увеличиваются.

Создание перепадов давления способствует не только очистке поровых каналов пласта, но и разрушению его скелета. Механизм разрушения может быть представлен следующим образом. Известно, что для разрыва нетрещиноватых пород, слагающих практически все типы нефтегазовых коллекторов, необходим градиент давления примерно 20–30 кПа/м, а трещиноватых – 10–15 кПа/м. Повышение давления приводит к расширению существующих трещин коллектора и образованию новых. Спад давления сопровождается их смыканием. Повторяющиеся деформации способствуют усталостному разрушению породы и выкрашиванию фрагментов пласта, имеющих низкую проницаемость. Изменение скорости и направления движения жидкости в зоне питания скважины при изменении давления на стенки продуктивного пласта позволяет использовать радиальные и тангенциальные силы, подвергать породу пласта воздействию напряжений сжатия, растяжения, изгиба и сдвига, то есть расшатывать, выламывать и выкрашивать ее частицы. Оторванные твердые частицы в струе жидкости являются абразивом и могут выполнять функции проппанта.

Нефть, как и все структурированные среды, обладает свойством тиксотропии, которое заключается в том, что при встряхивании среды происходит резкое снижение ее вязкости из-за разрушения структурного каркаса. Это явление может быть с высокой эффективностью использовано в практике увеличения нефтеотдачи пластов. Таким образом, при одновременной обработке мощными ударными волнами определенного числа скважин, в том числе и нагнетательных, на месторождении можно, во-первых, расширить контуры питания скважин за счет увеличения проницаемости коллектора и, во-вторых, улучшить фильтрационную способность самой нефти за счет снижения ее вязкости. Такое воздействие может привести не только к увеличению дебитов скважин, но и к повышению КИН в целом по месторождению.

РЕАЛИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ

Изложенное было положено в основу разработки рассматриваемой ниже технологии. На первом этапе ее реализации осуществляется специальный комплекс исследований, направленных на выявление реального состояния геосреды объекта волнового воздействия, с использованием приборов: ГКА (гамма-каротаж), МТА (манометр-термометр), МИД-НМА (магнитоимпульсный дефектоскоп-толщиномер), ТК ГАК (трехкомпонентный геоакустический каротаж). Физической основой ТК ГАК являются геоакустические шумы, а именно – колебания среды в диапазоне частот 100–5000 Гц, которые генерируются при движении пластовой воды, нефти, газа или их смесей через пустоты за обсадными колоннами, перфорационные отверстия или негерметичные соединения подземного оборудования. Колебания в диапазоне частот 100–5000 Гц проходят через сталь, газ, жидкость и упругие среды [3].

Из всех геофизических методов ТК ГАК является наиболее информативным и позволяет решать многие геологические, технологические и технические вопросы при строительстве скважин и разработке месторождений. Он единственный, позволяющий определять через насосно-компрессорные трубы (НКТ) и обсадные колонны (ОК) источники межколонных давлений, направление движения перетоков, проверить на герметичность ОК, НКТ, буровые трубы и получить реальную информацию о состоянии геосреды в околоскважинной зоне.

На втором этапе приступают к волновой обработке объекта с помощью генератора силовых волн УГСВ-3. Смонтированный на устье скважины он по волноводу, заполненному технологическим раствором (рабочим агентом), посылает волну сжатия заданной направленности. Сформированная волна проходит по волноводу, поворачивается на отражателе и попадает в пласт. Она продвигается по пласту одновременно с жидкостью, которая подается насосом ЦА-320. Обработка пласта производится снизу вверх, или сверху вниз с интервалом 0,5–1,5 метра. После обработки скважина какое-то время очищается, так как волна отслаивает продукты загрязнения из призабойной зоны и с внутренней поверхности обсадной колонны. Хорошее акустическое согласование жидкостного волновода со спущенным отражателем и обрабатываемым коллектором способствует высокому КПД на продуктивный пласт. Удельные потери на затухание волны не превышают 10–12% на километр скважины.

На третьем заключительном этапе производится анализ и оценка эффективности выполненных работ с назначением (при необходимости) дополнительных исследований.

К преимуществам метода воздействия силовыми волнами можно отнести следующее [1]: простота оборудования; несложность монтажа из-за размещения оборудования на устье скважины; противопожарная безопасность (оборудование монтируется на ПВО, или на перфорационную задвижку); увеличение приемистости и улучшение свойств коллекторов в несколько раз, что приводит к увеличению дебитов флюидов; возможность ввода скважины в эксплуатацию сразу после обработки пласта, не извлекая отражатель; равномерная обработка волнами всего коллектора, а при работах по интенсификации притока кислотами и т.д., обеспечение их проникновения во все участки интервала перфорации (в отличие от гидроразрыва); очистка внутренней поверхности НКТ во время обработки, в результате этого хорошее прохождение приборов ГИС при контроле над разработкой месторождений; отсутствие высоких давлений в скважине и нежелательных побочных явлений; включение «в работу» всей толщи продуктивного пласта.

Традиционные методы увеличения дебита скважин хорошо известны: гидроразрыв пласта, бурение горизонтальных скважин и т.д., однако эти методы имеют или высокую стоимость и сложную технологию, или предъявляют высокие требования к объекту воздействия.

Сравнение эффективности горизонтальных скважин с волновым разуплотнением пласта в различных регионах России показало, что стоимость горизонтальных скважин многократно выше стоимости волнового воздействия, а добыча с помощью горизонтальных скважин увеличивалась в 1,5–2 раза, в то время как после волнового воздействия – в 3,5–4 раза.

ТЕХНОЛОГИЯ УВЕЛИЧЕНИЯ КИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭНЕРГИИ НАПРАВЛЕННЫХ УПРУГИХ ВОЛН

Известные способы добычи нефти и ПНП заключаются в поддержании пластовых давлений законтурным, приконтурным и внутриконтурным заводнениями [5]. Их эффективность резко падает при пониженной природной проницаемости нефтяного пласта или с ее уменьшением в процессе разработки месторождения, что сопровождается резким снижением поглотительной способности законтурных и внутриконтурных скважин.

Увеличение нефтеотдачи продуктивных пластов в рассмотренной технологии достигается тем, что в способе разработки нефтяного месторождения, включающем вскрытие продуктивного пласта в соответствии с принятой системой разработки расчетным количеством эксплуатационных и нагнетательных скважин, их обсадку коррозионностойкими колоннами обсадных труб, оборудование скважин фильтрами, фонтанной арматурой и насосно-компрессорными трубами, выбор типа рабочей жидкости, обеспечивающей наиболее полное вытеснение нефти из пласта, закачку подобранной рабочей жидкости в нефтяной пласт через нагнетательные скважины и откачку нефти через эксплуатационные скважины, нагнетательные скважины оборудуют волновым излучателем, волновым отражателем и пакером. Через нагнетательные скважины в нефтяной пласт за контуры нефтеносности подают рабочую жидкость с одновременным наложением упругих волн с частотой от 0,5 до 80 Гц, волноводом для которых служит рабочая жидкость, движущаяся в насосно-компрессорных трубах. Упругие волны ориентируют волновыми отражателями в направлении эксплуатационных скважин по всему периметру контуров нефтеносности.

Главным условием правильной работы механизма гидроударного действия является стабильность частоты генерируемых колебаний, что обуславливается стабильностью числа оборотов вала генератора волн. Несоблюдение этого условия ведет к разгону генератора и к впадению всей системы в резонанс, при котором передача энергии прекращается.

На рисунке 1 приведена схема в плане разработки нефтяного пласта при нагнетании рабочей жидкости одновременно за внутренний и внешний контуры нефтеносности, а на рисунке 2 – схема волнового воздействия на нефтяной пласт через нагнетательную скважину.

Технология реализуется следующим образом. Нефтяной (продуктивный) пласт 1 вскрывают в соответствии с принятой системой разработки расчетным количеством эксплуатационных 2 и нагнетательных 3 скважин, обсаживают их коррозионностойкими колоннами обсадных труб, забойную часть скважин оборудуют фильтрами, а устье – фонтанной арматурой (на рисунках не показаны). Нагнетательные скважины 3 также оборудуют насосно-компрессорными трубами 4, волновыми излучателями 5, волновыми отражателями 6 и пакерами 7. Предварительно выбранной рабочей жидкостью 8, обеспечивающей наиболее полное вытеснение нефти из нефтяного пласта 1, заполняют насосно-компрессорные трубы 4 нагнетательных скважин 3. В качестве рабочей жидкости 8 может использоваться пластовая или техническая вода. Затем включают нагнетательные насосы (на рисунках не показаны) и волновые излучатели 5. Под действием давления нагнетания и наложенных упругих волн 9 частотой от 0,5 до 80 Гц, рабочую жидкость закачивают в нефтяной пласт 1 за внутренний 10 и внешний 11 контуры нефтеносности. При этом движущуюся в насосно-компрессорных трубах 4 рабочая жидкость 8, выполняет также функцию волновода, а установленные на уровне нефтяного пласта 1 волновые отражатели 6 обеспечивают преломление упругих волн 9 в межконтурное пространство нефтяного пласта 1 в направлении эксплуатационных скважин 2. Закачка рабочей жидкости 8 и волновое воздействие на зону нефтеносности нефтяного пласта 1 осуществляется по всему периметру внешнего и внутреннего контуров нефтеносности. В результате закачки рабочей жидкости за внутренний 10 и внешний 11 контуры нефтеносности обеспечивается продавливание нефти в эксплуатационные скважины 2. Волновое воздействие, обеспечивает равномерность продвижения внутреннего 10 и внешнего 11 контуров нефтеносности за счет создания проницаемости в геохимических барьерах и закольматированных зонах нефтяного пласта 1, а также предупреждает образование языков обводнения и целиков нефти, захваченных водой и/или рабочей жидкостью 8. При этом формируется равномерная проницаемость в межконтурном пространстве нефтяного пласта 1 с высвобождением и обеспечением продвижения к эксплуатационным скважинам объемов нефти, экранированных в застойных зонах. За счет снижения вязкости подвергаемой волновой обработке нефти, облегчается ее продвижение к эксплуатационным скважинам.

Изложенная технология в комплексе с методами гидрофобизации и водоизоляции призабойных зон продуктивных пластов [6, 7] позволит не только увеличить дебиты нефтяных и приемистость нагнетательных скважин, но и резко повысить КИН при разработке месторождений как традиционных, так и высоковязких тяжелых нефтей.

Всего на настоящий момент обработке ударными волнами были подвергнуты продуктивные пласты более чем в 50 скважинах. Работы проводились на предприятиях ОАО «Нижневартовскнефть», ОАО «Татнефть», ОАО «Пурнефтегазгеология», ОАО «Роснефть» и др. При проведении этих испытаний не отмечено ни одного случая прорыва обсадных и насосно-компрессорных труб, т.к. при скорости ударной волны 1350-1550 м/с трубы не успевают деформироваться и не разрушаются даже при очень высоких величинах импульсного давления.

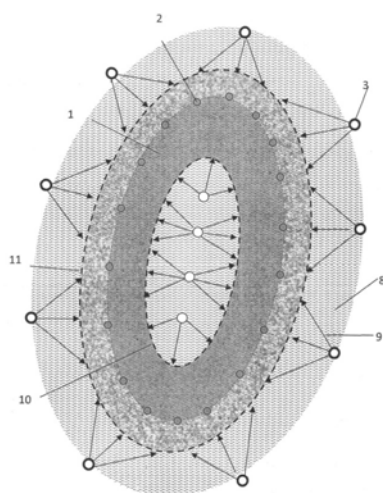


Рис. 1 Схема разработки нефтяного пласта

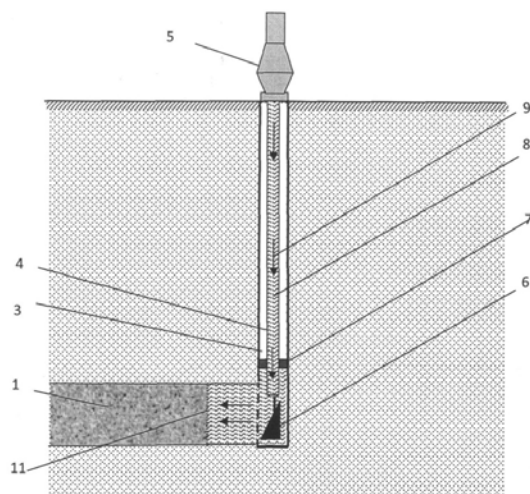


Рис. 2 Схема волнового воздействия на нефтяной пласт

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Технология увеличения дебитов нефтяных скважин с использованием энергии ударных волн высокоэффективна и может быть рекомендована для широкого промышленного освоения. Особое внимание следует обратить на ее очевидную перспективность в решении проблемы резкого повышения коэффициентов извлечения нефти. Развитие этого направления может составить серьезную альтернативу таким сложным и дорогостоящим методам, как гидроразрывы пластов и бурение горизонтально-разветвленных скважин.

Литература

1. *Богатов Б.А., Войтенко В.С., Киреев А.М.* Перспективы скважинной добычи полезных ископаемых в Беларуси.—Минск, УП «Технопринт», 2004.—258 с.
2. Сильвестров Л.К. Мировые запасы нефти и коэффициенты ее извлечения. Периодическое издание «Энергия: экономика, техника, экология», 10'2008.
3. *Кузнецов О.Л.* Интеллектуальные и природные ресурсы России как основа инновационной экономики страны. Вестник Российской академии естественных наук. Обществ.-научн. журнал, том 4, №2.—М.: издание РАЕН, 2004. с.5-10.
4. *Войтенко В.С., Груздилович Л.М., Киреев А.М., Смычник А.Д., Шемет С.Ф.* Колтюбинг: основы и практика применения в горном деле.—Минск; Юнипак, 2007.—584 с.
5. *Жданов М.А.* Нефтегазопромысловая геология.— Москва: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горнотопливной литературы, 1962.—535 с.
6. *Ланчаков Г.А., Дудов А.Н., Маринин В.И.* и др. Повышение эффективности ремонтно-изоляционных работ на скважинах Уренгойского месторождения.— М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005.—104 с.
7. Пат. 2172825 РФ. Гаджибеков Г.М., Бурмистров П.В., Хасаев Р.А. и др. Способ ограничения подошвенных вод и заколонных перетоков в эксплуатационных скважинах.