

РЕАНИМАЦИЯ ОТРАБОТАННЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ: ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

В.С. ВОЙТЕНКО, д. т. н., профессор, академик РАЕН, председатель Белорусского горного общества,

С.С. НОВИКОВ, генеральный директор ООО «ПКФ «Недра-С» (Астрахань)

При стандартных технологиях добычи нефти принятая сегодня консервативная величина средневзвешенного коэффициента извлечения нефти (КИН) для открытых традиционных месторождений нефти составляет 22%. Касательно же нетрадиционных запасов нефти его значение оценивается в 10%. То есть при традиционных подходах в недрах на отработанных или находящихся на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений остаются огромные запасы жидких углеводородов.

К примеру, по имеющейся оценке американских специалистов, только в Техасском регионе количество неизвлеченной традиционной нефти из таких месторождений превышает 200 млрд баррелей.

Нарушение темпов добычи нефти, часто необоснованные форсированные режимы привели к целому ряду отрицательных последствий: преждевременным прорывам пластовых вод к добывающим скважинам (доля воды в извлекаемой нефти достигает 70–80%, а в отдельных случаях 90 и более процентов); образованию изолированных водой участков залежей; снижению пластовых давлений и прекращению фонтанной добычи нефти (доля фонтанирующих скважин часто не превышает 10% от действующего фонда); необратимым изменениям свойств насыщенных коллекторов и др. В результате миллиарды тонн нефти остаются в недрах и не могут быть извлечены при стандартных технологиях разработки месторождений. Проблема надежного выделения экранированной (погребенной) нефти пока остается нерешенной.

Все труднее и все с большими капиталовложениями приходится компенсировать добычу нефти приростом запасов. Причем открываемые месторождения характеризуются все меньшими и меньшими запасами с преобладанием низкопроницаемых коллекторов и доли трудноизвлекаемых нефтей, в том числе тяжелых высоковязких.

При традиционных технологиях поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений все эти факторы все больше не только осложняют проблему удовлетворения возрастающего спроса на нефть, но и предопределяют тенденцию к падению годовой добычи нефти.

Между тем разведанные к настоящему времени в пределах континентальной суши мировые запасы нефти ненадолго обеспечат растущие

потребности людей. По мнению вице-президента РАЕН академика Е.А. Козловского, ее хватит на 40 лет. Причем, по утверждению специалистов, интенсивность потребления нефти в ближайшие 50 лет увеличится в 2,0–2,2 раза. При стандартных подходах это потребует увеличения объемов буровых работ (самой капиталоемкой части разведки и добычи нефти) более чем в 5 раз.

Таким образом, мир уже сегодня, возможно, находится на пороге «нефтяного голода». К слову сказать, такое же положение характерно в целом практически для всех минерально-сырьевых ресурсов жизнеобеспечения.

Для решения проблемы могут быть задействованы несколько подходов.

Первый из них заключается в наращивании добычи нефти за счет форсирования работы эксплуатационного фонда скважин и повышения темпов отбора жидкости. Однако однозначно можно констатировать, что такой подход только усугубит положение – приведет к резкому снижению КИН.

Второй путь предполагает компенсацию добычи приростом промышленных запасов. При традиционных решениях и применяемых нынче технологиях разведки, бурения и разработки месторождений для его осуществления потребуются большой объем капитальных затрат и организационно-технических мероприятий. Необходимо будет бурить тысячи добывающих скважин с общим объемом проходки горных пород, исчисляемым десятками миллионов метров. Исходя из реальной ситуации, такой подход следует оценивать как малоперспективный.

Наиболее эффективным и одновременно реальным является третий подход, при котором задачу поддержания топливно-энергетического ресурса на жизненно необходимом уровне предусматривается решить на основе научно-технического прогресса – за счет промышленного освоения уже разработанных высоких («прорывных») технологий поиска, разведки, добычи и высококоррентабельной переработки нефтей разных категорий. В этом случае будет не только предотвращено снижение уровня добычи, но и при минимальных затратах обеспечен его устойчивый подъем за счет возврата на уже отработанные месторождения, разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами, в том числе и тяжелой (высоковязкой) нефти.

МИРОВАЯ ПРАКТИКА И ТЕНДЕНЦИИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

Современное мировое потребление нефти составляет 1600 млн м³ в год, что составляет 8% от открытых и доказанных запасов, а мировая ресурсная база традиционных месторождений равна 1 557 000 млн м³, нетрадиционных месторождений (нефтеносные пески) 47 7000 млн м³. Причем ресурсная база определена как количество нефти с доказанными запасами в естественном залегании.

В перспективе целью нефтедобычи является повышение КИН до 70% от ресурсной базы традиционных месторождений нефти (МН) и 30–50% нетрадиционных нефтей – сверхтяжелых, высоковязких. Единственный реальный путь достижения этой цели – повышение нефтеотдачи с применением инновационных технологий.

Целью усилий при этом является каждый дополнительный процент извлечения обширных открытых запасов нефти и добычи нефти из отработанных коллекторов.

Следует отметить, что надежность поставок нефти будет зависеть от продолжающейся и нарастающей разработки месторождений Среднего Востока, Северной Африки, нетрадиционных месторождений, новых месторождений на морском шельфе и труднодоступных нефтеносных бассейнов.

Насколько конкурентоспособны современные методы повышения нефтеотдачи? Экономика поиска новых месторождений в большинстве регионов мира фактически выглядит намного привлекательнее, чем «выжимание» остатков нефти из старых выработанных месторождений. Однако эта ситуация временная. Она характерна для стран – экспортеров нефти с огромными доказанными и извлекаемыми запасами (Россия, Саудовская Аравия), и, как показывает практика, экстенсивный путь развития добычи (имеется в виду форсированная добыча – задача как можно в более короткий срок получить максимальную прибыль) не выход из ситуации, так как огромное количество нефти просто по причине «аппетитов» остается в пластах.

Дальнейшая мировая добыча нефти зависит от глобального осредненного коэффициента извлечения нефти, т.е. доли технически извлекаемой нефти от всего ее количества, находящегося в недрах (табл. 1). Первый этап добычи нефти зависит от наличия, состояния и вида природной пластовой энергии в естественном залегании.

В большинстве нефтеносных коллекторов мира наиболее распространенной движущей силой процесса добычи нефти является вытеснение ее растворенным газом. Данная технология обеспечивает извлечение до 20% от общего объема нефти в коллекторе.

Этот первичный процесс добычи обычно дополняется на раннем этапе разработки

Таблица 1 – Ожидаемые коэффициенты извлечения нефти (КИН)

Этапы и способы разработки	КИН, %
Первичные методы	
Упругий режим (нефти, воды, вмещающих пород)	<5
Самовытеснение растворенным газом	<20
Вытеснение естественной головной «шапкой»	<30
Гравитационный дренаж (сток к скважине за счет депрессии)	<40
Естественный водонапорный режим (вытеснение подземными водами, стекающими под слой нефти)	<60
Вторичные методы	
Рециркуляция газа (закачки в коллектор отделенного на поверхности от нефти газа, а также дополнительно нагнетаемого газа)	<70
Принудительное заводнение (нагнетание по контуру нагнетательных скважин с поверхности) и др.	
Третичные методы	
Термические (паровой прогрев пласта, внутрипластовое горение, закачка горячей воды)	<80
Смесительные (закачка углекислоты, углеводородных газов, дымовых и/или выхлопных газов). Закачка химических реагентов (полимеров, ПАВ) и др.	

методами вторичной разработки, состоящими в повторной закачке в коллектор газа (так называемый сайклинг-процесс, или циклический процесс) и принудительном заводнении.

По приблизительной оценке, треть нефтеносных коллекторов в мире эксплуатируется на естественном заводнении за счет притока в коллектор подземных вод. Если процессы вторичного извлечения нефти применяются с начала добычи, а это ныне 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.

Самой успешной из этих технологий для добычи нефти средней и малой плотностей является вытеснение углекислым газом. Тридцатилетний опыт применения в США показывает, что после принудительного заводнения удается извлечь дополнительно от 7 до 15% нефти в зависимости от ее вязкости, проницаемости коллектора, глубины его залегания и применяемого метода повышения нефтеотдачи.

Массированные закачки в нефтеносные пласты таких веществ, как вода или газ, повышающих естественную энергию (давление) коллектора, не были нормой до 1960-х годов. Но даже теперь для применения этих методов обычно выбирают лишь крупномасштабные коллекторы.

Более того, не все технологии повышения нефтеотдачи применимы ко всем коллекторам и типам нефти. Как следствие, много нефтяных коллекторов, особенно небольших и средних по запасам, дающих около половины мировой добычи нефти, остаются без применения вторичных методов извлечения.

Как правило, коэффициент извлечения нефти КИН = 15–20%, соответствующий механизму самовытеснения нефти растворенными или скопившимися над ее поверхностью в коллекторе углеводородными и сопутствующими им газами, обычно служит исходной оценкой возможных объемов добычи нефти для вновь открытых месторождений до тех пор, пока не будут рассмотрены другие методы добычи. Хорошим примером завышения извлекаемых запасов служит сертификация открытого на шельфе Китая нефтяного месторождения Наилу. Вначале компания «Петро-Чайна» установила для него КИН 40%, но позднее понизила его до 20%.

В литературе приводится несколько статистических оценок возможных КИН в интервале от 27 до 35%. Министерство геологии США определило средний КИН = 40%.

Средневзвешенный КИН для шельфа Северного моря равен 46% – наивысшее в мире значение достигнуто благодаря впечатляющему

Решение проблемы увеличения добычи нефти сегодня прежде всего должно быть связано не с компенсацией добычи приростом запасов, а с промышленным освоением прорывных технологий, позволяющих не только резко повысить эффективность геологоразведочных работ, но и увеличить КИН как минимум до 70%.

применению вторичных методов разработки в течение всего срока эксплуатации месторождений. Примером одного из самых лучших месторождений является Статфьорд с КИН = 66%.

По прогнозам, на месторождении Прадхо-Бэй на Аляске будет достигнут КИН = 47%, благодаря рано начатым закачкам газа и воды, вслед за которыми закачивали смешивающиеся с нефтью углеводородные газы.

Опыт разработки месторождений Северного моря показал, что из коллекторов с запоздавшей программой ППД удастся извлечь на 10% нефти

меньше, чем из месторождений, на которых такая программа применена с начала разработки.

Накопленная мировая добыча нефти еще не достигла половины извлекаемых запасов, и, хотя «сливки» нефтедобычи сняты, а остаточные (худшие по условиям залегания и качеству) запасы потребуют для добычи значительно больших усилий и затрат, широкие возможности для разработок и применения новых методов, повышение нефтеотдачи сохранится на длительную перспективу.

Приведенный краткий анализ показывает, что решение проблемы увеличения добычи нефти сегодня прежде всего должно быть связано не с компенсацией добычи приростом запасов, а с промышленным освоением прорывных технологий, позволяющих не только резко повысить эффективность геологоразведочных работ, но и увеличить КИН как минимум до 70%.

Такие технологии в настоящее время разработаны, некоторые из них, на наш взгляд, наиболее перспективные для решения обозначенной проблемы, мы рассмотрим подробнее.

ПРОРЫВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ВНУТРИСКВАЖИННЫХ РАБОТ, УВЕЛИЧЕНИЯ ДЕБИТОВ СКВАЖИН И КИН

КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

В нефтегазовом комплексе к прорывным технологиям можно однозначно отнести колтюбинговые, которые позволяют коренным образом изменить подходы не только к поиску,

но и к добыче нефти и газа.

Их привлекательность обеспечивается коммерческим успехом, техническим, экономическим, экологическим и социальным эффектом.

Коммерческий успех предопределяется многофункциональностью колтюбинговых установок, позволяющих успешно удовлетворять самые различные

требования заказчика. Сегодня с их помощью в нефтегазовом комплексе можно осуществлять более сотни разнообразных операций при исследовании, капитальном ремонте и бурении скважин.

Технический эффект обеспечивается возможностью проведения внутрискважинных работ без предварительного их глушения, исключения присущих традиционным методам трудоемких работ при СПО; возможностью выполнения различных работ в сильно искривленных скважинах и успешностью бурения на депрессии боковых, дополнительных

и горизонтально-разветвленных стволов, а также заканчивании скважин с сохранением коллекторских свойств нефтегазовых пластов.

Экологический эффект заключается в уменьшении вредного воздействия на биосферу за счет обеспечения герметичности циркуляционной системы, уменьшения объемов буровых растворов и рабочих жидкостей, резкого уменьшения опасности возникновения открытых нефтегазовых фонтанов.

Экономический эффект убедительно иллюстрируется следующими примерами из промышленной практики.

Так, применение колтюбинговых технологий позволяет повысить в 2–10 раз производительность труда и снизить себестоимость работ на большом круге операций внутрискважинных работ. Наиболее значительный эффект колтюбинга – при бурении. Возможность вскрытия продуктивных пластов на депрессии позволяет сохранять их природные коллекторские свойства, чем обеспечивается многократное (в 5–10 и более раз) увеличение дебитов скважин.

Особенно перспективным является применение колтюбинговых агрегатов при бурении боковых и горизонтально-разветвленных дополнительных стволов при восстановлении бездействующих и малодебитных скважин на поздней стадии разработки истощенных месторождений, вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов и возврата на уже отработанные нефтегазовые залежи.

По имеющейся оценке, применение колтюбинговых технологий позволяет уже сегодня вовлечь в разработку значительную часть, а в перспективе – практически все забалансовые запасы углеводородов и дополнительно добывать только в России до 50 млн тонн нефти и до 30 млрд м³ газа ежегодно.

Еще одно весомое преимущество: зачем бурить новую скважину, если можно «реанимировать» старую, затратив при этом гораздо меньше ресурсов? То есть расконсервирование скважин и бурение из них на депрессии – один из самых перспективных вариантов использования колтюбинговых технологий. Как мы отмечали, при традиционных подходах в недрах на отработанных или находящихся на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений остаются огромные запасы углеводородов. По имеющейся оценке, только в США количество неизвлеченной нефти из таких месторождений составляет 218 млрд баррелей. При решении проблемы доступа к этим запасам американские ученые пришли к выводу, что наиболее выгодный путь заключается в бурении микроскважин (диаметром менее 4^{3/4}) между существующими и из стволов ранее пробуренных и отработанных скважин. Есть примеры бурения более сотни боковых стволов диаметром 2^{1/2} из существующей

скважины с увеличением дебита нефти с 3000 до 8000–10 000 баррелей в сутки.

УВЕЛИЧЕНИЕ ДЕБИТОВ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭНЕРГИИ УДАРНЫХ ВОЛН

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, представляющими 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.

Во всех этих случаях поток энергии во внешнюю среду, как правило, незначителен и им можно пренебречь. Буровая скважина является наглядным примером акустического волновода.

В скважине с зацементированной обсадной колонной распространяются те же типы волн, что и в открытом стволе. Обсадная колонна и цементное кольцо представляют собой два тонких слоя на поверхности стенки скважины, толщина которых много меньше длин продольных и поперечных волн.

Энергетической характеристикой упругих (звуковых) волн является интенсивность звука – энергия, переносимая звуковой волной через единицу поверхности, перпендикулярную направлению распространения волны в единицу времени. Интенсивность звука зависит от амплитуды звукового давления, свойств среды и формы волны.

При распространении звуковой волны в заданном направлении происходит постепенное ее затухание, то есть уменьшение интенсивности и амплитуды. При этом поглощение звука заметно возрастает с увеличением его частоты. Поэтому высокочастотный ультразвук (частота выше 20 000 Гц) и гиперзвук (частота в диапазоне от 109 до 1012–1013 Гц) распространяются, как правило, лишь на очень малые расстояния, часто всего на несколько сантиметров.

В атмосфере, в водной среде и земной коре дальше всего распространяются низкочастотные инфразвуковые волны (частота ниже 16 Гц). Исследования подтверждают, что при воздействии низкочастотными ударными



волнами импульсы давления распространяются в пласте на 500 метров, а в некоторых случаях до нескольких километров от источника излучения. Воздействие на пласт мощными ударными волнами с частотой 0,5–80 Гц перекрывает весь спектр резонансных частот практически всех типов коллекторов.

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 даже 1000 МПа. Чем больше скорость движения жидкости, ее плотность, а также скорость распространения ударной волны (больше «жесткость» волновода), тем больше величина ударного повышения давления $P_{\text{удар}} = w \cdot \rho \cdot C_{\text{удар}}$, где w – скорость жидкости до остановки; ρ – плотность жидкости; $C_{\text{удар}}$ – путь ударной волны за одну секунду (скорость ударной волны).

В жидкостях распространяются только продольные волны, а в твердых средах – продольные и поперечные. Их природа определяется колебаниями частиц среды относительно направления распространения волны. В продольной волне частицы колеблются в направлении распространения волны, в поперечной – перпендикулярно ему.

Так как плоскость, перпендикулярная направлению распространения волны, имеет две координаты, то поперечная волна может быть поляризована двояко. Поляризуемость волны проявляется в анизотропных средах, к которым могут быть отнесены практически все продуктивные коллекторы.

Например, в трещиноватых породах скорость распространения волны и ее интенсивность больше вдоль преобладающей системы трещин (трещины гидравлического разрыва пласта) и меньше в направлении, перпендикулярном трещиноватости.

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

Генерируемые в пласте колебания должны по возможности соответствовать частоте естественных колебаний скелета породы и насыщающих флюидов. 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 в связи с разными ускорениями, что способствует выделению теплоты, которая, в свою очередь, снижает их поверхностное натяжение.

Благодаря колебаниям освобождается защемленный газ, способствующий проявлению эффекта газлифта 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 нефтегазовые коллекторы, необходим градиент давления примерно 2,0–3,0 МПа/м, а трещиноватых – 1,0–1,5 МПа/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 распатывать, выламывать и выкрашивать ее частицы. Оторванные твердые частицы в струе жидкости являются абразивом и могут выполнять функции проппанта.

Следует обратить внимание еще на одно немаловажное обстоятельство. 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, несомненно, может быть с высокой эффективностью использовано в практике увеличения нефтеотдачи пластов. Таким образом, при одновременной обработке мощными ударными

Таблица 2

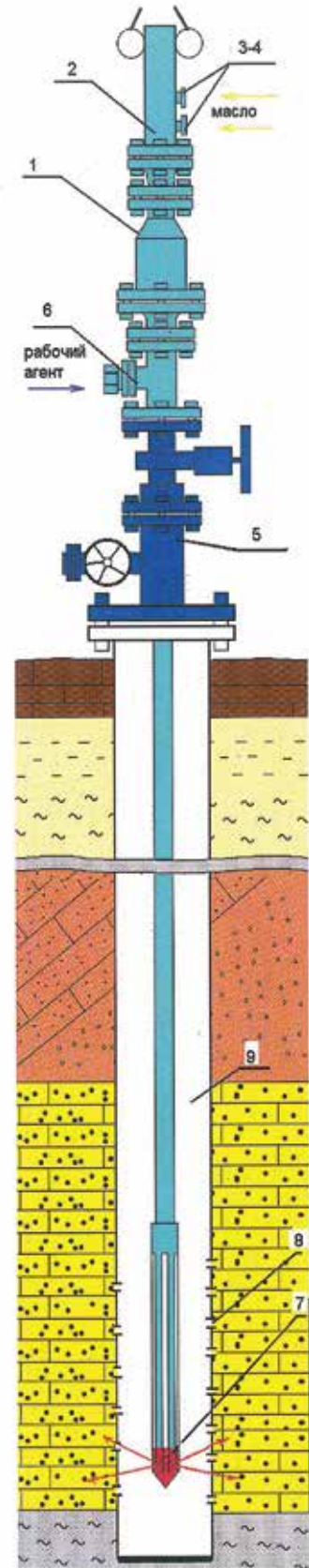
№ п/п	Формулировка задачи	Комплекс геофизических исследований
1	Определение характера насыщения пластов-коллекторов как в открытых, так и в обсаженных стволах	ТК ГАК, термометрия
2	Определение флюидоотдающих интервалов (профиль потока), текущего нефтегазонасыщения	ТК ГАК, термометрия
3	Определение поглощающих интервалов промывочной жидкости в открытом стволе	ТК ГАК, термометрия, манометрия
4	Определение негерметичности промежуточных и эксплуатационных колонн, их башмаков, муфт ступенчатого цементирования и других элементов подземного оборудования, а также толщин стенок колонны и дефектов (нарушений), если они имеются в наличии	ТК ГАК, магнитоимпульсная дефектоскопия-толщинометрия
5	Определение текущего местоположения контактов нефть-вода, нефть-газ, газ-вода	ТК ГАК
6	Определение интервалов активного воздействия высокопластичных пород (солей, увлажненных глин) на обсадные колонны	ТК ГАК магнитоимпульсная дефектоскопия-толщинометрия
7	Определение интервалов заколонных и межколонных перетоков жидкостей, газов и их смеси	ТК ГАК, термометрия
8	Определение местоположения скопления углеводородов в межколонных и заколонных пространствах	ТК ГАК, термометрия

волнами определенного числа скважин, в том числе и нагнетательных, на месторождении можно достигнуть две цели: во-первых, расширить контуры питания скважин за счет увеличения проницаемости коллектора и, во-вторых, улучшить фильтрационную способность самой нефти (за счет снижения ее вязкости). В итоге такое воздействие может привести не только к увеличению дебитов скважин, но и к повышению коэффициента извлечения нефти в целом по месторождению.

Изложенное было положено в основу 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). Следует подчеркнуть, что ТК ГАК самостоятельно или в комплексе с другими методами позволяет решать обширный круг задач при интенсификации притоков, оценке технического состояния скважин и контроле над разработкой нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений,

что иллюстрируется данными приведенными в табл. 2.

Генератор силовых волн, смонтированный на устье скважины, по волноводу (НКТ, которые позволяют создавать неразрывный поток жидкости при любых ее уровнях в скважине), заполненному технологическим раствором (рабочим агентом), посылает волну сжатия заданной направленности.



1. Корпус генератора;
2. Гидромолот (пневмомолот);
- 3-4. Линии подачи – сброс масла, воздуха со станции управления;
5. Устье скважины;
6. Подача рабочего агента от ЦА – 320; ЦЫ-10;
7. Контейнер-отражатель;
8. Зона перфорации;
9. Волновод (НКТ).

**Рисунок 1 –
Схема монтажа генератора упругих волн УГСВ-3**

Таблица 3 – Характеристики генераторов силовых волн

Характеристика	УГСВ-3	УГСВ-1
Мощность (кДж)	3	0,13
Энергия волны (Дж)	5–1500	До 1
Глубина скважины (м)	5000	1500
Рабочий агент	Жидкость, неспособная кольматировать пласт	Вода
Радиус действия волны (м)	До 400	До 150
Шаг обработки (м)	0,5–1,5	0,5–1,5
Интервал обработки	Без ограничений	Без ограничений
Привод генератора	Дизель + НШ-100	Компрессор P = 0,7–1,0 МПа, Q = 10–20 м ³ /мин
Привязка отражателя к подошве продуктивного горизонта	Геофизическими методами ТК ГАК, ГК	По мере инструмента

Сформированная волна проходит по волноводу, разворачивается на отражателе и попадает в пласт. Она продвигается по пласту одновременно с жидкостью, которая подается цементировочным агрегатом. Обработка пласта может производиться либо снизу вверх, либо сверху вниз с интервалом (шагом) 0,5–1,5 метра. После обработки, как правило, 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 коэффициенту полезного воздействия на продуктивный пласт. Потери на затухание волны при этом 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 следующие:

- простоту оборудования;
- несложность монтажа из-за размещения оборудования на устье скважины;
- противобойную безопасность (оборудование можно монтировать на ПВО (противовыбросовое оборудование) 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;

- равномерную обработку 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);
- очистку внутренней поверхности НКТ во время обработки, в результате этого обеспечивается хорошее прохождение приборов ГИС (геофизических исследований) при контроле над разработкой месторождений;
- отсутствие высоких давлений в скважине и нежелательных побочных явлений;
- возможность (в отличие от всех других способов) включения «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 строительства горизонтальных скважин с волновым разуплотнением пласта в различных регионах России показало, что стоимость горизонтальных скважин многократно выше стоимости волнового воздействия, а добыча с их помощью увеличивалась в 1,5–2 раза, в то время как после волнового воздействия – в 3,5–4 раза.

Всего обработке ударными волнами были подвергнуты продуктивные пласты более чем в 200 скважинах различного назначения. Работы проводились на предприятиях ОАО «Нижневартовскнефтегаз», ОАО «Татнефть», ОАО «Пурнефтегазгеология», ОАО «Роснефть» и др.

Необходимо подчеркнуть, что при проведении этих испытаний не было отмечено ни одного случая нарушения обсадных и насосно-компрессорных труб. При скорости ударной волны 1350–1550 м/с трубы не успевают деформироваться и не разрушаются даже при очень высоких величинах импульсного давления.

Волновая обработка в комплексе с колтюбинговыми технологиями и методами гидрофобизации призабойных зон продуктивных пластов позволит не только увеличить дебит нефтяных и приемистость нагнетательных скважин, но и резко повысить КИН при разработке месторождений как традиционных, так и высоковязких тяжелых нефтей. И, кроме того, успешно с высокой эффективностью осуществлять повторную разработку уже отработанных месторождений нефти.

Рентабельность добычи тяжелых нефтей может быть существенно увеличена, если разработку месторождения рассматривать комплексно, т.е. в сочетании с переработкой нефти на предлагаемых энергетических установках нового поколения. ©