

ГЕОТЕХНОЛОГИЯ

УДК 622.016.25

**ПЕРСПЕКТИВЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ГОДОВЫХ ОБЪЕМОВ
ДОБЫЧИ НЕФТИ В БЕЛАРУСИ**

Войтенко В.С. (ООО «Белорусское горное общество», г. Минск, Беларусь),
Силков Р.А. (УО «Белорусский национальный технический университет», г. Минск,
Беларусь), Смычник А.Д., Шемет С.Ф. (ОАО «Белгорхимпром», г. Минск, Беларусь)

Проанализировано современное состояние нефтедобычи в мире и Республике Беларусь. Показано, что наиболее перспективным направлением является освоение новых технологий поиска, разведки и добычи нефтей разных категорий. Дана характеристика методов выявления и трехмерного картирования зон открытой микротрещиноватости на глубинах до 5000 метров, воздействия на продуктивную залежь энергией ударных волн, применения колтюбинга.

Введение

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 эксплуатируются с 1965-1970 гг. и в настоящее время находятся в завершающей стадии разработки. Выработанность по ним составляет более 60 %, а доля воды в извлекаемой жидкости достигает 70-80 %, а в отдельных случаях и 90 %. Снижение пластовых давлений по большинству залежей явилось причиной резкого сокращения фонтанных скважин.

Следует также отметить, что в остаточных промышленных запасах доля трудно извлекаемых высоковязких (тяжелых) нефтей составляет 48,8 % и непрерывно возрастает.

Компенсация добычи нефти приростом запасов за последние годы не превышает 60 %. Причем открываемые месторождения характеризуются небольшими запасами (до 200-300 тыс. т) с преобладанием доли трудно извлекаемых нефтей, низко проницаемых коллекторов.

При традиционных технологиях поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений все эти факторы предопределяют тенденцию к падению годовой добычи нефти. Для выхода из создавшейся ситуации 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 можно однозначно констатировать, что такой подход только усугубит положение

– приведет к ситуации, аналогичной 1970-1975 гг., но с еще более серьезными негативными последствиями.

Второй путь предполагает компенсацию добычи приростом промышленных запасов: при ежегодной добыче нефти в количестве 1,8 млн. т прирост должен быть также не менее 1,8 млн. т, то есть он должен превосходить сегодняшний уровень компенсации (около 1 млн. т) примерно в два раза. При традиционных решениях и применяемых нынче в Беларуси технологиях поиска и разведки, строительства геологоразведочных и эксплуатационных скважин, а также разработки месторождений потребуются огромный объем капитальных затрат и организационно-технических мероприятий.

Так, только для обеспечения дополнительного (более 1 млн. т ежегодно) прироста запасов нефти потребуются создать геологоразведочные структуры, практически равные уже существующим в республике подразделениям. А для того, чтобы поднять добычу до требуемого уровня, необходимо будет пробурить сотни добывающих и нагнетательных скважин с общим объемом проходки более полумиллиона метров горных пород. Исходя из реальной ситуации, такой подход следует оценить как неперспективный.

Наиболее реальным и эффективным является третий подход. Здесь задачу поддержания топливно-энергетического уровня Беларуси на жизненно необходимом уровне предусматривается решить на основе научно-технического прогресса – за счет разработки и промышленного освоения 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. Кроме того, что особенно важно, владея такими технологиями можно было бы брать на выгодных условиях в разработку в ближнем и дальнем зарубежье месторождения нефти с трудно извлекаемыми запасами (хороший пример тому Венесуэла).

С этой точки зрения полезно рассмотреть мировые проблемы и тенденции нефтедобывающей промышленности [2].

Анализ состояния нефтедобычи в мире и тенденции нефтедобывающей промышленности

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 1557000 млн. м³, нетрадиционных месторождений (нефтеносные пески) 477000 млн. м³. Причем ресурсная база определена как количество нефти с доказанными запасами в естественном залегании. Для ее оценки принята консервативная величина средневзвешенного коэффициента извлечения нефти КИН = 22 % для открытых традиционных месторождений нефти.

Касательно нетрадиционных запасов нефти можно отметить, что только в нефтяных песках Канады и Венесуэлы (двух крупнейших скоплениях) запасы оцениваются в 477000 млн. м³; доказанные запасы равны 47700 млн. м³ и соответствуют коэффициенту извлечения нефти КИН = 10 %, достигнутому в настоящее время и ожидаемому в недалеком будущем. Огромные запасы нетрадиционной нефти в сланцах открыты повсеместно в мире, однако в лучшем случае их можно учесть как потенциальные запасы, т.к. пока не подтверждена возможность ее экономически выгодного извлечения.

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 отработываемых 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 ввиду форсированная добыча – задача как можно в более короткий срок получить максимальную прибыль) не выход из ситуации, т.к. огромное количество нефти просто по причине «аппетитов» остается в пластах.

В 2006 году средние удельные мировые затраты на разведку и разработку новых МН составили 90,6 долл/м³, подскочив за год на 29 %. Дополнительные удельные затраты на разработку высокообводненных месторождений в режиме поддержания пластового давления (ППД) путем закачки в продуктивные пласты воды или газа (создание «водяной подушки» под нефтью или «газовой шапки» над нефтью) составляют от 25,1 до 37,7 долл/м³ при удельных затратах на добычу в интервале от 18,85 до 25,1 долл/м³.

Для нетрадиционных месторождений нефти затраты на разработку в последних по времени проектах по нефтяным пескам Канады и Венесуэлы лежат в пределах от 27 до 39,3 долл/м³. Затраты на добычу равны 37,7 долл/м³ для «холодных» и 107 долл/м³ для «горячих» способов закачки в коллектор водяного пара.

В то же время затраты на разработку месторождений методами повышения нефтеотдачи равны почти 12,55 долл/м³, несколько меняясь в зависимости от месторасположения месторождения, глубины скважин, количества существующих скважин, которые можно переводить из разряда добывающих (эксплуатационных) в разряд нагнетательных, источников нагнетаемой углекислоты, вибро-волнового воздействия и другие.

Но затраты на повышение нефтеотдачи сверх обычных эксплуатационных затрат могут весьма сильно зависеть от цен на химреагенты, производство пара на природном газе (около 63 долл/м³ дополнительно добытой нефти) и примерно такие же затраты на закачиваемую в нефтеносный коллектор углекислоту. Стоит отметить в данном аспекте целесообразность использования волновых технологий как наиболее экономичных и рентабельных (необходимо лишь периодическое техническое обслуживание).

Налоговые льготы на закачку в недра углекислоты (вместо выбросов ее в атмосферу) могут в дальнейшем снизить затраты на инфраструктуру, связанную с такими процедурами и доставкой углекислоты от места производства до месторождения, особенно на морском шельфе.

Сегодня нижний предел дополнительных затрат на повышение нефтеотдачи вполне конкурентоспособен с затратами на прирост запасов, которые в 2006 году составляли в среднем 81 долл/м³ дополнительно добываемой нефти.

Дальнейшая мировая добыча нефти зависит от глобально осредненного коэффициента извлечения нефти, т.е. доли технически извлекаемой нефти от всего ее количества, находящегося в недрах (таблица 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, которое обеспечивает извлечение до 20 % от общего объема нефти в коллекторе.

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 газовой «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, также дополнительно нагнетаемого газа)	<70
Принудительное заводнение (нагнетание по контуру нагнетательных скважин воды с поверхности) и др.	
Третичные методы	
Термические (паровой прогрев пласта, внутрислоевого горение, закачка горячей воды)	<80
Смесительные (закачка углекислоты, углеводородных газов, дымовых и/или выхлопных газов). Закачка химических реагентов (полимеров, ПАВ) и др.	

Этот первичный процесс добычи обычно дополняется на раннем этапе разработки методами вторичной разработки, состоящими в повторной закачке в коллектор газа (так называемый «сайклинг-процесс» или циклический процесс) и принудительном заводнении.

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 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 углекислотой. 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 последняя сертификация открытого на шельфе Китая нефтяного месторождения Нанлу. 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 %. Мингеологии США определило средний КИН = 40 %.

Средневзвешенный КИН для шельфа Северного моря равен 46 % наивысшее в мире значение благодаря впечатляющему применению вторичных методов разработки в течение всего срока эксплуатации месторождений. Примером одного из самых лучших месторождений является Статфиорд с КИН = 66 %.

По прогнозам, на месторождении Прадхобэй 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, повышения нефтеотдачи сохранятся на длительную перспективу.

Приведенный краткий анализ показывает, что решение проблемы увеличения добычи нефти в Беларуси сегодня, прежде всего, должно быть связано не с компенсацией добычи приростом запасов, а с промышленным освоением технологий, позволяющих не только резко повысить эффективность геологоразведочных работ, но и увеличить КИН (коэффициент извлечения нефти), 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.

Выявление и трехмерное картирование в горном массиве зон открытой микротрещиноватости на глубинах до 5000 метров

Технология, решающая одну из ключевых проблем современной нефтегазовой геологии, физически основана на регистрации на поверхности земли и оценке энергии рассеянных сейсмических и акустических волн, ранее не использовавшихся в геофизике. Она используется при решении задач оптимизации поиска, разведки и разработки нефтегазовых месторождений.

Эффективность ее достаточно убедительно иллюстрируется примером, который приведен в докладе президента РАЕН О.Л. Кузнецова [3], касающимся перспектив

применения сейсмического локатора бокового обзора – СЛБО в нефтедобывающей промышленности. Продуктом СЛБО является информация о трехмерном поле индекса открытой трещиноватости геосреды.

На основании информации о пространственном распределении трещиноватости на месторождении можно значительно сократить количество скважин, так как при этом исключается бурение скважин с нулевой и нерентабельной перспективами добычи. А разработка месторождения становится более эффективной, потому что она осуществляется на основе детальных моделей неравномерного распределения фильтрационно-емкостных свойств коллектора.

Целесообразность использования информации, получаемой с помощью «прорывной» технологии СЛБО, показана на двух примерах.

Пример первый. Сегодня компания «Славнефть» осуществляет разведку на Куюмбинском месторождении (Восточная Сибирь) и бурение скважин производит только в зонах интенсивной трещиноватости, выявленных СЛБО, получая в каждой скважине притоки нефти до нескольких сотен тонн в сутки. Так, в субвертикальной зоне трещиноватости скважина № 219 дала максимальный приток нефти (около одной тысячи тонн).

Для сравнения южнее в аналогичных геологических условиях на Юрубчанском месторождении компания «ЮКОС» выполняет работы по стандартной технологии (бурение скважин по квадратной сетке 6 x 6 км). В последние годы здесь было пробурено 7 скважин (стоимостью несколько миллионов долларов каждая) и только в одной из них был получен приток нефти с дебитом ~3 т/сут.

Пример второй. В Западной Сибири на Северо-Демьяновском месторождении Тюменской нефтяной компанией целенаправленно была пробурена скважина № 30 в выявленной зоне аномально высокой трещиноватости, имеющей субвертикальную форму с корнями глубокого залегания. При этом был получен фонтанный приток нефти из баженовских отложений с дебитом ~300 т/сут, что в десятки раз превышает дебиты скважин не только на этом месторождении, но и во всем Демьяновском нефтедобывающем районе из баженовских отложений.

Эти примеры – достаточно наглядное сопоставление результатов применения «прорывной» и стандартной технологий.

Колтюбинговые технологии

В нефтегазовом комплексе к «прорывным» технологиям можно однозначно отнести и колтюбинговые, которые позволяют коренным образом изменить подходы не только к поиску, но и к добыче нефти и газа [4].

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 закачивания 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 промысловой 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 наблюдается при колтюбинговом бурении. Возможность вскрытия продуктивных пластов на принципах 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. При традиционных подходах в недрах на отработанных или находящихся на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений остаются огромные (70-80 %) 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 $4\frac{3}{4}$) между существующими и из стволов ранее пробуренных и отработанных скважин. Есть примеры бурения более сотни боковых стволов диаметром $2\frac{1}{2}$ из существующей многоствольной скважины с увеличением дебита нефти с 3000 до 8000-10000 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 20000 Гц) и гиперзвук (частота в диапазоне от 10^9 до $10^{12} - 10^{13}$ 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 сотни 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 [4]. 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 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.

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 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 ПКФ «Недра-С» 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 убедительно иллюстрируется данными, приведенными в таблице 2 и на рисунке 1.

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. При этом в диапазоне частот 100-500 Гц обнаруживается движение высокопластичных пород и пластовой воды. В диапазоне частот 500-5000 Гц происходит вибрация при движении углеводородов (вибрация в частотном диапазоне 500-1500 Гц соответствует движению жидких углеводородов, а в диапазоне 2500-5000 Гц – движению газа).

Из всех дополнительных геофизических методов ТК ГАК в настоящее время является наиболее информативным и позволяет решать многие геологические, технологические и технические вопросы при строительстве скважин и разработке месторождений.

Таблица 2 – Задачи, решаемые с помощью трехкомпонентного геоакустического каротажа

№ 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

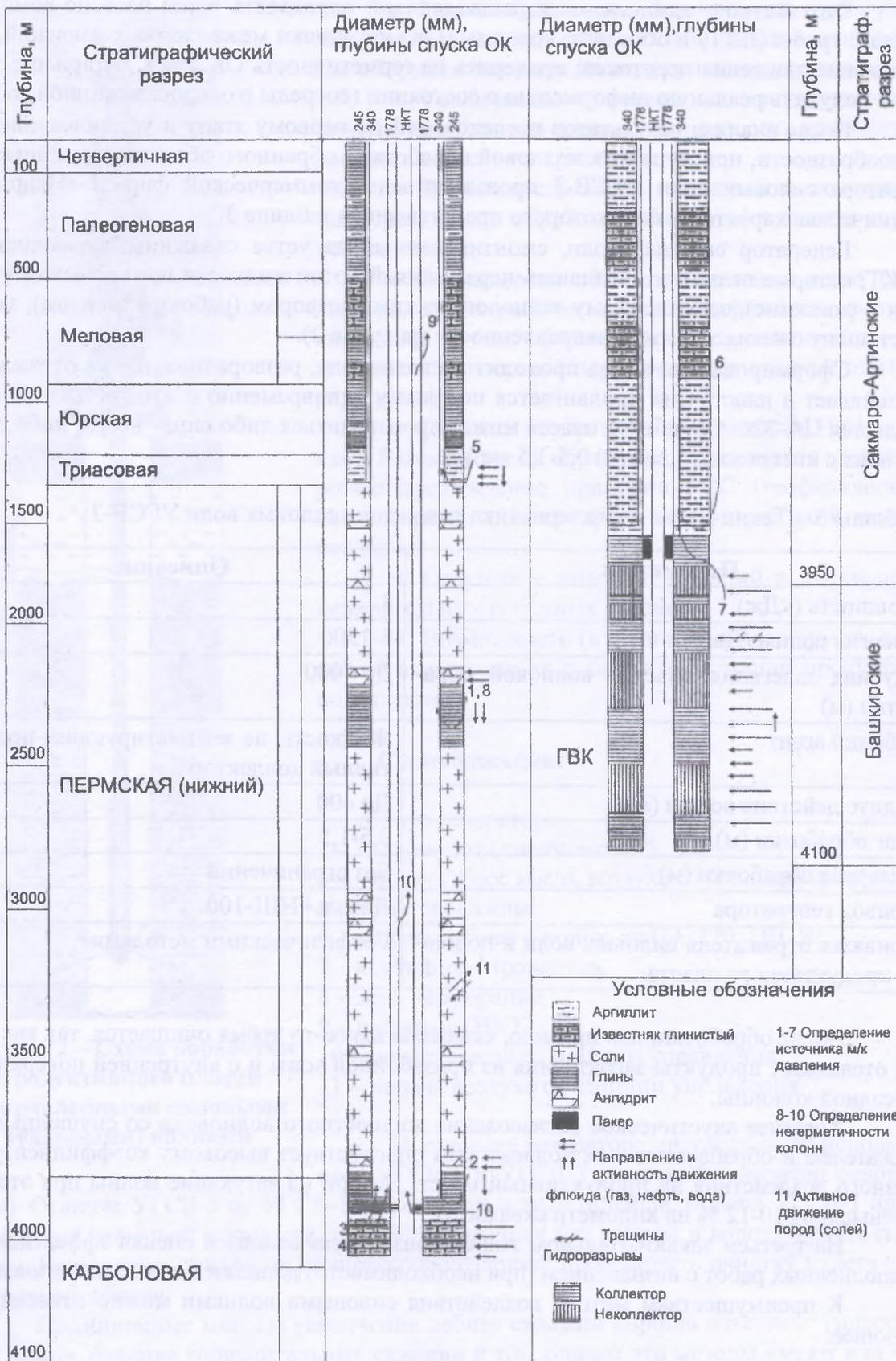


Рисунок 1 – Пример геологического разреза

Этот метод – единственный, позволяющий определять через насосно-компрессорные трубы (НКТ) и обсадные колонны (ОК) источники межколонных давлений, направление движения перетоков, проверить на герметичность ОК, НКТ, бурильные трубы и получить реальную информацию о состоянии геосреды в околоскважинной зоне.

После анализа результатов исследований по первому этапу и установлению целесообразности, приступают к волновой обработке выбранного объекта с помощью генератора силовых волн УГСВ-3 производственно-коммерческой фирмы «Недра-С», техническая характеристика которого представлена в таблице 3.

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 (рисунок 2).

Сформированная волна проходит по волноводу, разворачивается на отражателе и попадает в пласт. Она продвигается по пласту одновременно с жидкостью, которая подается ЦА-320. Обработка пласта может производиться либо снизу вверх, либо сверху вниз с интервалом (шагом) 0,5-1,5 метра.

Таблица 3 – Техническая характеристика генератора силовых волн УГСВ-3

Параметры	Описание
Мощность (кДж)	3
Энергия волны (Дж)	5-1500
Глубина залегания объекта волновой обработки (м)	До 5000
Рабочий агент	Жидкость, не кольматирующая продуктивный коллектор
Радиус действия волны (м)	До 400
Шаг обработки (м)	0,5-1,5
Интервал обработки (м)	Без ограничений
Привод генератора	Дизель+НШ-100
Привязка отражателя силовых волн к подошве продуктивного пласта	Геофизическими методами

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 следующее:

- Простота оборудования
- Несложность монтажа из-за размещения оборудования на устье скважины

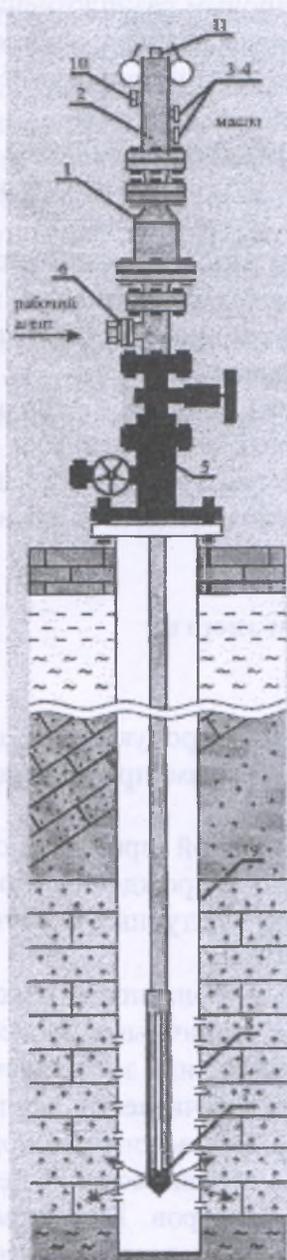


Рисунок 2 – Схема обработки продуктивного пласта направленными силовыми (ударными) волнами

- Противофонтанная 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
- 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 волнами Релея во время обработки, в результате этого 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

Спецификация:

- 1 – корпус генератора
- 2 – гидромолот (пневмомолот)
- 3-4 – подача/сброс масла, воздуха со станции управления
- 5 – устье скважины
- 6 – подача рабочего агента от ЦА-320; ЦН-10
- 7 – контейнер-отражатель
- 8 – зона перфорации
- 9 – волновод (НКТ)
- 10 – подача масла со станции управления
- 11 – подача воздуха со станции управления

В качестве генератора силовых волн используется УГСВ-1 и УГСВ-3 (устьевой генератор силовых волн). Отличие УГСВ-3 от УГСВ-1 в мощности и виде привода, привод УГСВ-1 пневматический, меньшей мощности, но она достаточная для работы в водозаборных скважинах. Кроме того, привод от компрессора позволяет производить очистку пласта сразу после обработки.

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 объему 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 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. Работы проводились на предприятиях ОАО «Нишневартовскнефтегаз», ОАО «Гатнефть», 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. Видимо, при скорости ударной волны 1350-1550 м/с трубы не успевают деформироваться и не разрушаются даже при очень высоких величинах импульсного давления.

Таким образом, 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 коэффициента извлечения нефти (КИН).

Технология увеличения КИН с использованием энергии направленных упругих волн

Известны способы добычи нефти и повышения нефтеотдачи продуктивных пластов, заключающиеся 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.

Данное явление может быть обусловлено повышением карбонатности пород в определенных частях нефтяной залежи, что, видимо, связано со вторичными процессами в результате химического взаимодействия нефти и пластовых вод или закачиваемых в залежь вод в зоне водонефтяного контакта. Кроме того, вода, закачиваемая для поддержания пластового давления, может выщелачивать некоторые компоненты пород, слагающих нефтяной пласт с переотложением солей впереди фронта вытеснения нефти и образованием практически непроницаемых геохимических барьеров. При этом не обеспечивается равномерное продвижение внутреннего и внешнего контуров нефтеносности. В комплексе эти процессы приводят к образованию застойных зон в нефтяном пласте, с оставлением в них значительных объемов промышленных запасов нефти.

Цель увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов в рассмотренной ниже 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 кото-

рых служит рабочая жидкость, движущаяся в насосно-компрессорных трубах. При этом упругие волны ориентируют волновыми отражателями в направлении эксплуатационных скважин по всему периметру контуров нефтеносности, тем самым формируют равномерную проницаемость нефтяного пласта, разрушая при этом геохимические барьеры и закольматированные зоны, предупреждают образование языков обводнения и захваченных водой целиков нефти, обеспечивая равномерное продвижение контуров нефтеносности к эксплуатационным скважинам, а также снижают вязкость нефти, облегчая ее продвижение к эксплуатационным скважинам.

На рисунке 3 приведена в плане схема разработки нефтяного пласта при нагнетании рабочей жидкости одновременно за внутренний и внешний контуры нефтеносности, а на рисунке 4 показана схема волнового воздействия на нефтяной пласт через нагнетательную скважину.

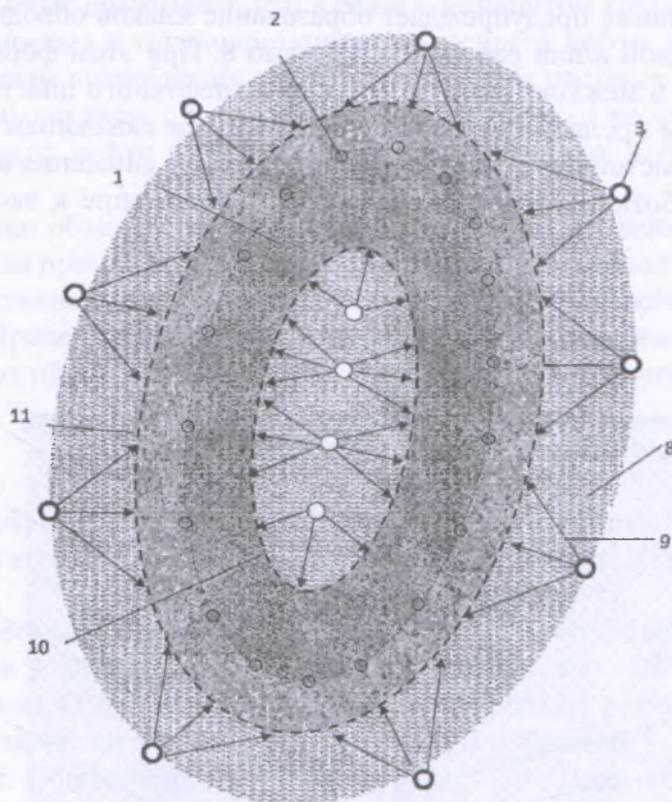


Рисунок 3 – Схема разработки нефтяного месторождения

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 простейшем случае 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, в свою очередь, 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 2 объемов нефти, экранированных в застойных зонах. Кроме того, за счет снижения вязкости подвергаемой волновой обработке нефти, облегчается ее продвижение к эксплуатационным скважинам 2.

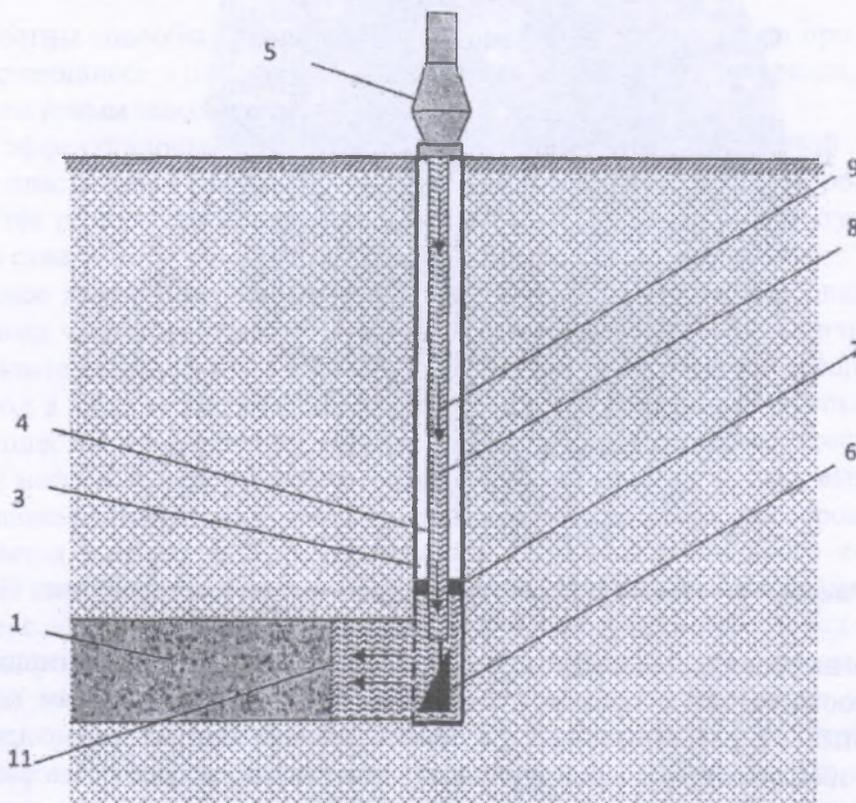


Рисунок 4 – Схема волнового воздействия на нефтяной пласт через нагнетательную скважину

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.

Выводы

Форсированные темпы добычи нефти в Беларуси 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 в недрах оказались погребенными миллионы тонн нефти, которые не могут быть извлеченными при традиционных подходах к разработке месторождений.

Решение проблемы наращивания объемов добычи нефти в Беларуси за счет форсирования работы эксплуатационного фонда скважин и компенсации добычи приростом промышленных запасов – малоперспективно и нерентабельно.

Мировой опыт показывает, что в связи с дефицитом крупных резервных мощностей, ограниченностью и труднодоступностью ресурсов нефти, а также постоянно растущим опережением потребления нефти возможных ее поставок уже сегодня насущной задачей нефтедобычи является повышение КИН до 70 % от ресурсной базы традиционных месторождений нефти и 30-50 % для нетрадиционных нефтей – сверхтяжелых и высоковязких.

Увеличение объемов добычи нефти в Беларуси должно базироваться, прежде всего, на широком промышленном освоении технологий, позволяющих не только резко повысить эффективность геологоразведочных работ, но и увеличить КИН, как минимум, до 70 %. Приведенная в статье оценка возможностей некоторых из таких «прорывных» технологий показывает, что эта задача вполне разрешима.

Список использованных источников

1. **Богатов, Б.А.** Перспективы скважинной добычи полезных ископаемых в Беларуси / Б.А. Богатов, В.С. Войтенко, А.М. Киреев. – Минск: УП «Технопринт», 2004. – 258 с.
2. **Сильвестров, Л.К.** Мировые запасы нефти и коэффициенты ее извлечения / Л.К. Сильвестров // Энергия: экономика, техника, экология. – 2008. – № 10.
3. **Кузнецов, О.Л.** Интеллектуальные и природные ресурсы России как основа инновационной экономики страны / О.Л. Кузнецов // Вестник Российской академии естественных наук. Общественно-научный журнал. – М.: Издание РАЕН, 2004. – Том 4, № 2. – С. 5-10.
4. Колтюбинг: основы и практика применения в горном деле / В.С. Войтенко [и др.]. – Минск: Юнипак, 2007. – 584 с.
5. **Жданов, М.А.** Нефтегазопромысловая геология / М.А. Жданов. – М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горнотопливной литературы, 1962. – 535 с.
6. Повышение эффективности ремонтно-изоляционных работ на скважинах Уренгойского месторождения / Г.А. Ланчаков [и др.]. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. – 104 с.
7. Способ ограничения подошвенных вод и заколонных перетоков в эксплуатационных скважинах: пат. 2172825 Российская Федерация, МПК 7 Е 21 В 43/32 / Г.М. Гаджибеков, П.В. Бурмистров, Р.А. Хасаев, О.А. БелоPIPEЦКАЯ; заявитель Г.М. Гаджибеков. – № 2000129223/03; заявл. 23.11.2000; опубл. 27.08.2001.

Voitenko V.S., Silkov R.A., Smychnik A.D., Shemet S.F.

Perspectives of increase in annual volumes of the oil extraction in Belarus

The current situation of oil production in the world and in the Republic of Belarus is analysed. It is shown that the most advanced trend is development of new technologies for finding, prospecting and extraction of different oil categories. The characteristic of methods for detecting and three-dimensional open microfracturing zones mapping at depths up to 5000 meters, as well as influence on productive oil pool by shock waves energy and coil tubing applications are given.

Поступила в редакцию 26.07.2011 г.