Содержание

Введение	4
1 Основные объекты и направления развития	5
1.1 Технология акустического воздействия	10
1.2 Глубина залегания объектов воздействия	11
1.3 Восстановление потенциальной производительности скважин	12
2.1 Процесс кольматации	18
3 Очистка ПЗП	20

ВВЕДЕНИЕ

В наше время существенно увеличились масштабы добычи нефти и газа и вводятся в разработку месторождения со сложными геолого-физическими условиями, решается важнейшая проблема увеличения полноты извлечения нефти из недр.

Исследования показывают, что средняя величина коэффициента нефтеотдачи составляет в СНГ 0,37-0,4, а в США - 0,33 (по данным Торри). Нефтеотдача пластов, сложенных малопроницаемыми коллекторами, характеризующимися режимом растворенного газа, еще ниже. М.Макет считает, что объем нефти, которая может быть извлечена из пластов, достигших экономического предела эксплуатации с помощью существующих методов воздействия, составит 1/3 объема нефти оставшейся в пласте. Следовательно, запасы остаточной нефти в так называемых истощенных пластах огромны. Они представляют собой солидный резерв нефтедобывающей промышленности. Повышение коэффициента нефтеотдачи пласта со средними запасами до 0,7-0,8 равносильно открытию новых крупных месторождений. Увеличение отношения объема добываемой нефти к ее остаточным труднодоступным (или недоступным) для извлечения запасам является очень важной и сложной проблемой. Однако работы отечественных и зарубежных исследователей показали, что она может быть решена в ближайшем будущем.

Нефтеотдача - отношение количества извлеченной из пласта нефти к первоначальным ее запасам в пласте. Различают текущую и конечную нефтеотдачу. Под текущей нефтеотдачей понимают отношение количества извлеченной из пласта нефти на данный момент разработки пласта к первоначальным ее запасам. Конечная нефтеотдача - отношение количества добытой нефти к первоначальным ее запасам в конце разработки пласта. Вместо термина «нефтеотдача» употребляют также термин «коэффициент нефтеотдачи».

1 Основные объекты и направления развития

Скважинные акустические методы возникли в 50-х годах как средство решения относительно простых задач, таких как литологическое расчленение разреза, параметризация данных сейсмических исследований, контроля наличия цемента за колонной. Позднее с помощью акустических методов решался уже более широкий круг задач акустических исследований скважин (например, определение упругих свойств пород, выявление низкопористых кавернозно-трещинных коллекторов, контроль цементирования обсадных колонн и др.). Появились специальные методы (акустическое телевидение, акустический широкополосный каротаж и т. д.), обозначилась специализация направлений исследований.

Период 70-80 гг. XX века характеризовался открытием в ряде районов страны (Восточное Предкавказье, Припятская впадина, Соликамская впадина, и др.) месторождений нефти и газа, приуроченных к низкопористым отложениям с коллекторами сложного строения. Стандартный комплекс геофизических исследований скважин не способен выделять низкопористые кавернозно-трещинные коллекторы. Работами (1978), (1981), , (1985), , (1991) показана возможность решения этой задачи акустическими методами.

Максимальную эффективность добычи нефти и газа и экологическую безопасность разрабатываемых месторождений обеспечивает надёжная гидродинамическая изоляция затрубья нефтегазовых скважин, что достигается

в первую очередь высоким качеством их цементирования. Работами (1978, 1988), (1981,1984,1995), (1970, 1981, 1984) обоснована необходимость использования акустических методов для контроля качества цементирования нефтегазовых скважин.

Таким образом, повышение эффективности акустических методов для выявления низкопористых коллекторов и для контроля качества цементирования, их совершенствование и развитие являются важными задачами скважинных акустических исследований.

Для Пермского края изучение и совершенствование двух рассмотренных направлений акустических исследований актуально по двум причинам: 1) открытие ряда высокопродуктивных залежей нефти, приуроченных к низкопористым карбонатным отложениям со сложным строением коллекторов; 2) расположение ряда нефтяных месторождений на территории Верхнекамского месторождения калийных солей (ВКМКС).

При строительстве нефтяных скважин на ВКМКС применяется специальная двухколонная конструкция (техническая + эксплуатационная колонны) крепления ствола в интервалах солей и специальные технологии цементирования колонн. Это требует совершенствования техники и методики акустического контроля цементирования при строительстве скважин и обеспечения должного уровня акустического контроля состояния цементного кольца за двумя колоннами в ходе их эксплуатации.

Таким образом, выделяются, по крайней мере, два принципиально различных по строению объекта акустических исследований:

1) вскрытые скважиной низкопористые карбонатные потенциально продуктивные отложения с трещинными или сложнопостроенными коллекторами, отличающиеся разрывностью, неоднородностью свойств карбонатных пород как в радиальном направлении, так и вдоль оси скважины по всей её окружности;

2) обсаженные скважины (с одно - и двухколонными конструкциями крепления пород и др.), отличающиеся радиальной неоднородностью и имеющие при одноколонной конструкции три плотные среды (стальную или стеклопластиковую колонну, цементное кольцо, околоскважинную среду), а при двухколонной - пять плотных сред.

Объекты отличаются по содержанию и свойствам, и объединяет их только одно – гетерогенность (неоднородность) изучаемых сред. Для изучения и количественной оценки свойств этих объектов необходима разработка специальных акустических методов, приёмов и, в целом, современной технологии исследований. Эта технология должна включать в себя цифровую регистрацию первичных данных (волновых сигналов, снимков САТ) и их обработку современными, легко адаптируемыми к решению новых задач акустических исследований, программными средствами.

Назначение и классификация методов увеличения нефтеотдачи пластов

В настоящее время выделяют несколько групп методов повышения нефтеотдачи пласта:

- гидродинамические методы;
- физико-химические методы;
- тепловые, микробиологические и другие методы.

В НГДУ «БН» наиболее широко применяются первые две группы методов, поэтому рас смотрим их более подробно.

Гидродинамические методы. К ним относятся:

- нестационарное заводнение;
- форсированный отбор жидкости;
- вовлечение в разработку недренируемых запасов;
- барьерное и очаговое заводнение.

К первой группе относятся методы, которые осуществляются через изменение режимов эксплуатации скважин и, как следствие, через изменение режимов работы пласта. Эти методы объединяются общим понятием «нестационарное заводнение» и включают в себя:

- циклическое заводнение;
- изменение направления фильтрационных потоков.

Они сравнительно просты в реализации, не требуют больших экономических затрат и получили широкое развитие.

Методы основаны на периодическом изменении режима работы залежи путем прекращения и возобновления закачки воды и отбора, за счет

чего более полно используются капиллярные и гидродинамические силы. Это способствует внедрению воды в зоны пласта, ранее не охваченные воздействием.

Форсированный отбор жидкости применяется на поздней стадии разработки, когда обводненность достигает более 75%. При этом нефтеотдача возрастает вследствие увеличения градиента давления и скорости фильтрации. При этом методе вовлекаются в разработку участки пласта, не охваченные заводнением, а также отрыв пленочной нефти с поверхности породы. Форсированный отбор – наиболее освоенный метод повышения нефтеотдачи. При ступать к нему следует постепенно, увеличивая дебит отдельных скважин на 30-50%, а за тем – в 2-4 раза. Предельное значение увеличения отбора регламентируется возможностями используемого способа эксплуатации скважин. Для осуществления форсированного от бора необходимы насосы высокой подачи или использование газлифта.

Эксплуатация газонефтяных месторождений осложняется возможными прорывами газа к забоям добывающих скважин, что значительно усложняет, вследствие высокого газового фактора, их эксплуатацию. Суть барьерного заводнения состоит в том, что нагнетательные скважины располагают в зоне газонефтяного контакта. Закачку воды и отборы газа и нефти регулируют таким образом, чтобы исключить взаимные перетоки нефти в газовую часть залежи, а газа – в нефтяную часть.

Очаговое заводнение – это дополнение к уже осуществленной системе законтурного заводнения или внутриконтурного. При этом группы нагнетательных скважин размещаются на участках пласта, отстающих по интенсивности использования запасов нефти.

Физико-химические методы

Использование физико-химических методов повышения нефтеотдачи пластов – одно из наиболее перспективных направлений в процессах разработки нефтяных месторождений. Научными организациями отрасли

разработано, испытано и сдано более 60 технологий с использованием физико-химического воздействия.

Одним из методов воздействия на продуктивные пласты, особенно низкопроницаемых, является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Он оказывает воздействие не только на призабойную зону пласта, но и способствует повышению нефтеотдачи. При ГРП создается система глубокопроникающих трещин, в результате чего значительно увеличивается дренируемая скважиной зона и повышается производительность скважин. Продолжительность эффекта от ГРП достигает 3-5 лет, коэффициент успешности – 85%.

Ведущее место в физико-химических методах воздействия на пласт занимает полимерное заводнение. Получение композиций полимеров в сочетании с различными реагентами существенно расширяет диапазон применения полимеров. Основное назначение полимеров в процессах увеличения нефтеотдачи пластов – выравнивание неоднородности продуктивных пластов и повышение охвата при заводнении.

Существуют следующие технологии с использованием полимеров:

- полимерное заводнение (закачка оторочки) на неоднородных по проницаемости объектах с высоковязкой нефтью, находящихся в начальной стадии разработки;
- комплексное воздействие на продуктивные пласты полимерными гелеобразующими системами в сочетании с интенсифицирующими реагентами (ПАВы, щелочи, кислота) применяется на поздней стадии разработки;
- воздействие на пласт вязкоупругими составами (ВУС) для выравнивания профиля приемистости и интенсификации добычи нефти;
- циклическое полимерное заводнение с использованием раствора сшитого полиакриламида, содержащего неионогенное ПАВ;
- циклическое воздействие на продуктивный пласт полимерсодержащими поверхностно-активными системами;

- щелочно-полимерное заводнение;
- полимерное воздействие при закачке в пласт углекислоты.

Особенно эффективен метод ВУС для пластов, характеризующихся резкой неоднородностью и слабой гидродинамической связью. Данный метод выравнивает проницаемость и тем самым позволяет повысить охват пласта полимерным воздействием и снизить темпы обводнения добываемой нефти.

К модифицированным технологиям относится воздействие на обводненные продуктивные пласты полимер-дисперсной системой (ПДС) на основе ПАА суспензий глин. Их применение заключается во внутрипластовом регулируемом образовании дисперсных вязкоупругих систем между химическими реагентами и водонефтенасыщенной породой. Это позволяет увеличить нефтеотдачу на поздней стадии разработки, когда традиционные методы малоэффективны.

Одним из эффективных методов физико-химического воздействия на пласт является щелочное заводнение. Метод основан на снижении поверхностного натяжения на границе нефти с раствором щелочи. При этом образуются стойкие водонефтяные эмульсии с высокой вязкостью, способные выравнивать подвижность вытесняемого и вытесняющего агентов. Щелочное заводнение эффективно для нефти высокой вязкости и неоднородных пластов.

Для доотмыва остаточной нефти применяется метод закачки большеобъемных оторочек поверхностно-активными веществами (ПАВ).

На завершающих стадиях разработки большое значение имеет ограничение притоков пластовой и закачиваемой воды. Для этой цели применяются различные методы ремонтно-изоляционных работ, в результате которых не только уменьшается обводненность продукции, но и повышается охват пласта процессом выработки запасов. Наиболее часто применяется изоляция цементом обводненных пропластков или ликвидация заколонной циркуляции. В том случае, когда происходит прорыв воды по отдельным высокопроницаемым пропласткам, практически не отделенными глинистыми

перемычками от необводненных интервалов, используется метод селективной (избирательной) изоляции. Вариантами этого метода являются: применение кремнийорганических соединений (продукт 119-204, Акор), закачка силиката натрия (жидкое стекло), волокнисто- и полимернаполненных дисперсных систем (ВДС и ПНДС).

На современном этапе задачу повышения нефтеотдачи пластов экологически чистыми технологиями может решить метод микробиологического воздействия на пласт. В отличие от химических реагентов, теряющих активность в результате разбавления их пластовыми водами, микроорганизмы способны к саморазвитию, т.е. размножению и усилению биохимической активности в зависимости от физико-химических условий среды.

Одними из приоритетных методов повышения нефтеотдачи пластов, наиболее подготовленными технологически и технически, являются тепловые, когда в продуктивный пласт вводится тепло. При этом вязкость нефти снижается, а нефтеотдача увеличивается. Среди тепловых методов воздействия на нефтяные пласты выделяют два направления:

- закачка в пласты пара и нагретой воды;
- внутрипластовое горение.

Тепловые методы целесообразно применять в пластах с вязкостью нефти более 50 мПа-с. На месторождениях ОАО «СНГ» вязкость нефти не превышает 5 мПа-с, поэтому тепловые методы не применяются.

1.1Общим, во всех случаях, является объект воздействия. На рис 1приведен типичный график зависимости отношения текущего дебита Q к его потенциальному значению Q_n от расстояния R до стенки скважины и степени снижения проницаемости околоскважинного пространства порового коллектора [14].

Видно, что дебит зависит от проницаемости пород, залегающих в пределах прискважинного слоя толщиной примерно 1,0 метр. Именно этот слой определяет производительность

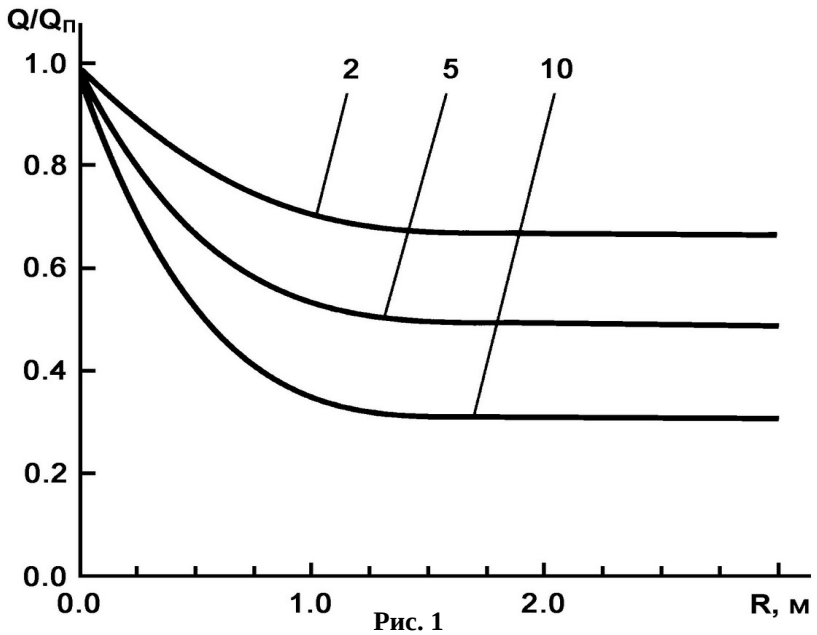


Рис. 1

$$L / v >> T,$$

где L - характерный размер объекта воздействия, v - скорость упругой волны, T - период синусоидальных колебаний или время нарастания импульса. Положив скорость волны в породе равной 3000 м/с видим, что к волновым следует отнести процессы с частотой $f >$ 10 кГц, характерной для магнитострикционных и пьезокерамических излучателей. В остальных случаях возникающей упругой волной можно пренебречь и считать, что создаваемое знакопеременное давление приложено к “пробке”, закупоривающей коллектор и имеющей характерный размер $L \approx$ 1,0 м. Сказанное позволяет оценить соответствующие градиенты давления. Для электроискровых излучателей, свабов, пульсаторов давления, пороховых генераторов и аккумуляторов давления, они достигают десятков мегапаскалей (сотен атмосфер) на метр, а для волновых - могут быть оценены по формуле

$grad\ p \approx 4\ p_o / \Lambda$,

где Λ - длина волны, p_o - амплитуда акустического давления. Соответственно, для магнитострикторов и пьезокерамики (p_o для них, как уже говорилось, имеет порядок тысячных - сотых долей мегапаскаля, а Λ - порядок 10^{-1} м) *grad p* меняется в пределах десятых - сотых долей мегапаскаля (от единиц до десятых долей атмосферы) на метр [7.].

Преобладающая частота применяемых в настоящее время излучателей магнитострикционного и пьезокерамического типа равна 20 – 25 кГц. Поэтому основанную на их применении технологию можно назвать ультразвуковой. Ей и будет уделено основное внимание.

Технология заключается в акустическом воздействии (АВ) на пласты- коллекторы с целью восстановления их продуктивности или приемистости, если эти показатели снизились в процессе эксплуатации за счет образования зон пониженной проницаемости (скин-слоев) в их призабойных зонах. При проведении обработки, с помощью скважинного прибора, опускаемого в зону перфорационных отверстий на обычном каротажном кабеле, в скважине возбуждается акустическое поле интенсивностью до 10 кВт/м^2. Его интенсивность в породе вблизи стенки скважины составляет 1 кВт/м^2, что обеспечивает интенсивность порядка 0,2 кВт/м^2 в породе на расстоянии около одного метра от стенки [12].

1.2 Глубина залегания объектов воздействия может достигать многих тысяч метров. Воздействие осуществляется избирательно, поточечно с разрешением до одного метра по вертикали, т.е. без влияния на необрабатываемые (например водоносные) интервалы. Оборудование и подготовка скважины не отличаются от таковых при стандартных геофизических исследованиях. Широкий набор скважинных приборов различного диаметра позволяет проводить воздействие как в открытом стволе, так и через насосно-компрессорные трубы. В нагнетательных

скважинах обработка может проводиться при закачке и во время остановки, а в скважинах газлифтного и фонтанного фондов - без

прекращения добычи и подъёма насосно-компрессорных труб. На механизированных скважинах обработку целесообразно совмещать с подземным или капитальным ремонтом оборудования. Акустическое воздействие обладает эффектом последействия, т.е. положительный эффект от его применения сохраняется от нескольких недель до двух лет и более. Метод экологически чист, а затраты на его проведение ниже, чем при химобработке и, тем более, гидроразрыве.

1.3 Восстановление потенциальной производительности скважин достигается за счет разрушения органических и неорганических структур, кольматирующих в процессе добычи или нагнетания призабойные части пластов-коллекторов и приводящих к возникновению скин-слоев. Существует два главных механизма их образования. Первый, обычно называемый *стрейнинг* (straining: – в данном случае - фильтрование), характерен, в основном, для кольматирующих структур минерального происхождения. Он заключается в кольматации поровых каналов частицами песчаников, глин и т.д., размер которых не на много меньше эффективных размеров поровых каналов (в пять и менее раз меньше размеров зерен, слагающих пласт) [24, 25]. Такие частицы, минеральный состав которых в основном совпадает с минеральным составом коллектора, всегда имеются в порах и в отсутствии течения находятся в осажденном состоянии, т.к. в силу их относительно большого размера гравитационные силы превышают силы отталкивания от стенок пор (отталкивание, связано с тем, что знаки поверхностных зарядов частиц и поровых каналов как правило совпадают). При возникновении течения и достижении им критических скоростей (согласно [25] – это десятые доли см/с для однофазных флюидов и сотые доли см/с для водонефтяных эмульсий) частицы увлекаются флюидом и кольматируют сужения поровых каналов. Расстояние от стенки скважины, на котором достигаются критические скорости, обычно не превышает нескольких десятков сантиметров и, соответственно, только залегающие в этом интервале частицы увлекаются потоком и вызывают кольматацию.

Большой размер частиц, вызывающих стрейнинг, предопределяет механический характер кольматирующих образований, причем кольматируются в основном узости поровых каналов. Эти факторы предопределяют невысокую прочность кольматирующей системы в целом. По данным вышеназванной работы, небольшие знакопеременные воздействия (например, обратный ток флюида или акустическое воздействие малой амплитуды) приводят к их разрушению, восстановлению исходной проницаемости и, соответственно, дебита.

2.1Стрейнинг реализуется на начальном этапе эксплуатации добывающих скважин, т.е. пока минеральные частицы относительно большого размера не удалены потоком из области, где скорость достигает критических значений (новые частицы в интервал не привносятся, т.к. скорости вне его ниже критических).

Для частиц органического происхождения – парафиновых, асфальтеновых

– стрейнинг протекает аналогичным образом, хотя в силу высокой плавучести, обусловленной близостью плотностей пластового флюида и материала кольматанта, даже частицы относительно большого размера не отложены изначально на стенках поровых каналов. Причем такие частицы, находящиеся во флюиде вне пределов ПЗП, стрейнинга обычно не вызывают, т.к. отфильтровываются на пути движения к забою.

Итак, стрейнинг реализуется на начальном этапе эксплуатации добывающих скважин, т.е. пока частицы относительно большого размера не удалены потоком из ПЗП. Кроме того, процесс кольматации в результате стрейнинга можно считать «быстрым». В эксперименте, описываемом в работы [25], при прокачке всего 100 поровых объемов (Pore Volume) жидкости (100 PV), проницаемость образца упала на 15 – 30%.

Одновременно со стрейнингом развивается другой – медленный - процесс кольматации. В его основе причины физико-химического характера.

Кольматация в этом случае возникает в результате действия органических и неорганических частиц, размер которых существенно меньше (более, чем в 5

раз) эффективных размеров поровых каналов. Эти частицы способны мигрировать по пласту на большие расстояния не будучи отфильтрованными. Учитывая реальные эффективные размеры пор коллекторов, можно утверждать, что размер таких частиц не должен превышать $5 \cdot 10^{-6}$ м. Жидкости, содержащие частицы такого размера, являются *коллоидно-дисперсными системами* (КДС) - суспензиями, состоящими из *дисперсной среды* - жидкости, и *дисперсной фазы* - коллоидных частиц размером от $5 \cdot 10^{-6}$ до 10^{-9} м. Особенность коллоидных частиц, как органических, так и неорганических, в том, что они седиментационно устойчивы, т.е. при относительно небольших концентрациях могут находится во флюиде не оседая и не создавая агрегатов при любых значениях скорости течения, в том числе и стремящихся к нулю. Для неорганических частиц такая устойчивость обусловлена в частности тем, что знаки их поверхностных зарядов и поверхностных зарядов стенок пор совпадают (как правило они отрицательны). Устойчивость органических КДС связана с низким межфазным натяжением поверхности частица – углеводородная жидкость и их высокой плавучестью, обусловленной малой плотностью.

При прямолинейном течении суспензионного потока невысокой концентрации система устойчива, т.е. частицы не отлагаются на стенках поровых каналов при любых скоростях. Однако, фактически, поровые каналы извилисты, имеют сужения и ответвления. Условно, их можно подразделить на относительно прямолинейные и «искривленные». На скоростях, превышающих критические значения, начинается отложение частиц на фронтальных по отношению к направлению потока стенках зерен породы [26], поскольку при обтекании зерен центробежные силы, действующие на частицы в местах искривления потока, стремятся приблизить их к стенкам поровых каналов. При достижении критических скоростей, центробежные силы преодолевают силы отталкивания и переводят частицы в область действия молекулярных электростатических сил притяжения - сил Ван-дер-Ваальса. В

описанном в работе [26] эксперименте, скорости потока имели значения от сотых до десятых долей сантиметра в секунду.

В результате постепенного – слой за слоем - отложения частиц на фронтальной стороне зерен «искривленные» поровые каналы постепенно кольматируются структурированными системами частиц, а перераспределение потока между искривленными и относительно прямолинейными каналами приводит к заметному росту концентрации частиц в последних. Поскольку частицы в каналах распределены статистически, существует вероятность одновременного попадания в то или иное поровое сужение такого их количества, при котором сужение закупоривается. Это явление носит название *бриджинг* (bridging – мостообразование) [22]. С ростом концентрации частиц вероятность бриджинга быстро растет, что интенсифицирует процесс кольматации теперь уже прямолинейных каналов. В конечном счете, поровое пространство ПЗП кольматируется практически полностью.

Данный механизм действует значительно длительнее стрейнинга. Так, согласно данным того же эксперимента, первая фаза – закупорка искривлений – завершается после прокачки 200 PV. Его второе отличие от стрейнинга в том, что кольматируется все поровое пространство. И, наконец, трете - в том, что коллоидные частицы в образующихся структурах связаны не механически, а электрически, силами межмолекулярного взаимодействия через прослойки жидкости, составляющей дисперсную среду. Такое структурирование частиц носит название *коагуляции*. Ей подвержены как органические , так и неорганические частицы, причем наличие электрических сил сцепления приводит к тому, что кольматационные структуры в этом случае прочнее, чем в результате стрейнинга.

На начальном этапе структурирования возникают *дальние коагуляционные структуры (гели)*, в которых частицы находятся на сравнительно больших расстояниях. Силы сцепления невелики. Для гелей неорганического происхождения они составляют в среднем 10^{-11} Н . При росте концентрации частиц, возникающем за счет гравитоционного

уплотнения гелей, достигается *вторая критическая концентрация*, при которой возникают *ближние*

коагуляционные структуры. Частицы в них находятся на существенно меньших расстояниях, силы сцепления возрастают на 2 - 3 порядка [5, 18, 23].

Образовавшиеся структуры представляют собой пространственные сетки, пронизывающую пластовый флюид. Такой структурированный флюид становится неньютоновской жидкостью [2, 7, 10]. Его вязкость возрастает на несколько порядков и ПЗП теряет потенциальную проницаемость. Для ее восстановления необходимо произвести полное объемное разрушение пространственной сетки. Это вернет жидкости ньютоновские свойства, в том числе, изначальную вязкость, на некоторое, характерное для данной КДС, время. Если за это время скважина будет промыта и избыток частиц дисперсной фазы удален из ПЗП, проницаемость окажется восстановленной. В противном случае повышенная концентрация частиц вновь приведет к образованию структурной сетки. Рисунок 2 иллюстрирует вынос частиц кольматанта после акустического разрушения пространственной структуры (указанная в подрисуночной надписи аббревиатура АРСиП – Акустическая Реабилитация Скважин и Пластов – логотип ЗАО «ИНЕФ», выполнявшей воздействие).

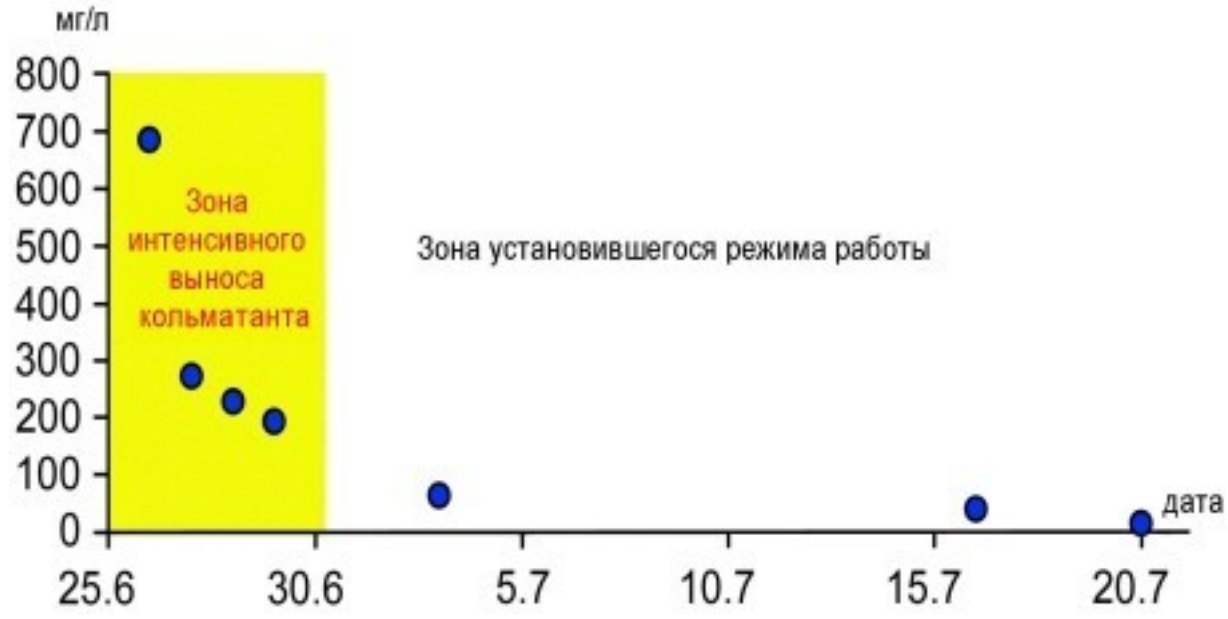


Рис. 2

Одновременно растет дебит скважины. В данном примере его прирост составляет

237% по нефти. Процент обводненности продукции остается прежним.

Для разрушения структуры надо заставить неньютоновскую жидкость двигаться сквозь пористую среду, т.к. известно, что при движении структурированных КДС сетка разрушается [7, 10]. Необходимый для начала движения неньютоновской жидкости через пористую среду *предельный градиент давления* можно оценить с помощью следующего неравенства [1]:

$$grad_c\, p > \tau_o / k_{np}^{1/2}, \qquad (2)$$

где τ_o - предельное напряжение сдвига, необходимое для начала движения, а k_{np}– коэффициент проницаемости. Например, для коллектора с k_{np} =100 мД (10^{-14}м^2) имеем: $grad_c\, p > \tau_o\, 10^7$ м$^{-1}$. Видно, что даже для хороших коллекторов *grad p* должен числено на несколько десятичных порядков превосходить предельное напряжение сдвига.

Таблица 1. Реологические характеристики нефтей ряда месторождений Татарии

(по данным работы [8])

Месторождение	Скважины	Предельное напряжение сдвига МПа · 10^{-7} (дин/см^2)	Вязкость нефти Па · с · 10^{-3} (сПз)	Предельный градиент давления МПа · м$^{-1}$ (дин/см^3) · 10^5
Таймурзинское	851	1,280	16,0	0,095
Туймазинское	198	0,100	8,0	0,0075
		0,098	8,0	0,0025
		0,090	9,0	0,0018
Арланское	952	0,069	8,0	0,0028

		0 ,057 0 ,030 0 ,020	8 ,0 9 ,0 1 0,0	0, 0003 0, 0003 0, 0003

Сказанное подтверждают результаты экспериментов, приведенные в Таблице 1. Видно, что значения градиентов давления в этом примере действительно превосходят предельные напряжения сдвига на несколько порядков. Впрочем, они невелики и могут быть реализованы с помощью источников акустического воздействия. Произошло это потому, что исследовались образцы, насыщенные нефтями сравнительно невысокой вязкости,

τ_o для которых много ниже, чем для структурированных КДС на основе парафинов или асфальтенов.

Наши исследования показывают (Табл. 2), что для коагуляционных парафиновых структур, аналогичных тем, что образуются в пластовых условиях,

τ_o зависит от концентрации парафина и, в целом, на два - три порядка выше приведенных в Табл. 1. Поэтому, соответствующие градиенты давления достижимы, причем не всегда, при использовании пороховых генератор и других источников высоких давлений. С помощью ультразвуковых излучателей они не реализуемы. Вместе с тем, как видно из Табл. 2, τ_o для таких структур в несколько раз меньше, чем для кристаллизационных структур, образующихся в трубопроводах при снижении температуры.

Таблица 2. Зависимость предельного напряжения сдвига от концентрации парафина для структур различного типа.

Концентрация парафина, %	Предельное напряжение сдвига, М Па $\cdot 10^{-7}$ (дин/см^2)	Тип структуры
12	124	Коагуляционная
20	440	Кристаллизационная
30	940	Кристаллизационная

3. Каким же образом осуществляется очистка ПЗП в тех случаях, когда градиенты давления недостаточен для разрушения структуры?

Частицы в узлах сетки совершают колебательные движения. Энергия колебательного движения растет, в частности, при нагреве. В результате связи между некоторыми частицами нарушаются. Это приводит к ослаблению

структуры, снижению предельных напряжений сдвига и, соответственно, смещению реологических кривых по оси абсцисс в направлении нуля Рис 3

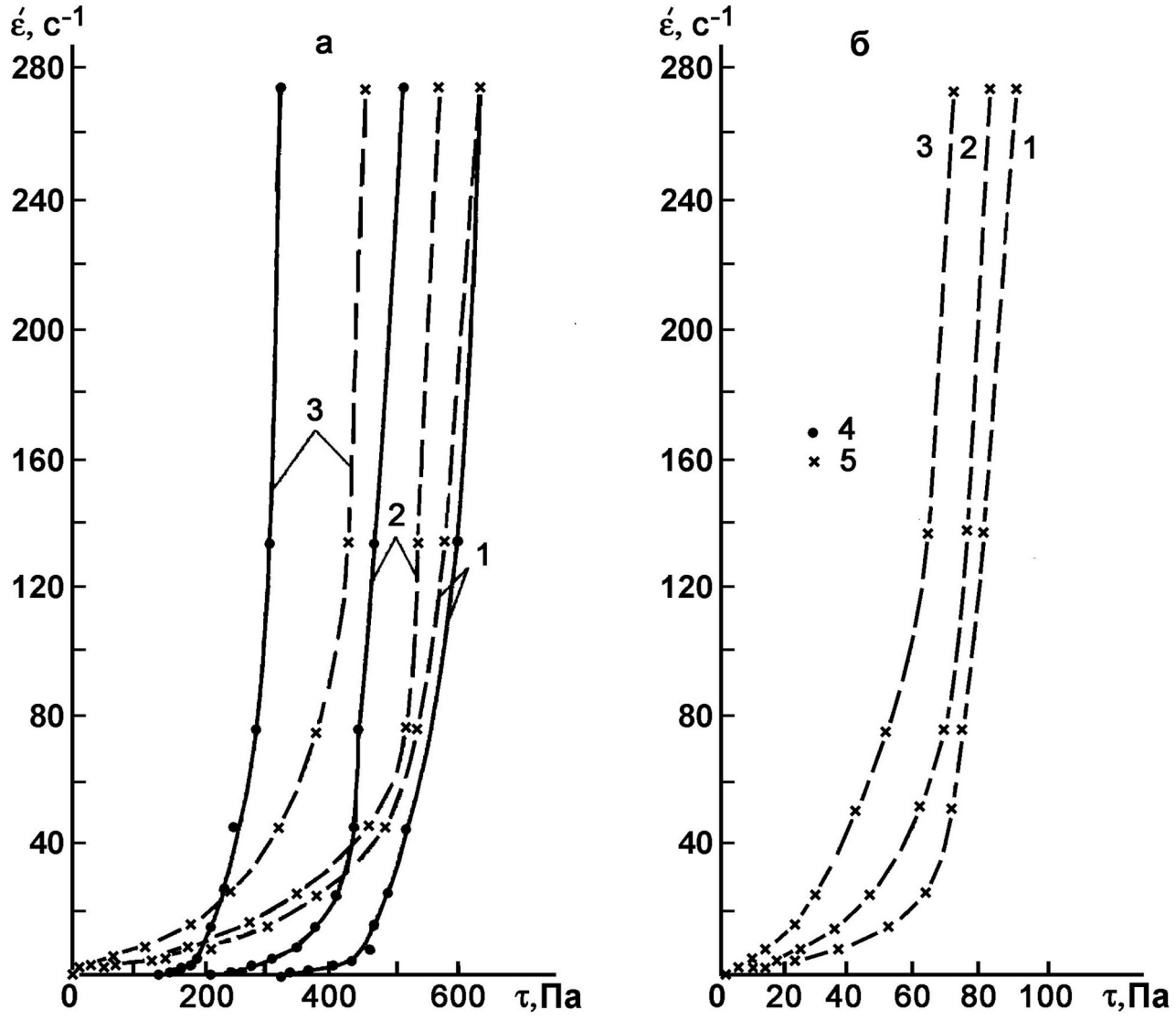


Рис. 3

Исследования показывают, что при ультразвуковом воздействии температура ПЗП возрастает на 10-12° С за счет диссипации акустической энергии [13]. Для полного разрушения структурной сетки этого недостаточно. Однако и при более значительных изменениях температуры предельные градиенты давления могут быть снижены максимум в два – три раза, а не на порядки, как во многих случаях необходимо, т.к. по мере роста числа высвободившихся частиц увеличивается вероятность их столкновения и, следовательно, повторной коагуляции. В результате, устанавливается динамическое равновесие между процессом разрушением сетки и ее

восстановлением - *релаксацией* . Таким образом, повышение температуры за счет

диссипации акустической энергии не является основным механизмом очистки ПЗП, хотя и может играть вспомогательную роль.

Итак, разрушения структурной сетки можно достичь путем увеличения энергии колебательного движений коллоидных частиц. Увеличение интенсивности колебаний за счет повышения температуры обеспечивает лишь частичное ее разрушение. Если же реализовать воздействие, при котором процесс разрушения будет идти быстрее, чем релаксация, произойдет полное разрушение структуры и, как следствие, восстановление изначальной вязкости флюида η_{min} [7, 16]. Такую возможность дает прямое возбуждение в среде упругих колебаний. Анализ приведенных на Рис 3 зависимостей скорости деформации $\acute{\varepsilon}$ коагуляционных материалов от напряжения сдвига τ показывает, что под воздействием вибраций меняется вид функции $\acute{\varepsilon}=f(\tau)$: аппроксимирующий ее график становится не кусочно-прерывистым (сплошные линии), а монотонно стремящимся к нулевому значению градиента давления (пунктирные линии). Это значит, что при акустическом воздействии происходит практически полное разрушение структуры.

Возвращение флюиду ньютоновских свойств означает снижение его вязкости на несколько порядков, в связи с чем на несколько порядков снижается и предельный градиент давления, необходимый для начала его движения. Выше было показано, что численно такой градиент на несколько десятичных порядков превышает значение τ_o. Поэтому необходимая для его достижения депрессия на пласт должна быть высокой. Однако , как правило, достаточными оказываются те перепады давления, которые обеспечивали ранее потенциальный дебит скважины. Следовательно, если сразу после проведении воздействия обеспечить соответствующую депрессию на пласт, КДС придет в движение и избыток частиц кольматанта будет удален из ПЗП (см. рис. 2).

Частота, необходимая с точки зрения исключения влияния релаксации, определяется условием:

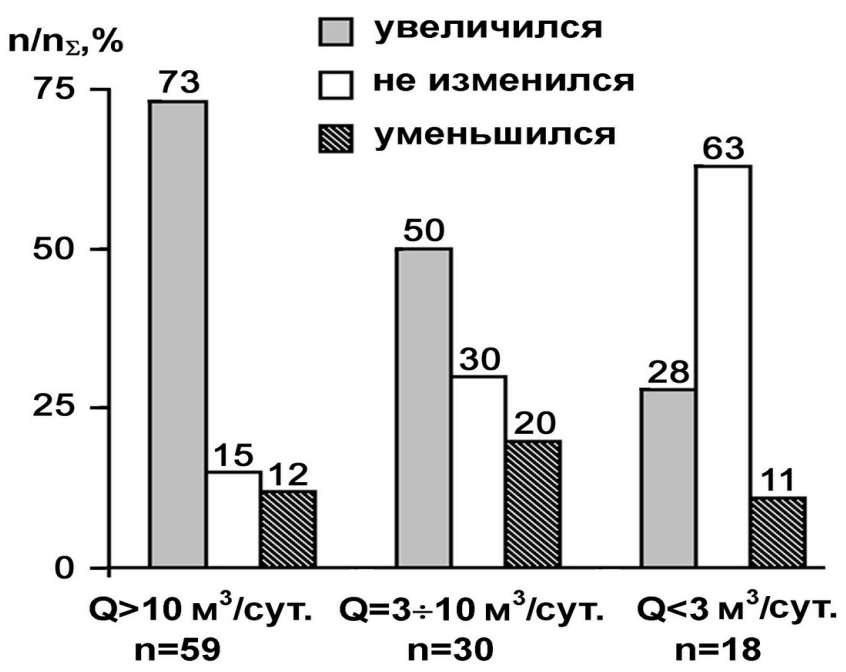
$T << \theta$,

где T - период колебаний, а θ - время релаксации системы. Анализ показывает, что частоты, при которых влиянием релаксации можно пренебречь, имеют порядок нескольких десятков герц. Из перечисленных в статье источников, такие частоты достижимы лишь для электроискровых излучателей (спаркеров), а также источников магнитострикционного и пьезокерамического типов.

К настоящему моменту фирмами, выполняющими АВ, обработаны тысячи скважин на различных месторождениях стран СНГ. Так, ЗАО «ИНЕФ», специализирующееся на применении пьезокерамических излучателей, за период с 1992 по 2001 годы обработало около 1100 скважин на различных нефтегазовых месторождениях России, Казахстана, Туркмении и Азербайджана. В результате накоплен значительный опыт, позволяющий сделать ряд важных выводов.

Для высокодебитных скважин (соответственно, для коллекторов с высокой проницаемостью) коэффициент успешности (отношение числа успешных обработок к их общему числу) достигает 75% Рис 4

Увеличение дебитов в результате применения АВ достигает 500% и составляет в среднем 40%. Повышение вязкости нефти ведет к снижению



коэффициента
успешности.

Рис. 4

В нагнетательных скважинах коэффициент успешности несколько выше, чем в добывающих. Продолжительность эффекта колеблется от нескольких

недель до 2-х и более лет. Рисунке 5 приведен типичный пример применения АРСиП на скважине № 375 (Азербайджан, горизонт 7).

В результате обработки, дебит возрос в среднем приблизительно на 250% .

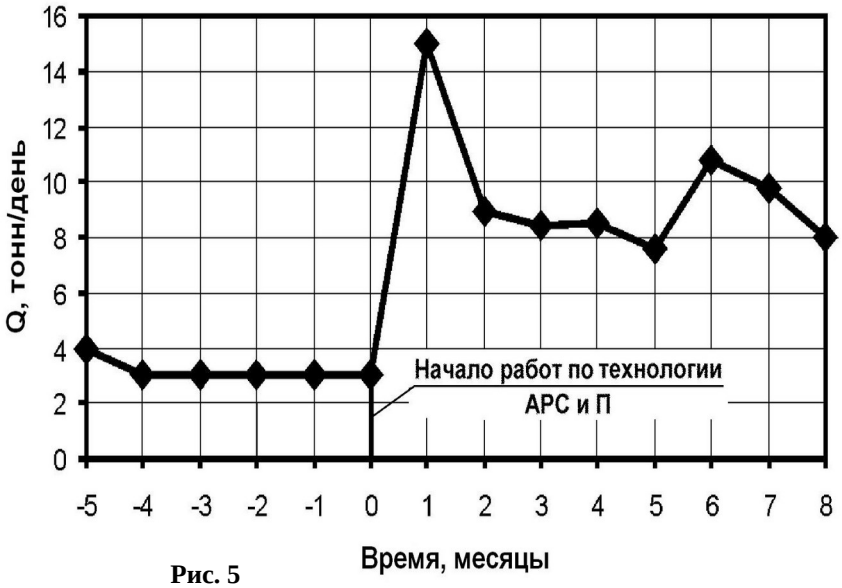


Рис. 5

Обрабатывались песчаники проницаемостью 200 мД и пористосью 20%.

Вязкость флюида – 1 мПа.с

Выше было отмечено, что акустическому воздействию должны подвергается только гидродинамические стоки скважин, т.е. ПЗП. Высокая частота, реализуемая магнитострикционными и пьезокерамическими излучателями, ограничивает глубину воздействия именно этой зоной. Вместе с тем, метод так дешев и прост в реализации, что большое количество скважин может быть обработано за относительно короткое время и, поскольку пласт - это сложная гидродинамическая система, он во многих случаях в целом реагирует на проведение акустических обработок. Накопленный ИНЕФ опыт позволяет в каждом конкретном случае

определить ту группу скважин, обработка которой обеспечивает воздействовие в целом на пласт. Как правило, в такую группу входят в первую очередь нагнетательные скважины. Так, на месторождении Ватьеганское (Кагалым, Западная Сибирь), обработке были подвергнуты 13 нагнетательных скважин. В результате добыча нефти по

месторождению в целом возросла примерно на 20% при неизменном проценте обводненности продукции Рис 6

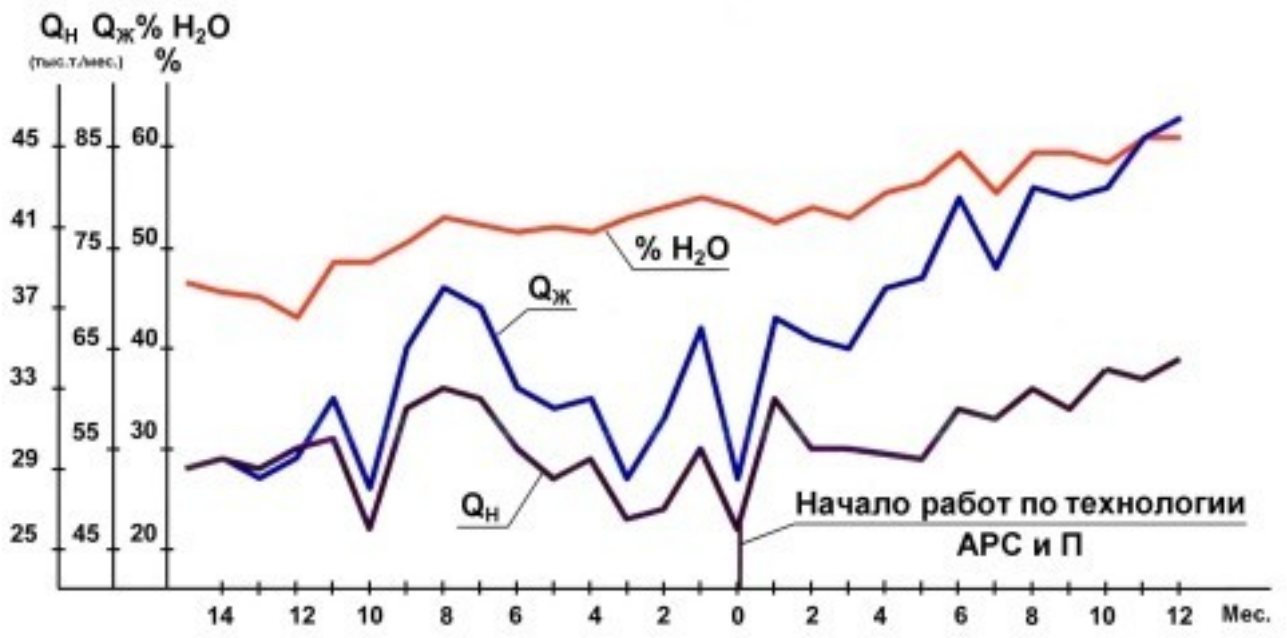


Рис. 6

Сопоставление результатов дебитометрии и диаграмм ПС показывает, что в процесс заводнения были вовлечены ранее не работавшие пропластки. В этой связи, акустическое воздействие можно рассматривать как технологию, направленную на повышения нефтеотдачи пласта в целом, что нашло отражение в аббревиатуре АРСиП (Акустическая Реабилитация Скважин и Пластов), являющейся логотипом ЗАО «ИНЕФ». Именно такой подход, позволяющий в полной мере реализовать достоинства акустического воздействия, отличает АРСиП от других акустических технологий.

Применение физических методов в ОАО «ЛУКОЙЛ»

Продуктивные пласты ОАО НК "ЛУКОЙЛ" характеризуются высокой зональной и послойной неоднородностью, низкой начальной нефтенасыщенностью и проницаемостью, а также наличием обширных водонефтяных зон. Большинство высокопродуктивных залежей находится на поздней или заключительной стадии разработки, характеризующейся падением добычи нефти и высокой обводненностью добываемой продукции. Задачи стабилизации добычи нефти, увеличения нефтеотдачи и вовлечения в разработку трудноизвлекаемых и остаточных запасов в настоящее время невозможно решать без применения современных методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Физические МУН - технологии, направленные на повышение выработки остаточных запасов нефти из эксплуатационных объектов без изменения существующей системы разработки, за счет воздействия физическими полями (акустическими, сейсмическими, электромагнитными, механическими и т. д.). К группе физических МУН относят следующие методы:

1. Воздействие физическими полями:

- гидроакустическое воздействие;
- сейсмоакустическое воздействие;
- вибровоздействие;
- электромагнитное воздействие.

2. Гидравлический разрыв пласта.

3. Системы разработки с горизонтальными скважинами:

- бурение горизонтальных и разветвленных горизонтальных скважин (ГС и РГС);
- повышение эффективности использования ранее пробуренных скважин.

К применяемым на месторождениях НК "ЛУКОЙЛ" физическим методам относят следующие:

- гидравлический разрыв пласта и разновидности этого метода (например: глубокопроникающий гидравлический разрыв пласта, газодинамический разрыв пласта и др.);
- акустическое воздействие - "Акустическая реабилитация скважин и пластов" ("АРС и П");
- волновое воздействие.

1.5 Сущность применения технологии «АРС и П»

Настоящей инструкцией регламентируются общие требования по технологии "Акустической Реабилитации Скважин и Пласта" ("АРС и П"), геолого-промысловые условия применения технологии, технические средства и материалы, подготовка к проведению технологического процесса и обработка скважины, методика расчета технико-экономического эффекта от внедрения технологии, промышленная безопасность, техника безопасности и охрана окружающей среды.

Технология "АРС и П" основана на принципах акустического воздействия на пласт и направлена на решение задач увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. В технологическом процессе предусмотрен комплекс мероприятий по проведению акустического воздействия на нагнетательных и добывающих скважинах, позволяющий проводить виброволновую обработку. пласта, а также обработку призабойных зон конкретных скважин.

Физические основы технологии. Снижение проницаемости призабойной зоны пласта происходит в основном вследствие проникновения в поровое пространство пласта фильтрата бурового

раствора, механических примесей закачиваемой жидкости или жидкости глушения; отложения на поверхности поровых и перфорационных каналов высоковязких компонентов нефти и глинистых частиц; образования на поверхности поровых каналов неподвижных пленок жидкости, которые включают в себя адсорбционный и частично диффузионный подслои. Эффективность акустического воздействия на призабойную зону пласта обусловлена созданием значительных инерционных сил в жидкости, интенсивных течений на разделах фаз "твердое тело"-"жидкость", которые в коллекторе реализуются в виде внутрипоровой турболизации жидкости, что приводит К отрыву механических частичек и высоковязких отложений от поверхности перфорационных каналов и порового пространства. Кроме того, генерирование поперечного магнитогидродинамического давления позволяет увеличить эффективное сечение поровых каналов за счет срыва застойных поверхностных пленок жидкости. Таким образом, акустическое воздействие позволяет восстановить или увеличить проницаемость призабойной зоны пласта.

Технология "АРС и П" основана на акустическом воздействии на призабойную зону скважины и пласт частотами звукового и ультразвукового диапазонов и способствует очистке перфорационных каналов и прискважинной зоны пласта от кольматирующего материала, срыву поверхностных слоев жидкости, увеличению охвата пластов заводнением, повышению интенсивности вытеснения нефти вытесняющим агентом, изменению фазовых проницаемостей флюида, ускорению гравитационного разделения нефти и воды.

Таким образом, при акустическом воздействии по методу "АРС и П" в насыщенном флюидом коллекторе возбуждаются колебания, которые сопровождаются значительными знакопеременными нагрузками и принимаются насыщающей жидкостью, что способствует решению задач повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации

добычи нефти за счет следующих основных эффектов:

- увеличение объемов фильтрации подвижного флюида при существующем радиусе пор и градиенте давления за счет "поршневого" эффекта, что приводит к увеличению отбора жидкости;
- вовлечение в процесс фильтрации неподвижного при существующем радиусе пор и градиенте давления флюида благодаря преодолению вязкопластических сил, удерживающих флюид, что приводит к интенсификации отбора нефти;
- снижение вязкости нефти за счет разрушения ее реологической структуры, путем деполяризации молекул и ослабления межмолекулярных связей, вследствие чего увеличивается фазовая проницаемость нефти, тогда как для воды она остается неизменной, что способствует уменьшению обводненности продукции;
- преодоление сил поверхностного натяжения и, соответственно, уменьшение угла смачивания между водой и нефтью приводит к повышению коэффициента вытеснения нефти водой;
- сегрегация (разделение) нефти и воды в высокообводненных пластах за счет ускорения гравитационного разделения фаз разных плотностей в акустическом поле способствует пере распределению нефтенасыщенности и более полному нефтеизвлечению;
- проявление сейсмоэлектрического эффекта способствует разрушению пристеночных неподвижных слоев жидкости, имеющих электростатическую природу и представленных нефтью, поэтому их разрушение и вовлечение в процесс фильтрации увеличивает проницаемость коллектора и коэффициент нефтеизвлечения;
- увеличение или восстановление проницаемости коллектора и призабойной зоны пласта достигается за счет очистки поровых и перфорационных каналов от механических примесей и высоковязких отложений, а также за счет срыва поверхностных слоев жидкости, что

приводит к увеличению эффективного сечения поровых каналов и вовлечению в процесс фильтрации застойных зон пласта.

Решаемые задачи ПНП. Технология "АРС и П" предназначена для повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти как на отдельных скважинах, так и на участках пластов в целом.

Технология позволяет решить следующие задачи:

- увеличение приемистости нагнетательных скважин;
- выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин с включением в работу низкопроницаемых и закольматированных пропластков;
- интенсификация притока добывающих скважин за счет очистки зоны перфорации от грязи, механических включений, высоковязких отложений и др.;
- выравнивание профиля притока добывающих скважин с включением в работу низкопроницаемых и закольматированных пропластков;
- интенсификация добычи нефти и снижение обводненности по участку окружающих реагирующих добывающих скважин.

Технологический процесс применяется как в отдельных нагнетательных и добывающих скважинах, так и в группе скважин или осуществляется в целом на объекте. В результате использования технологического процесса происходит интенсификация добычи нефти, увеличение охвата пласта заводнением и повышение коэффициента вытеснения нефти, что влечет за собой увеличение конечной и текущей нефтеотдачи пласта.

Технологический процесс позволяет осуществлять обработку по всей толщине продуктивного пласта без прекращения работы скважины и подъема-спуска колонны насосно-компрессорных труб на нагнетательном, фонтанном и газлифтном фонде, а на механизированном фонде совместить ее с подземным или капитальным

ремонтом скважин.

Настоящая инструкция разработана на основании временной инструкции и девятилетнего опыта испытаний и внедрения технологии "АРС и П" на месторождениях различных нефтяных компаний.

1.6 Геолого-промысловые и климатические условия применения технологии

В процессе разработки нефтегазовых месторождений происходит постепенное ухудшение проницаемости ПЗП в добывающих и нагнетательных скважинах. Это приводит к самоотключению нефтенасыщенных пропластков пониженной проницаемости, опережающему продвижению нагнетаемой воды по наиболее проницаемым пропласткам и, как следствие, обводненности и консервации активных геологических запасов на неопределенное время, что крайне отрицательно влияет на текущую и конечную нефтеотдачу.

Областью применения технологии "АРС и П" являются пласты палеозойских (девон, карбон, пермь), мезозойских (юра, мел) и кайнозойских (неоген) отложений, разрабатываемых или вводимых в разработку, как истощением, так и заводнением месторождений с недостаточными .темпами отбора нефти из продуктивного пласта, низкой или невысокой эффективностью процесса заводнения, обусловленной отключением из процесса заводнения низкопроницаемых пропластков.

Тип коллектора - терригенный, неоднородный, вид коллектора поровый, порово-трещиноватый, соотношение проницаемости пропластков и минеральный состав - не регламентируется.

Объектами наиболее успешного применения технологии на месторождениях, разрабатываемых в режиме заводнения, являются очаговые нагнетательные скважины с недостаточным значением

текущей приемистости и скважины, быстро обводняющие продукцию окружающих добывающих скважин при относительно низких отборах запасов нефти.

Геолого-физические критерии эффективного применения технологического процесса представлены в табл. 1.

Условия эксплуатации комплекса "ИНЕФ-1 ";

Комплекс "ИНЕФ-1" предназначен для эксплуатации в полевых условиях нефтяных промыслов с размещением как в лаборатории, так и в подъемнике каротажной станции.

Температура окружающей среды:

- для источников питания от -40 до +40° С;
- для излучателя от -40 до +200° С.

Максимальная влажность воздуха:

- для источников питания (при температуре выше +30° С) - 80 %;
- для источников питания (при температуре ниже +30° С) - 60 %;
- для излучателя ограничений нет.

Таблица 1

Геолого-физические критерии эффективного применения технологического процесса

Наименование критерия	Характеристика, величина
Тип коллектора	Терригенный
Вид коллектора	Поровый, порово-трещиноватый
Стадия разработки	1–4
Система заводнения	Площадная, очагово-избирательная, рядная
Средняя обводненность добываемой продукции по участку	0–90 %
Глубина залегания пласта	До 5000 м
Пластовая температура	До 120 °С

1.7 Технические средства и материалы

Технические средства. Технологический процесс осуществляют с помощью скважинного акустического комплекса "ИНЕФ-1".

При проведении технологического процесса "АРС и П" используется стандартная геофизическая станция с подъемником, оборудованным одним из геофизических кабелей: КГ1-30-90-1, КГ1-30180-1, КГ1-50-90К-1, КГ1-55-90-1, КГ1-55-90-2, КГ1-55-180-1, КГ155-180-2, КГ1-70-250-1, КГ3-60-90-1, КГ3-60-100, КГ3-60-180-1, КГ360-200, КГ3-40-90-1, КГ3-40-100, КГ7-75-90-1, КГ7-75-180-1, соответствующим ТУ 16.к64-01-88 или ГОСТ 6020-82 (возможно применение других кабелей с аналогичными характеристиками) и геофизическим кабельным наконечником НКБР по ТУ 41-12-054-90 (НКБЗ-36, НКОЗ-36, НКБЦЗ-36 и пр.). Оборудование комплекса ИНЕФ-1 и рабочее место оператора "АРС и П" можно размещать как в лаборатории, так и в подъемнике. Излучатель акустический скважинный и источник питания комплекса ИНЕФ-1 имеют разъемы, позволяющие присоединяться к геофизическому кабелю без дополнительных элементов.

В состав акустического скважинного комплекса оборудования ИНЕФ-1 ВХОДЯТ:

- излучатель акустический скважинный ИНЕф1-44 и его модификации ИНЕФ1-37, ИНЕФ1-100;
- источник питания типа ИП-ИНЕФ-1-Л и ИП-ИНЕФ-1-Т, с устройством контроля параметров работы излучателя акустического скважинного - блоком обратной связи (БОС);
- инструмент и приспособления для наладки и обслуживания излучателя акустического скважинного согласно "Техническому описанию и инструкции по эксплуатации".

При обслуживании и эксплуатации оборудования комплекса ИНЕФ-1 используется следующая контрольно-измерительная

аппаратура:

- осциллограф С1-99 И22.044.095ТУ;
- частотомер Ч3-63/1 ДЛИ2.721.007ТУ;
- ампервольтметр-испытатель транзисторов (тестер) ТЛ-4М
- ТУ 1-01-0252-78;
- мегомметр Ф4102/2-1М ТУ 25-7534.0005-87.

Примечание. Допускается применение приборов другого типа с аналогичным классом точности и пределом измерений.

Запасные части и расходные материалы технологического оборудования комплекса ИНЕФ-1.

Для технического обслуживания комплекса необходимо иметь следующее оборудование:

Инструменты Количество

Ключ s-образный Л44.026_____2 шт.

Ключ торцевой Л44._____1 шт.

Ключ рожковый 10х12 ГОСТ 2839-80_____1 шт.

Ключ рожковый 24х27 ГОСТ 2839-80_____2 шт.

Ключ рожковый14х17 ГОСТ 2839-80_____1 шт.

Скальпель медицинский ГОСТ 21240-89_____1 шт.

Пинцет медицинский ГОСТ 21241-89_____1 шт.

Бокорезы ГОСТ 17438-72 _____1 шт.

Паяльник40 Вт ГОСТ 7219-83_____1 шт.

Отвертка большая 8 мм ГОСТ 10754-93 _____1 шт.

Отвертка малая 5 мм ГОСТ 10754-93_____1 шт.

Насос НР01ЮА-00-2.ГОСТ 13823-93_____1 шт.

рукав резиновый II - 50. 22Г8-211 8 ГОСТ 25174-82_____1,5 м

Рукав резиновый Ø8 ГОСТ 25174-82 _____2м

Штуцер Л44.051_____2 шт.

Штуцер Л44.050_____1 шт.

Расходные материалы Количество

Припой Пкр ПОС 61 ГОСТ 19248-90_____0,05 кг

Флюс ГОСТ 19250-73_____50

Лента ПВХ-О.2 ГОСТ 16214-86_____1,5 м

Масло трансформаторное АТМ-65 ТУ 38-1-225-69_____0,5 л

Трубка 3.31 ТВ-40.4. ГОСТ 19034-82_____0,05 м

Концы протирочные_____0,5 кг

Спирт-ректификат ГОСТ 18300-87_____25 г

Предохранители плавкие ГОСТ 17242-86_____20 шт.

Для обслуживания скважинного акустического излучателя и источников питания необходимо иметь ЗИП согласно комплектности поставки.

К обслуживанию и эксплуатации технологического оборудования допускаются лица, прошедшие обучение и допущенные к самостоятельной работе с оборудованием комплекса ИНЕФ-1 комиссией.

1.8 Подготовка к проведению технологического процесса и обработка скважины

Требования к подготовке скважин. Подготовка скважин к технологическому процессу "АРС и П" аналогична подготовке скважины к промыслово-геофизическим исследованиям и выполняется в соответствии с действующим между Заказчиком и привлекаемым им геофизическим предприятием регламентом. Дополнительные требования, предъявляемые к подготовке нагнетательных скважин. К началу работ по применению технологического процесса Заказчик обязан:

- определить приемистость скважины от агрегата ЦЛ-320,

АЗИНМЛШ-30Л ТУ 26-16-53-75 при давлении, равном давлению в водоводе;

- при решении задач по выравниванию профилей приемистости выполнить комплекс ГИС по определению текущей приемистости, профиля приемистости;
- обеспечить исправность устьевой арматуры;
- обеспечить исправность электрических разъемов и наличие питающего напряжения электрической сети (220/380 В, 50 Гц); - произвести шаблонировку НКТ на Ø 50 мм;
- зумпф скважины должен быть чистым и не менее 2 м.

Дополнительные требования, предъявляемые к подготовке добывающих скважин

Работы на добывающих скважинах с применением технологического процесса вносят в "План работ на проведение ремонта скважины". При составлении "Плана работ" с представителем ЗЛО ИНЕФ согласовывают порядок и сроки проведения технологического процесса с другими плановыми мероприятиями.

К началу работ по применению технологического процесса Заказчик обязан:

- предоставить достоверную информацию о дебите скважины;
- при решении задач по выравниванию профиля притока выполнить
- комплекс ГИС по определению текущего притока, профиля притока; - обеспечить исправность устьевой арматуры;
- обеспечить исправность электрических разъемов и наличие питающего напряжения электрической сети (220/380 В, 50 Гц); - произвести шаблонировку НКТ на Ø 50 мм;
- в случае работ с излучателем ИНЕФ 1-100 состояние эксплуатационной колонны должно обеспечивать прохождение

акустического излучателя 0 100 мм до зоны перфорации;

- зумпф скважины должен быть чистым и не менее 2 м.

Перед началом работ по применению технологического процесса проводят:

- анализ разработки объекта воздействия;
- сбор необходимых параметров для определения характеристик воздействия;
- на основании анализа показателей разработки объекта, геологических данных о пласте и интерпретированных данных геофизических исследований, указанных выше, определение интервалов обработки призабойной зоны скважины и пласта. При необходимости интервалы, подлежащие обработке, согласовывают с представителями Заказчика;
- в зависимости от задач на обработку скважины на основании соответствующих расчетов и опыта, проведенных ранее работ определено, что время воздействия на одной точке может составлять до 4 ч.

Порядок проведения работ на скважине:

1. Осуществить монтаж оборудования.

Блок-схема соединения комплекса оборудования ИНЕФ-1 и подключения измерительной аппаратуры приведена на рисунке.

2. Подготовить скважинный комплекс ИНЕФ-1 в соответствии с "Скважинный акустический комплекс ИНЕФ-1. Техническое описание и инструкция по эксплуатации".

3. Геофизической партии выполнить "Привязку" к интервалам воздействия.

4. Геофизической партии ввести излучатель, настроенный на первую рабочую частоту в скважину, и провести на первой рабочей точке: подключение излучателя к геофизическому кабелю, отключение от него, ввод излучателя в скважину, спуск, подъем и извлечение его из

скважины. Устанавливать излучатель напротив обрабатываемого интервала при работе лебедки на "подъем". Скорость спуска-подъема не должна превышать 1 м/с. Работы со скважинной арматурой выполняют специалисты промысла или инженер-геофизик

5. Включить источник питания согласно: "Источник питания ИП-ИНЕФ-1-Т. Инструкция по эксплуатации", "Источник питания ИП-ИНЕФ-1-л. Инструкция по эксплуатации".

6. Установить технологический режим воздействия.

7. Произвести воздействие на точке в течение расчетного времени.

8. Выключить источник питания согласно: "Источник питания ИП-ИНЕФ-1-Т. Инструкция по эксплуатации", "Источник питания ИП-ИНЕФ-1-л. Инструкция по эксплуатации".

9. Произвести обработку последующих интервалов в соответствии с п.п. 10-13.

10. Машинисту каротажного подъемника произвести установку излучателя на следующую рабочую точку.

11. По окончании обработки выключить всю аппаратуру согласно: "Источник питания ИП-ИНЕФ-1-Т. Инструкция по эксплуатации", "Источник питания ИП-ИНЕФ-1-Л. Инструкция по эксплуатации", "Скважинный акустический комплекс ИНЕФ-1. Техническое описание и инструкция по эксплуатации".

12. Отключить сеть 220 В 50 Гц.

13. Поднять излучатель из скважины и отсоединить от геофизического кабеля.

14. Протереть излучатель чистой ветошью досуха.

15. Повторить пп. 4-14 для обработки скважины последующими частотами.

16. Разобрать схему комплекса и приготовить его к транспортировке согласно: "Скважинный акустический комплекс

ИНЕФ-1. Техническое описание и инструкция по эксплуатации".

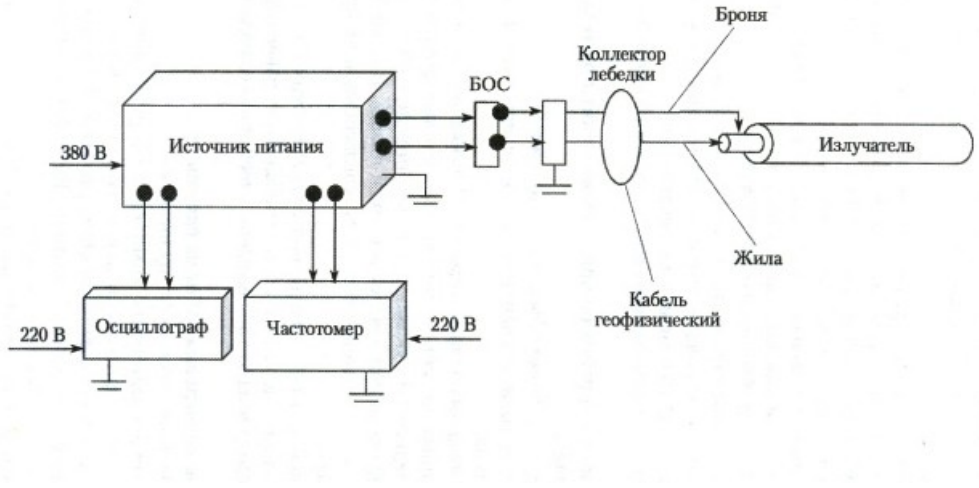


Рис.3. Блок-схема соединения комплекса оборудования ИНЕФ-1 и подключение измерительной аппаратуры.

После проведения работ по применению технологического процесса проводят:

- определение приемистости нагнетательной скважины от агрегата ЦА-320, АЗИНМАШ-30А ТУ 26-16-53-75 при давлении, равном давлению в водоводе, либо определение притока добывающей
- скважины по объему и качеству;
- по согласованию с Заказчиком, комплекс ГИС по определению текущей приемистости (притока), профиля приемистости (притока), технического состояния эксплуатационной колонны и НКТ;
- при проведении комплекса ГИС на добывающих скважинах, механизированного способа эксплуатации, после применения технологического процесса понижение уровня рекомендуется осуществлять свабированием;
- контроль за разработкой участка геофизическими, промыслово-гидродинамическими, физико-химическими методами. Анализируют показатели разработки участка.

Особые случаи проведения технологического процесса

К особым относят случаи, когда про ведение технологического процесса на скважине по тем или иным причинам считается невозможным или требуется дополнительное согласование по видам и срокам работ между Заказчиком и Подрядчиком.

Обработку нагнетательных скважин, по согласованию с Заказчиком, можно проводить как при отключенной закачке, так и под закачкой.

1.Технологический процесс не проводят в случаях, если по результатам ГИС:

- выявлена негерметичность забоя, обсадной колонны или НКТ;
- выявлены внутрипластовый или заколонный перетоки;
- возникает необходимость в проведении дополнительных мероприятий;
- в процессе подготовки скважины выявляются дополнительные геолого-технические факторы, мешающие проведению технологического процесса.

2. Решение о сроках проведения технологического процесса согласовывается дополнительно в случаях, если по результатам ГИС:

- возникает необходимость в проведении дополнительных мероприятий;
- текущие параметры работы скважины удовлетворяют Заказчика;
- возникает необходимость в проведении дополнительных геофизических исследований.

1.9 Промышленная безопасность, техника безопасности и охрана окружающей среды

К производству работ по "АРС и П" допускаются лица,

изучившие данное руководство, прошедшие обучение по технике безопасности и охране труда, сдавшие экзамен согласно Р Д -08-56-94; РД-39-22-517-81; правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности ГОСТ-15150-69; ГОСТ 12.1.011.78, ПУЭ-86, РД-01-24-93, ГОСТ 12.02.020-76, ГОСТ-14254-80, ГОСТ-12.1.010.76.

Перед началом работы необходимо убедиться (визуальный осмотр) в исправном состоянии кабелей, розеток и штекеров. В случае отсутствия стандартных розеток и штекеров в системе электропитания необходимо вызвать электрика цеха.

Перед подключением источника питания к сети следует убедиться в нормальном и стабильном напряжении питающей сети с целью избежания выхода из строя источника питания. Стыковку и расстыковку сетевого штепсельного разъема выполнять только при обесточенной сети -220, -380 В.

Во избежание выхода из строя источника питания после подключения к сети необходимо проверить наличие потока охлаждающего воздуха (убедиться в работе вентиляторов). В связи с тем, что излучатель комплекса рассчитан на работу в условиях высоких давлений, в целях исключения его разрушения запрещается включение излучателя при атмосферном давлении на мощность выше 0,05 максимальной. Указания по мерам безопасности стандартных (серийных) приборов, используемых в составе комплекса, изложены в их технических описаниях и инструкциях по эксплуатации. Все работы на скважине необходимо проводить под руководством начальника прикрепленной геофизической группы или лица, его замещающего.

Запрещается приступать к работе по применению технологии "АРС и П":

- при нестабильной, завышенной или пониженной питающей сети;
- при неисправном скважинном противовыбросовом

оборудовании;

- при неисправном геофизическом спускоподъемном оборудовании;
- при возникших неисправностях в ходе работ бригады ПРС
- или КРС;
- при перекрытой частично или полностью зоне перфорации.

В случае прекращения подачи электроэнергии на рабочее место необходимо работы по "АРС и П" прекратить, аппаратуру выключить и поставить в известность диспетчера цеха НГДУ. Возобновлять работу разрешается только при условии устойчивой подачи электроэнергии.

Развертывание комплекса, подготовку его к работе и выполнение технологического процесса "АРС и П" следует выполнять в соответствии с "Скважинный акустический комплекс ИНЕФ-1. Техническое описание и инструкция по эксплуатации". Правила техники безопасности, которые не нашли отражения в данном разделе, должны соответствовать "Правилам безопасности в нефтедобывающей промышленности" по разделам: 4. "Эксплуатация нефтяных и газовых скважин"; 5. "Текущий и капитальный ремонт скважин"; 12. "Производственная санитария".

5 Экономическая часть

5.1 Расчет потока денежной наличности от применения АРС и П

Произведем экономический расчет полученного прироста добычи нефти. Расчетный период примем 12 месяцев 2015 года.

Основным показателем оценки АРС и П является поток денежной наличности за расчетный период.

Показатель денежной наличности на всех этапах мероприятия определяется по формуле:

$$\Delta ПДН = Выр. - И - Нал. - K, \quad (5.1)$$

где: $ПДН$ - поток денежной наличности за расчетный период, тыс. руб;

$Выр.$ - выручка от реализации дополнительной добычи, тыс. руб;

$И$ - издержки за расчетный период, тыс. руб;

$Нал.$ - налог на прибыль, тыс. руб;

K - капитальные затраты на мероприятия, тыс. руб.

Стоимостная оценка результата базируется на технологическом режиме, по мероприятию, связанному с увеличением добычи, равна:

$$Выр. = G \cdot Ц_{опт}, \quad (5.2)$$

где: G - прирост добычи нефти, тыс. тонн;

$Ц$ - цена нефти за расчетный период, тыс.руб/тонн.

Стоимостная оценка затрат определяется по формуле:

$$И = K + И_m, \quad (5.3)$$

где: K - капитальные затраты за расчетный период, тыс.руб (K =0);

$И_m$ - текущие задержки в году , t.

$$И_т = З_{АРСиП} + З_{д.д}, \quad (5.4)$$

где: $З_{АРСиП}$ - затраты на АРС и П, тыс. руб;

$З_{д.д}$ - затраты на дополнительную добычу, тыс. руб.

$$З_{АРСиП} = (C_{АРСиП} \cdot n), \quad (5.5)$$

где: $C_{АРСиП}$ - стоимость одного АРС и П, тыс. руб;

n - количество АРС и П.

$$З_{д.д} = G \cdot C_{у-п}, \quad (5.6)$$

где: G - дополнительная добыча, тыс. тонн;

$C_{у-п}$ - затраты на дополнительную добычу, руб/тонна.

Все затраты и результаты, осуществляемые в разные годы, должны приводиться к одному расчетному году (tp), в качестве которого берется год, предшествующий технологическому эффекту. Для этого применяют коэффициент дисконтирования:

$$\alpha t = (1 + E_{н.п})^{tp - t}, \quad (5.7)$$

где: $E_{н.п}$ - нормативный коэффициент приведения. В условиях стабильной экономики $E_{н.п}$ = 0,08 – 0,1, (за месяц – 0,008);

tp - расчетный год, к которому приводятся затраты и результаты.

Чистую прибыль рассчитываем по формуле:

$$П_{чис.} = П_{вал.} - налоги, \quad (5.8)$$

где: $П_{вал.}$ - прирост прибыли от реализации дополнительной добычи, тыс. руб;

$налоги$ - 35 % от реализации.

Дальше рассчитываем:

1) поток денежной наличности;

2) накопленный поток денежной наличности НПДН;

3) дисконтированный поток наличности (с учетом коэффициента дисконтирования за каждый месяц);

1) чистую текущую стоимость ЧТС.

Исходные данные для расчётов НПДН и ЧТС представлены в таблице 5.1. Расчет представлен в таблице 5.2[презентация].

Таблица 5.1 – Исходные данные для расчетов НПДН и ЧТС при проведении АРС и П

Показатели	Ед. измер.	Абсолютное значение
Объем АРС и П	скв.	38
Дополнительная добыча нефти	тыс.тонн	52
Цена нефти (за 1т)	руб.	1170
Стоимость одного ремонта АРС и П	тыс.руб.	154,291
Условно – переменные затраты	тыс.руб.	0,336
Себестоимость добычи 1т. нефти	руб.	670
Налог на прибыль	%	35

Внедрение новых современных методов нефтеотдачи пластов имеет большое значение для рационального использования сырьевых, топливно - энергетических и других материальных ресурсов.

Результаты расчета накопленного потока денежной наличности (НПДН) и чистой текущей стоимости (ЧТС) показали, что проведение такого мероприятия, как АРС и П экономически выгодно, поскольку:

1) Прирост добычи нефти составил – 52 тыс. тонны;

2) Накопленный поток денежной наличности – 26659 тыс. рублей;

3) Чистая текущая стоимость составила – 25337,4 тыс. рублей.

5.2 Анализ чувствительности проекта

Проведя анализ чувствительности проекта [презентация - таблица 5.3] и построив диаграмму «Паук» (рисунок 5.1), определили, что внедрение такого мероприятия, как Акустическая реабилитация скважин и пласта на Ватьеганском месторождении, экономически выгодно.

Анализ чувствительности проекта к риску показал его несклонность к риску при заданной вариации факторов. Это объясняет его расположение в положительной части оси координат, что говорит о целесообразности проведения такого метода повышения нефтеотдачи пластов как АРС и П.

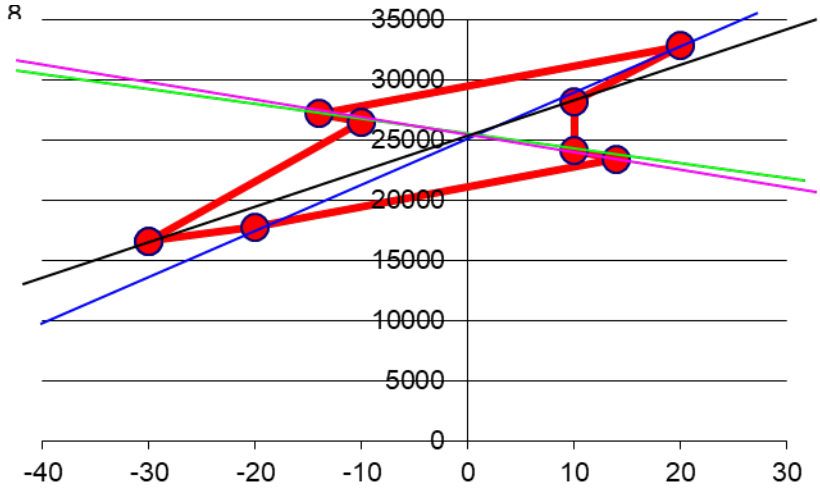


Рисунок 5.1 – Диаграмма «Паук». Анализ чувствительности проекта

6 Защита окружающей среды

6.1 Экологический анализ воздействия на окружающую среду при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений - это комплексе мероприятий, направленных на обеспечение притока нефти и газа из залежи к забою скважин, размещение скважин, очерёдностью ввода в эксплуатацию, расчёт наиболее эффективных режимов работы и их поддержание. Разработка нефтяных и газовых месторождение приводит к сильному загрязнению поверхности почвы водоёмов и гибели растений и животных. Сероводород и сернистый газ являются основными загрязняющими выбросами при эксплуатации нефтяных промыслов.

В соответствии со статьей 24 Закона «О недрах» к основным требованиям по обеспечению безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами относятся:

- проведение комплекса геологических, маркшейдерских и иных наблюдений, достаточных для обеспечения нормального технологического цикла работ и прогнозирования опасных ситуаций, своевременное определение и нанесение на планы горных работ опасных зон;

- систематический контроль за состоянием атмосферы, содержанием в ней кислорода, вредных и взрывоопасных газов и пылей;

- разработка и проведение мероприятий, обеспечивающих охрану работников предприятий, ведущих работы, связанные с пользованием недрами, и населения в зоне влияния указанных работ от вредного влияния этих работ в их нормальном режиме и при возникновении аварийных ситуаций.

Охрана атмосферы

Источники образования и выбросы вредных веществ на месторождении делятся на организованные и неорганизованные. К организованным выбросам вредных веществ относятся: дефлекторы и вентиляционные трубы цехов осушки газа и подготовки газового конденсата, а также сброс газа на свечу при планово-предупредительных работах.

К неорганизованным источникам относят: утечки от фланцев арматуры, установленной на оборудовании (А-1, А-2; С-1, С-3) и трубопроводах.

Количество загрязняющих веществ, при валовых (т/год) и максимальных разовых выбосах (г/с) в атмосферу установлено по результату инвентаризации выбросов от источников загрязнения (таблица 9.5).

Таблица 9.5 – Характеристика веществ, поступающих в атмосферу от объекта проектирования

Код вещества	Наименование вещества	Предельно допустимая концентрация, мг/м^3		Класс опасности вещества
		ПДК$_{мр}$	ПДК$_{сс}$	
415	Углеводороды предельные С1-С5	300	50	4
1503	Нефть сырая (аэрозоль)	300	10	3

Данные вещества оказывают негативное воздействие как на человека, так и на окружающую среду.

Охрана гидросферы

Сети водопотребления на проектируемые кустовые площадки проектной документацией не предусмотрены ввиду отсутствия необходимости (безлюдная технология добычи нефти). Применяемая технология добычи нефти полностью безлюдная, закрытого цикла, герметичная. Территория проектируемых кустовых площадок скважин при нормальной эксплуатации является незагрязненной, т.к. на площадках не размещается наземное емкостное оборудование с нефтепродуктами и другими загрязняющими веществами.

На проектируемых кустовых площадках находятся подземные дренажные емкости объемом 40 м 3 (всего 3 шт.). Каждая емкость оснащена датчиком сигнализации верхнего уровня. Дренажные емкости V= 40 м 3 на площадках кустов скважин предназначены для сбора дренажей от технологического оборудования, сбора технологических жидкостей при ремонте оборудования и опорожнения оборудования от измерительных установок. Дренажи из дренажных емкостей откачиваются, по мере накопления, в коллектор нефтесбора на площадке Ахтырского НГКМ.

Поверхностные (дождевые) и талые воды фильтруются в насыпное основание площадок, частично стекают на рельеф прилегающей к площадкам территории, частично испаряются в теплый период года. При нормальном режиме работы оборудования на кустовых площадках, а также площадках узлов запорной арматуры загрязненные поверхностные сточные воды отсутствуют. Нормальный технологический режим работы кустовой площадки обеспечивается надежностью конструкции скважин, конструкцией кустовой площадки (инженерная подготовка, размещение скважин и расстановка оборудования); проектируемой системой сигнализации, связи и передачи данных с проектируемых площадок кустов скважин и с УЗА на пункт контроля и управления; герметизированной системой сбора и транспорта нефти и нефтяного газа, полностью исключающей возможность загрязнения окружающей среды и попадания продукции нефтяных скважин на площадку куста скважин и прилегающую территорию в соответствии с ВНТП 3-85, «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений». Объем поверхностных (дождевых) и талых сточных вод с территории кустовых площадок с шламовыми амбарами, площадок узлов запорной арматуры на трубопроводах и подъездов к ним на период эксплуатации составляет:

1. среднегодовой объем:

– поверхностные (дождевые) сточные воды – 2009,28 м3/период;

– талые сточные воды – 1848,00 м3/период.

2. среднесуточный объем:

– поверхностные (дождевые) сточные воды – 88,71 м3/сут;

– талые сточные воды – 107,52 м3/сут.

Средняя концентрация загрязнений в дождевых водах с технологических площадок согласно нормам ВНТП 3-85 составляет:

– содержание нефтепродуктов 50-100 мг/л;

– взвешенных веществ – 300 мг/л;

– по БПК 20-40 мг/л.

Содержание нефтепродуктов в отобранных пробах составляет 0,04-0,045 мг/дм3 , хлоридов 36-62 мг/дм3 , что не превышает ПДК.

Таблица 9.6 - Характеристика загрязняющих веществ

Наименование загрязняющего вещества	Лимитирующий показатель вредности	$ПДК_{водоема}$,мг/л
Нефтепродукты	органолептический	0,45
Хлориды		350

Таким образом, поверхностный сток с кустовых площадок и площадок УЗА является незагрязненным и не подлежит сбору и очистке.

Охрана литосферы

В процессе производственной деятельности оператора по добыче нефти и газа образуется ряд загрязняющих почвенный слой веществ. В таблице 9.7 приведен перечень отходов, образующихся при эксплуатации проектируемых объектов.

Наименования, коды и классы опасности отходов для окружающей среды приведены в соответствии с :

- Федеральным классификационным каталогом отходов

-Паспортами отходов 1-4 классов опасности, сведениями о классификационных признаках и классе опасности отходов.

Классификация отходов по степени вредного воздействия на здоровье человека приведена в соответствии с :

-СанПиН 2.1.7.1322-03 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления»

-СП 2.1.7.1386-03 «Санитарные правила по определению класса опасности токсичных отходов производства и потребления».

Таблица 9.7 – Характеристика отходов

Наименование отходов	Качественный состав и свойства	Характеристика свойств и содержание компонентов	Класс опасности отходов		Объем образования т/год	Объект конечного размещения, (хранения, захоронения, обезвреживания
			Для человека	Для ОС		
Обтирочный материал, загрязнены нефтью или нефтепродуктами	Изделия из волокон,	Текстиль 93,22% Нефтепродукты 6,78%	IV	III	1,2	Термическое обезвреживание на установке «Форсаж 2М»
Шлам очистки емкостей от нефти и нефтепродуктов	Дисперсная система	Нефтепродукты 75%, вода 2,8%, механические примеси 22,2%	III	III	0,33	Обезвреживания на площадке шламонакопителя НГДУ «Талаканнефть»
Лампы ртутные, ртутно-кварцевые, утратившие потребительские свойства	Изделия из нескольких материалов	Ртуть 0,02%, прочее 7,98%, стекло 92%	I	I	0,04	Передача специализированному предприятию по демеркуризации ООО «Эконадзор»
Спецодежда из натуральных и синтетических волокон, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	Изделия из нескольких волокон	Текстиль хб 91%, нефтепродукты 9%	IV	IV	0,073	Захоронение на полигоне ТБ и ПО НГДУ «Талаканнефть»

Комплекс мер по охране окружающей среды

Потери нефти при ее добыче и использовании практически неизбежны, при этом столь же неизбежен и ущерб, наносимый окружающей среде. Если принять во внимание масштабы развития нефтегазодобывающей отрасли на территории Западной Сибири, то проблема обеспечения экологической безопасности производства и последовательного улучшения природной среды выходит на передний план.

Природоохранная деятельность ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» осуществляется в общей концепции с Программой экологической безопасности НК «ЛУКОЙЛ», разработанной до 2017 года.

Затраты на природоохранные мероприятия за 2014 год по трем территориально – производственным предприятиям составили 492,6 млрд. рублей, что значительно выше плановых показателей. В 2015 году потрачено 798,7 млн. рублей.

Загрязнение территории и водных объектов начинается, как правило, при строительстве кустовых оснований. Однако одной из самых серьезных проблем являются прорывы трубопроводов и особенно нефтепроводов. Количество аварий на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» за 2014 год с экологическим ущербом составило 52, в том числе по ТПП «Когалымнефтегаз» - 8.

В целях снижения числа аварий произведен капитальный ремонт 612,6 км нефтепроводов и водопроводов при плане 543,4 км, закачено 1853,8 тонн ингибиторов коррозии. Службами технадзора ТПП продиагностировано более 500 км трубопроводов с охватом всех месторождений ТПП, проведена 100 % паспортизация трубопроводных систем на месторождениях.

Охрана недр

При разработке месторождений, на которых намечается реализация технологии физико – химического воздействия, для обеспечения безопасности населения необходимо руководствоваться действующими законами, постановлениями и положениями, направленными на охрану недр и окружающей среды при бурении и эксплуатации скважин.

Помимо требований нормативно – технологической документации необходимо ужесточить контроль по следующим видам работ, осложняющихся применением химических реагентов:

- реализация комплекса мероприятий по обеспечению герметичности цементного кольца за колонной и устранение негерметичности спуском дополнительной обсадной колонны меньшего диаметра;

- оценка технического состояния скважин различными геофизическими методами;

- изоляция пластовых вод в нефтяных скважинах;

- изоляция поглощающих горизонтов в необсаженном стволе скважин до крепления колонны;

- в ликвидированных скважинах против интервалов продуктивных пластов устанавливать цементные мосты, а устья скважин оборудовать цементной тумбой;

- применение трубопроводов и оборудования в антикоррозионном исполнении;

- нагнетательные скважины, в которые закачиваются сточные воды, снабдить пакером, а межтрубное пространство заполнять антикоррозионной жидкостью.

Охрана воздушного бассейна

Охрана воздушного бассейна должна проводиться в соответствии с нормативно – технической документацией по эксплуатации нефтяных месторождений.

Загрязнение атмосферного воздуха вредными выбросами наблюдается при всех процессах, происходящих на поверхности: сбор, внутрипромысловый транспорт и подготовка газа, нефти и воды. При этом основными вредными веществами (ВВ), выбрасываемыми в атмосферу, являются углеводороды, сероводород, окись углерода, окиси азота, двуокись серы и сажа. Тип выбрасываемого ВВ и его количество определяются процессами поверхностной технологии на данном узле.

Наиболее радикальными методами решения экологии атмосферного воздуха нефтедобычи являются герметизация оборудования, утилизация всех компонентов продукции скважин, недопущение газовых выбросов.

С целью сокращения вредных выбросов в атмосферу также предусматриваются следующие мероприятия:

1) Применение специально оборудованной техники с силовыми агрегатами, обеспечивающими продавку скважинной жидкости и промывку скважины.

1) Обеспечение надежности оборудования, арматуры и трубопроводов за счет подбора необходимых марок стали, выполнение специальных требований при сварке, вварке штуцеров.

2) Строительство необходимого количества контрольно – регулировочных пунктов по проверке и снижению токсичности выхлопных газов спецтехники.

3) Сброс давления из скважины в емкость желобной системы при минимальной разнице давлений на устье и в затрубном пространстве.

4) Применение оборудования и манифольда на расчетное давление, превышающее давление источника.

5) Использование блокировки источника давления.

6) Контроль за состоянием атмосферы на скважинах рекомендуется вести по двум направлениям:

- контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу непосредственно на источниках;

- контроль за соблюдением норм допустимых выбросов вредных веществ, установленных для объектов предприятия.

7) Проведение профилактических и ремонтных работ, обеспечивающих герметичную эксплуатацию оборудования и трубопроводов.

8) Проведение технологических операций, связанных с использованием токсичных и агрессивных продуктов, в герметично закрытом оборудовании, выполненном из материалов, стойких к агрессивным средам.

9) Строгое соблюдение сроков периодических осмотров технологического состояния фланцевых и резьбовых соединений арматуры.

Охрана и рациональное использование земель

При реализации технологий физико – химического воздействия охрана и рациональное использование земель должны осуществляться в соответствии с нормативно – технической документацией на разработку нефтяных месторождений.

Вредное воздействие на почву оказывают аварийные ситуации, которые иногда возникают при спуско – подъемных операциях:

1) Выброс скважинной жидкости за счет нефтегазопровления пласта при некачественно выполненном глушении скважины;

1) Подъем НКТ с жидкостью при неудачной сбивке обратного клапана для спуска жидкости из НКТ;

2) Порыв нагнетательного манифольда при глушении и промывке скважины.

Необходимо проводить обвалование территорий вокруг нефтепромысловых объектов (установки для приготовления и закачки реагента) и скважин.

Охрана и рациональное использование водных ресурсов

Комплекс мероприятий, связанных с охраной и рациональным использованием водных ресурсов при разработке нефтяных месторождений, должен проводиться в соответствии нормативно – технической документацией.

Особое внимание должно быть уделено:

- очистке сточных вод, используемых в системе ППД, до установленных требований;

- исследованию геометричности колонн в нагнетательных скважинах;

- строительству временных и капитальных плотин для уоавливания нефтепродуктов и сточных вод.

В НГДУ «Ватьеганнефть» состояние промышленной и экологической безопасности удовлетворительное. Руководители предприятия ответственно относятся к требованиям Закона РФ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 20.06.97 года, Закона РФ «Об охране окружающей природной среды» других нормативных и правовых актов, Постановлениям Правительства РФ. В результате осуществления комплекса мер на предприятии в 2015 году не отмечалось серьезных аварий, повлекших заметный ущерб здоровью обслуживающего персонала и окружающей природной среде. Случаи производственного травматизма, в основном, в результате нарушения трудовой дисциплины и несоблюдения Правил техники безопасности.

Метод акустической реабилитации скважин экологически чист, затраты на его проведение ниже, чем при обработке с использованием химических реагентов и тем более гидроразрыве пласта. К настоящему времени накоплен значительный опыт по применению акустических методов с использованием магнитострикционных и пьезокерамических преобразователей. Обработано более 2000 скважин на месторождениях с различными геолого - физическими характеристиками.

Заключение

Повышение нефтеотдачи на разрабатываемых месторождениях равносильно открытию новых месторождений, поэтому данная проблема актуальна для всех нефтедобывающих стран мира.

Метод акустической реабилитации скважин экологически чист, затраты на его проведение ниже, чем при обработке с использованием химических реагентов и тем более гидроразрыве пласта. К настоящему времени накоплен значительный опыт по применению акустических методов с использованием магнитострикционных и пьезокерамических преобразователей. Обработано более 2000 скважин на месторождениях с различными геолого - физическими характеристиками.

Список использованных источников

1. *Басниев К.С., Власов А.М., Кочина И.Н., Максимов В.М.* Подземная гидравлика. М.: Недра, 2009, 303 с.
2. *Вахитов Г.Г., Кузнецов О.Л., Симкин Е.М.* Термодинамика призабойной зоны нефтяных коллекторов. М.: Недра, 2009, 200 с.
3. *Гайваронский И.Н.* Состояние и перспективы развития методов интенсификации притоков в нефтяных и газовых скважинах взрывными методами // НТВ “Каротажник “. Тверь: 2011. Вып. 43.
4. *Герштанский О.С.* Опыт применения акустического воздействия на призабойную зону проницаемых пород на месторождениях Западного Казахстана // НТВ “Каротажник “. Тверь: 2012. Вып. 48
5. *Горбачев Ю.И.* Физико - химические основы ультразвуковой очистки призабойной зоны нефтяных скважин // Геоинформатика, 2010, N 3.
6. *Горбачев Ю.И., Кузнецов О.Л., Рафиков Р.С., Печков А.А.* Физические основы акустического метода воздействия на коллекторы // Геофизика, 2010, N4.
7. *Горбачев Ю.И.,* Акустическое воздействие и повышение рентабельности разработки нефтяных месторождений// НТВ «Каротажник», N 60, 2008, сс 55-67.
8. *Девликамов В.В., ХабибулинЗ.А.* Структурно - механические свойства нефтей некоторых месторождений Башкирии //Нефтяное хозяйство, 2009, N12.
9. *Камалов Ф.Х., Латыпов Р.С., Еникеев М.Д. и др.* Современное оборудование для испытания и интенсификации добычи // НТВ “Каротажник “. Тверь:2009. Вып. 38