

УДК 622.276.6 + 621.3.082.4

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ
АКУСТИЧЕСКОЙ РЕАБИЛИТАЦИИ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ
ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ
НА ВАТЬЁГАНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**ANALYSIS OF THE APPLICATION OF THE TECHNOLOGY
OF ACOUSTIC REHABILITATION OF WELLS AND FORMATION
TO ENHANCED OIL RECOVERY
ON THE VAT'YOGANSKOYE OIL FIELD**

Ткачук Ирина Васильевна

студент-магистрант,
институт Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
kozyreva.irina.03@yandex.ru

Яковлев Алексей Леонидович

Директор департамента проектирования,
ООО «КНГК-Групп»
yakovlev@i-npz.ru

Аннотация. Акустическая реабилитация скважины и пласта (АРС и П) – один из способов интенсификации работы нефтяных и газовых скважин и увеличения приёмистости нагнетательных скважин. Технология АРС и П основана на избирательном акустическом воздействии на призабойную зону скважины и пласт частотами звукового и ультразвукового диапазонов. Влияние акустического поля на фильтрацию однородной жидкости заключается в увеличении скорости фильтрации из-за разрушения реологической структуры жидкости, в том числе в пределах поверхностных слоёв, примыкающих к стенкам поровых каналов. Эффективность акустического воздействия на призабойную зону пласта обусловлена созданием значительных инерционных сил в жидкости, интенсивных течений на разделах фаз «твёрдое тело – жидкость», которые в коллекторе реализуются в виде внутривпоровой турбулизации жидкости, что приводит к отрыву механических частичек и высоковязких отложений от поверхности перфорационных каналов и порового пространства.

Ключевые слова: акустическая реабилитация скважины и пласта; механизм акустического воздействия на нефтяные пласты; технология акустической реабилитации скважины и пласта; критерии выбора объекта применения технологии; требования, предъявляемые к технологическому процессу; технологическое оборудование при проведении акустической реабилитации скважины и пласта; достоинства акустического метода интенсификации добычи нефти.

Tkachyk Irina Vasilievna

Masters' student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
kozyreva.irina.03@yandex.ru

Yakovlev Alexej Leonidovich

Head of the Design Department,
LLC «KNGK-Group»
yakovlev@i-npz.ru

Annotation. Acoustic rehabilitation of the well and formation is one of the ways to intensify the work of oil and gas wells and increase the injectivity of injection wells. Acoustic rehabilitation of the well and formation technology is based on selective acoustic influence on the bottomhole zone of the borehole and the bed by the frequencies of the sound and ultrasonic ranges. The effect of an acoustic field on the filtration of a homogeneous liquid is to increase the filtration rate due to the destruction of the rheological structure of the liquid, including within the surface layers adjacent to the walls of the pore channels. The effectiveness of the acoustic effect on the bottomhole formation zone is caused by the creation of significant inertial forces in the liquid, intense currents in the solid-liquid phase sections that are realized in the collector as an intraporous fluid turbulence, which leads to the detachment of mechanical particles and high-viscosity deposits from the surface of the perforation channels and pore space.

Keywords: acoustic rehabilitation of the well and formation; mechanism of acoustic impact on oil reservoirs; technology of acoustic rehabilitation of the well and formation; criteria for selecting the object of application of technology; requirements for the technological process; technological equipment during the acoustic rehabilitation of the well and formation; advantages of acoustic method of oil production intensification.

Роль призабойной зоны в интенсификации добычи нефти и нефтеотдаче пласта

Основная проблема нефтедобывающей промышленности на протяжении многих лет – увеличение нефтеотдачи пластов и темпов разработки нефтяных залежей. Эффективность разработки нефтяных месторождений во многом определяется качественной и бесперебойной работой добывающих и нагнетательных скважин, которая, в свою очередь, определяется состоянием призабойной зоны пласта. Эта область пласта наиболее подвержена различным физико-химическим и термодинамическим изменениям (колебаниям температуры и давлений). При этом призабойная зона является

той частью пласта, о которой имеется наиболее полная информация и на которую можно наиболее эффективно воздействовать с целью улучшения её состояния.

Эффективность работы добывающих и нагнетательных скважин во многом определяет характер процесса выработки нефтесодержащих пластов. Под эффективной работой скважин понимается эксплуатация их с дебитами нефти, равными потенциальным возможностям пласта при полном его охвате процессом фильтрации. Фактические дебиты по нефти чаще всего бывают ниже потенциальных из-за снижения абсолютной и фазовой проницаемости пород призабойной зоны для нефти под влиянием технологических факторов. В этих случаях возникает необходимость в воздействии на призабойную зону пласта с целью восстановления дебитов скважин.

В последние годы всё больше вводится в разработку месторождений, представленных низкопроницаемыми пластами разной проницаемости (геологический фактор). В этих условиях существенное снижение фильтрационных сопротивлений течению жидкости в небольшой зоне вокруг добывающих и нагнетательных скважин за счёт увеличения абсолютной проницаемости, активного воздействия на насыщающие флюиды, подключения в работу ранее не вовлечённых в фильтрацию или слабодренлируемых пропластков приведёт к интенсификации добычи нефти, возрастанию охвата пласта воздействием, а, следовательно, и нефтеотдачи.

Методы повышения нефтеотдачи на Ватьёганском месторождении

Ватьёганское месторождение, как большинство нефтяных месторождений России, не обладает достаточно активным водонапорным режимом и поэтому изначально разрабатывается с заводнением. Величина коэффициента извлечения нефти зависит от многих факторов: вязкости нефти и вытесняющего агента; проницаемости и неоднородности пласта; межфазного натяжения на границе раздела «нефть – вытесняющий агент» и др. Опыт заводнения неоднородных нефтяных пластов Ватьёганского месторождения показывает, что при сравнительно небольших давлениях (10–14 МПа на устье скважины) воду поглощают лишь высокопроницаемые прослои, а в низкопроницаемые пропластки она не поступает, и вытеснения нефти из них не происходит.

Для увеличения коэффициента извлечения нефти на Ватьёганском месторождении применяют следующие методы:

- 1) химические;
- 2) физические;
- 3) гидродинамические;
- 4) обработка призабойной зоны.

Статистика методов за 2016 год отражена в таблице 1.

Таблица 1 – Методы повышения нефтеотдачи пластов, проведённые на Ватьёганском месторождении в 2016 году

Мероприятия по методам	Количество скважин		Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн
	добывающих	нагнетательных	
Химические методы		202	284,23
Системные закачки		202	284,23
Физические методы	6	38	45,642
ГРП (сервис)	6		8,1
Акустическое воздействие		38	37,542
Гидродинамические методы	367		526,156
Форсированный отбор	135		319,653
Вовлечение в разработку недреннированных запасов	232		206,503
Обработка призабойной зоны	47		19,489
Солянокислотная	8		4,364
Глинокислотная	30		6,025
СНПХ	1		0,052
гидрофобизатор	8		9,048
Итого:	420	240	875,517

Химические методы применяются на нагнетательных скважинах и основаны на создании в пласте оторочек растворов некоторых химических веществ, резко изменяющих величину поверхностных сил на границе раздела «нефть – вода» и «нефть – вода – поверхность породы» или же соотношение подвижностей нефти и закачиваемой воды. Например, закачка сшитых полимерных систем (СПС), эмульсионно-суспензионных систем (ЭСС), гелеобразующего состава «ГАЛКА», дисперсионной системы со стабилизирующими добавками (СПДС) позволяет выравнивать профиль приёмистости путём отключения дренированных пропластков и тем самым вовлечь в разработку ранее не задействованную, либо закольматированную часть пласта. При эксплуатации скважин со временем приёмистость может снижаться по различным причинам. Чаще это происходит по причине плохого качества нагнетаемой подтоварной воды. Для очистки призабойной зоны скважин, снизивших приёмистость, на Ватьёганском месторождении применяют технологию воздействия поверхностно-активными веществами (ПАВ – кислотное воздействие). Химической обработкой скважин на Ватьёганском месторождении занимается фирма РП «OT(O) Production Ltd.»

Физические методы применяются как на добывающих (гидроразрыв пласта), так и на нагнетательных скважинах (акустическое воздействие на пласт).

ГРП заключается в искусственном образовании трещин в породе пласта, вследствие чего повышается проницаемость пласта. Но на Ватьёганском месторождении в основном вследствие резкого увеличения проницаемости пласта большинство скважин сразу обводняется, поэтому количество ГРП не значительно. ГРП на Ватьёганском месторождении проводит совместное российско-немецкое предприятие СП «Catkoneft».

Акустическая реабилитация скважин и пласта (АРС и П) применяется в основном на нагнетательных скважинах, но добывающие скважины обрабатываются тоже, хотя и в меньшей степени. При АРС и П очищается призабойная зона скважин и перераспределяется профиль приёмистости или притока скважины. АРС и П на Ватьёганском месторождении проводит АОЗТ «ИНЕФ».

Гидродинамические методы заключаются в форсированном отборе жидкости из добывающих скважин (в 2016 году – 135 скважин на Ватьёганском месторождении с дополнительной добычей 319,653 тыс. тонн нефти), причём наблюдается тенденция к увеличению количества скважин с форсированием отбора жидкости. Также к гидродинамическим методам отбора нефти относится вовлечение в разработку недренированных запасов (в 2016 году по 232 скважинам получена дополнительная добыча 206,503 тыс. тонн нефти).

Из различных методов интенсификации добычи нефти на Ватьёганском месторождении применяют в основном кислотные обработки. На добывающем фонде скважин проводятся солянокислотные обработки 12 %-ным раствором соляной кислоты (в 2016 году обработаны 8 скважин с дополнительной добычей 4,364 тыс. тонн), призабойная зона обрабатывается глинокислотными смесями (в 2016 году обработаны 30 скважин с дополнительной добычей 6,025 тыс. тонн), также имели место обработки гидрофобизатором ИВВ-1 (8 скважин с эффектом 9,048 тыс. тонн).

Физические основы АРС и П при обработках призабойной зоны пласта

Эффективность процесса добычи нефти при системе разработки месторождений с поддержанием пластового давления в большей степени определяется коэффициентом вытеснения нефти водой и коэффициентом охвата залежи процессом заводнения. Коэффициент вытеснения зависит от структуры пористой среды, физико-химических свойств нефти, воды и породы коллектора, а также гидродинамических условий вытеснения нефти. Коэффициент охвата залежи процессом заводнения определяется геологическими характеристиками пласта, системой разработки залежи и режимами работы скважин.

Однако при заводнении неоднородных пластов нагнетаемая вода в первую очередь движется по высокопроницаемым пропласткам, что приводит к прогрессирующему обводнению скважин при незначительной доле охваченных заводнением запасов нефти. К тому же фактические дебиты скважин по нефти чаще бывают ниже потенциальных из-за снижения абсолютной и фазовой проницаемости пород призабойной зоны для нефти под влиянием технологических факторов.

Основные причины опережающего вытеснения нефти водой и обводнения отдельных пропластков следующие:

- высокая слоистая неоднородность продуктивного пласта по абсолютной проницаемости;
- совместная эксплуатация высокопроницаемых монолитных песчаников и низкопроницаемых прослоев, разделённых прерывисто или непрерывно непроницаемыми прослоями глины;
- частичное или полное отключение отдельных нефтенасыщенных прослоев из процесса выработки под влиянием технологических факторов;
- опережающее продвижение воды по нефтенедонасыщенным интервалам в зоне ВНК.

Исходя из вышеизложенного, следует считать, что в процессе заводнения многопластовых месторождений, включающих в себя и низкопроницаемые коллекторы, происходит частичное или полное «отключение» из разработки в первую очередь малопроницаемых слоёв. Об «отключении» некоторых прослоев из разработки говорят результаты промысловых исследований профиля приёмистости и притока. Прямое свидетельство «отключения» отдельных слоёв из процесса заводнения (разработки) – устойчивый рост содержания нефти при самоизливе нагнетательных скважин, в которые ранее были закачаны сотни тысяч кубических метров воды.

Поэтому главная задача воздействия на призабойные зоны пластов – выравнивание профилей приёмистости нагнетательных и профилей отдачи добывающих скважин с целью эксплуатации их с дебитами, равными потенциальным возможностям пласта при полном охвате его процессом фильтрации.

Возможность применения акустических методов для воздействия на нефтяные пласты изучается как в нашей стране, так и за рубежом на протяжении 20 лет. Наибольшие успехи в их реализации достигнуты при обработке призабойных зон скважин. В последние годы всё большее внимание стала привлекать возможность использования акустических методов и для воздействия на нефтяные пласты в целом. Это произошло главным образом в связи с успехами в создании мощных, высокоэффективных акустических излучателей, а также теоретическими работами, посвящёнными влиянию акустического поля на призабойную зону скважины и жидкую продукцию скважин в целом.

С помощью аппаратуры, разработанной ЗАО «ИНЕФ», могут устраняться ряд процессов, вызывающих снижение продуктивности скважин во времени, к которым можно отнести отложение в поровом пространстве солей, асфальтенов, смол, парафинов и других веществ, а также изменение фазовых проницаемостей. Обработка околоскважинного пространства волнами даже малой амплитуды, как показал опыт, позволяет увеличить дебит нефти и вызвать другие многочисленные физические процессы в скважинах, важнейшим из которых является увеличение притока нефти в скважину. Возможность управления притоками в околоскважинном пространстве с помощью технологии АРС и П является также важнейшей особенностью этого метода.

Виброволновая обработка пласта по технологии АРС и П позволяет ускорить естественный процесс гравитационного разделения нефти и воды, увеличить скорость фильтрации и массопереноса жидкости за счёт разрушения её реологической структуры, увеличения эффективного сечения поровых каналов, снижения вязкости нефти.

Обработка призабойных зон скважин по технологии АРС и П позволяет выполнять задачи увеличения приёмистости и выравнивания профилей поглощения нагнетательных скважин, интенсификации притока добывающих скважин с включением в работу низкопроницаемых и закольматированных пропластков за счёт очистки зоны перфорации и околоскважинного пространства от грязи, механических включений и высоковязких отложений.

При разработке низкопроницаемых залежей, приуроченных, например, к юрским отложениям, имеет место низкая продуктивность добывающих скважин и низкая приёмистость нагнетательных скважин. В результате ожидаются невысокие темпы добычи нефти и конечная нефтеотдача пластов. Поэтому на таких залежах имеется необходимость повышения продуктивности (приёмистости) скважин в массовом порядке.

Сущность воздействия на ПЗП заключается в следующем:

- месторождение (залежь) делится на характерные участки;
- на участке во всех добывающих и нагнетательных скважинах (или в большинстве из них) практически одновременно проводят воздействие на призабойные зоны

скважин (с целью повышения приёмистости (притока) низкоприёмистых (низкодебитных) или выравнивание профиля приёмистости (притока) высокоприёмистых (высокодебитных) скважин);

- на участке с зональной неоднородностью пласта осуществляется воздействие на призабойную зону тех скважин, которые позволят изменить направление фильтрационных потоков воды в желаемом направлении и вовлечь в процесс разработки ранее не охваченные низкопроницаемые зоны;
- когда технологическая эффективность снижается ниже допустимого уровня, то обработка призабойных зон скважин вновь повторяется.

Соблюдение этих условий при обработке призабойных зон скважин даёт увеличение нефтеотдачи пласта, интенсификацию добычи нефти и сокращение добычи воды вместе с нефтью из пласта.

Обработка призабойных зон единичных скважин в пласте с соблюдением части условий, например, периодичности, также даёт прирост темпов добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов. Однако суммарный технологический эффект от ОПЗ единичных скважин будет меньше, чем при соблюдении этих условий.

Главная особенность метода – возможность избирательного воздействия как по мощности, так и по площади залегания пласта, а также возможность регулировки параметров акустического воздействия в зависимости от геологических условий и технологических задач.

Механизм акустического воздействия на нефтяные пласты

Акустическая волна – явление механическое, однако её поведение отлично от движения материальных тел. О волне говорят, что она «распространяется», понимая под этим всю картину изменения возмущённого состояния среды с течением времени. Экспериментальным доказательством перемещения частиц насыщающей среды относительно поровых каналов служит возникновение разности потенциалов между различными точками среды, которое наблюдается при распространении акустических волн (сейсмoeлектрический эффект). Массоперенос в поле акустических волн обусловлен возникновением в каждой точке порового пространства среды высоких знакопеременных (растягивающих и сжимающих) градиентов давления, переменных во времени, величина которых достаточна для разрушения пространственной структуры и пограничных слоёв жидкости на поверхностях поровых каналов. Помимо этого, в высокоинтенсивном акустическом поле возникают так называемые гравитационные эффекты, которые приводят к очистке призабойной зоны от механических примесей, грязи, твёрдого парафина и солей. Пример распространения акустических волн приведён на рисунке 1.

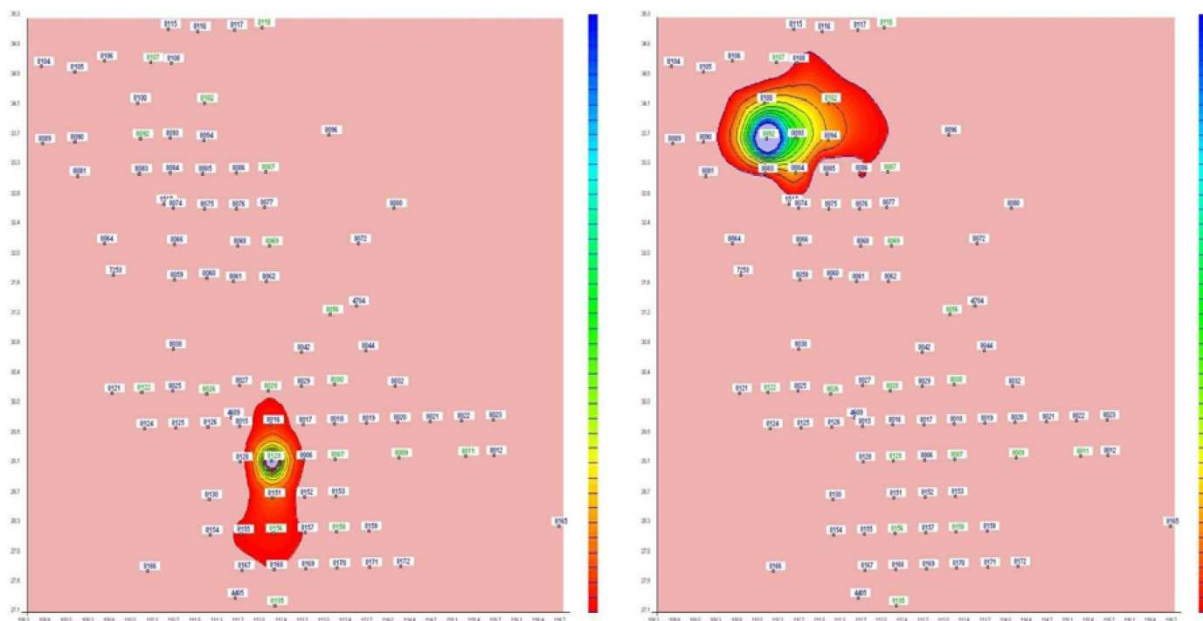


Рисунок 1 – Пример распространения акустической волны при обработке пласта АВ₈ Ватьёганского месторождения

Большинство пластовых жидкостей, которые в объёме ведут себя как неньютоновские, при движении в слабопроницаемых коллекторах проявляют вязкопластичные свойства. Основными характеристиками вязкопластичных жидкостей являются пластическая вязкость и прочность структуры, которая измеряется предельным напряжением сдвига. Влияние акустического поля на фильтрацию однородной жидкости заключается в увеличении скорости фильтрации из-за разрушения реологической структуры жидкости, в том числе в пределах поверхностных слоёв примыкающих к стенкам поровых каналов. Возникновение акустических колебаний с амплитудами давлений, превышающими предельные напряжения сдвига, приводит к разрушению структуры поверхностного слоя и превращению его в неньютоновскую жидкость с вязкостью, равной вязкости в объёме. При этом характер течения жидкости в поровых каналах становится близким к паузейлеву при одновременном увеличении эффективного сечения. Другими словами, под действием акустического поля происходит более интенсивное вытеснение жидкой продукции скважин из порового пространства нефтяного пласта.

Известно, что мелкодиспергированные газовые пузырьки в воде, содержащей капли нефти, всегда образуются на поверхности нефтяных капель и прочно скреплены с ними. Иначе говоря, пузырьку «легче» отодвинуть молекулы воды от гидрофобной поверхности, чем раздвинуть молекулы воды между собой в свободном объёме. В итоге газовые пузырьки окружают капли нефти и прочно прикрепляются к их поверхности. В интенсивном акустическом поле газовые пузырьки, находящиеся на поверхности нефтяных капель, становятся объектами приложения акустических сил. Эти силы почти не оказывают воздействия на несжимаемые капли нефти, однако поскольку капли нефти соединены с окружающими их газовыми пузырьками, они перемещаются в акустическом поле совместно с газовой фазой. Наиболее нагляден механизм такого перемещения, когда пузырёк находится вблизи поровой поверхности. В фазе растяжения пузырёк расширяется, и расстояние от его стенки до поверхности уменьшается. Вследствие вытеснения жидкости из зазора в последнем появляются тангенциальные течения, направленные от газового пузырька. В фазе сжатия пузырька из-за инерционности жидкости течение не успевает изменить направление, поэтому ближайшая к поверхности поры стенка пузырька остаётся на месте, а его сжатие происходит из-за движения противоположной стенки. В результате газовый пузырёк с соседней с ним каплей нефти направленно перемещается в акустическом поле под воздействием результирующей силы.

На основании вышеизложенного можно сделать предположение о возможности акустического воздействия на нефтяные пласты в целом. Дело в том, что после окончания разработки нефтяного месторождения путём заводнения, когда эксплуатационные скважины почти полностью переходят на добычу воды со следами нефти, более 40 % её остаётся в пласте в виде рассеянных отдельных капель и линзообразных скоплений. Если прекратить дальнейшую разработку месторождения, то в пласте будет происходить чрезвычайно медленное гравитационное разделение нефти и воды. При этом нефть, как более лёгкая, будет скапливаться в верхней части пласта. Теоретически продолжительность такого естественного процесса разделения исчисляется многими десятками и даже сотнями лет. А только из-за отмеченных ранее эффектов увеличения абсолютной проницаемости и снижения эффективной вязкости нефти в акустическом поле процесс гравитационного разделения может быть ускорен на 2–3 порядка.

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 плёнок жидкости, которые включают в себя адсорбционный и частично диффузионный подслои. Эффективность акустического воздействия на призабойную зону пласта обусловлена созданием значительных инерционных сил в 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 сочетание поровых каналов за счёт срыва застойных поверхностных плёнок жидкости. Таким образом, акустическое воздействие позволяет восстановить или увеличить проницаемость призабойной зоны пласта.

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

Эффективность акустической обработки по методу APC и П включает в себя возможность избирательного направленного воздействия для решения конкретных задач из широкого спектра выполняемых этим методом. Такая избирательность позволяет уйти от каких-либо побочных эффектов при достижении заданных целей. Например, возможно увеличить фазовую проницаемость по нефти, тогда как проницаемость по вытесняющей жидкости останется прежней, что уменьшит процент воды в добыче.

Необходимые параметры излучения рассчитываются в зависимости от поставленных задач, геолого-физических условий пласта и эксплуатационно-технических характеристик скважин. Под параметрами излучения подразумеваются интенсивность, частота, угол излучения и длительность обработки. Для расчётов используются компьютерные программы, исходными данными к которым являются физико-химические и механические характеристики насыщающего флюида и каркаса коллектора, технические характеристики скважины.

Расчётная частота воздействия $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ (Гц) определяется через необходимую для достижения эффекта скорости движения частиц флюида U_0 как:

$$\omega = F(\omega\tau) \cdot \frac{K \cdot P_0 \cdot (\rho_2 - \rho_1)}{U_0 \cdot \rho_2 \cdot \rho_1} \quad (1)$$

Здесь:

$$F(\omega\tau) = \frac{1 + \sqrt{2} \cdot (1 + i) \cdot [ber_1(\sqrt{\omega\tau}) + i \cdot bei_1(\sqrt{\omega\tau})]}{\sqrt{\omega\tau} \cdot [ber_0(\sqrt{\omega\tau}) + i \cdot bei_0(\sqrt{\omega\tau})]} \quad (2)$$

где $F(\omega\tau)$ – функциональная зависимость частоты воздействия от инерциальных свойств среды, выраженная в неявном виде; τ – величина, характеризующая время релаксации (является сложной функцией вязкоупругих констант скелета коллектора и насыщающего его флюида, а также градиента давления); K – волновое число, определяемое как отношение скорости звука в пласте к частоте; P_0 – пластовое давление; ρ_1 и ρ_2 – плотности соответственно флюида и скелета коллектора; ber_1 , ber_0 и bei_1 , bei_0 – действительные функции Томсона первого и нулевого порядков; i – мнимая единица.

Интенсивность воздействия I определяется созданием необходимой инерционной силы $I = f(F_{ин})$, значение которой определяется решением уравнения:

$$Q = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T \left[-\frac{\pi}{2 \cdot \mu} \cdot \left[\frac{R^4}{4} \cdot ((grad P) - F_{ин}) + \tau \cdot \frac{R^3}{6} \right] - \frac{\pi \cdot R^4}{4} \cdot ((grad P) - F_{ин}) \cdot \left(1 - \frac{r_t}{R} \right)^2 \right]; \quad (3)$$

$$F_{ин} = \rho \cdot V_0 \cdot \omega \cdot \sin \omega \tau; \quad (4)$$

$$r_t = \frac{2 \cdot r}{grad P - F}, \quad (5)$$

где $F_{ин}$ – параметр, характеризующий инерционные силы в жидкости; Q – прирост расхода флюида в акустическом поле; r_t – радиус твёрдой части капилляра; τ – предельное напряжение сдвига флюида; ω – круговая частота; $grad P$ – градиент давления; R – средний капиллярный радиус; μ – динамическая вязкость флюида; T – период колебаний.

Вычисленное значение интенсивности пересчитывается с учётом потерь при излучении из скважины, которые являются функцией диаметров излучателя, обсадной колонны, цементного кольца, их толщин и импедансов, а также свойств скважинной жидкости. При необходимости вносятся поправки в вычисленное значение частоты, если скважинная система работает как частотно-полосовой фильтр.

Длительность воздействия определяется исходя из геолого-физических характеристик пласта и решаемых технологических задач.

Сейсмoeлектрический эффект

Одним из важнейших механизмов акустического воздействия на ПЗП является сейсмoeлектрический эффект, суть которого заключается в преобразовании акустической энергии в электрокинетическую. Созданное переменное электрическое поле разрушает пристеночные слои жидкости, имеющие электростатическую природу и неподвижные при обычных перепадах давления. Также электрическое поле уменьшает дипольные моменты молекул жидкости, таким образом снижая её вязкость. Существенным достоинством сейсмoeлектрического эффекта является его длительное последствие (2 и более месяцев в реальных пластовых условиях).

Несмотря на важность проблемы сейсмoeффекта, в литературе отсутствуют фундаментальные труды на эту тему. Существуют опубликованные в виде статей разрозненные теоретические и экспериментальные материалы, в некоторых случаях противоречащие друг другу. Исследовательский отдел ЗАО «ИНЕФ» проанализировал обнаруженные публикации, несколько переработал и дополнил найденную информацию. В результате была создана теория, позволяющая подходить к электрокинетическому аспекту акустического воздействия на ПЗП расчётным методом и выбирать параметры излучения и способ обработки скважин с целью достижения требуемого результата посредством сейсмoeффекта.

Пристеночные слои жидкости

В пористой среде капиллярный канал представляет собой систему, состоящую из твёрдой стенки, пристеночного слоя неподвижной жидкости (двойного электрического слоя или диффузного слоя), подвижной жидкости. Толщина слоя L зависит от свойств жидкости и определяется по формуле:

$$L = \sqrt{\frac{\varepsilon \cdot K \cdot T}{4 \cdot \pi \cdot e^2 \cdot C \cdot Z^2}}, \quad (6)$$

где e – заряд электрона; ε – диэлектрическая проницаемость; K – константа Больцмана; T – температура; Z – валентность катионов; C – концентрация солей.

Следовательно, толщина слоя пропорциональна корню из диэлектрической проницаемости жидкости. Разброс значений этого параметра от 81 (вода) до 1,5 (маловязкие нефти). Соответственно при равной минерализации раствора толщина плёнки воды будет больше толщины нефтяной плёнки в 8 раз. Это соответствует уменьшению сечения порового канала для воды по сравнению с нефтью (проницаемости) в 1,74 раза.

Возможно, этим объясняется ухудшение профиля приёмистости нагнетательных скважин после времени закачки, достаточного для образования пристеночных слоёв (1–2 месяца).

Строение двойного электрического слоя

Двойной слой на границе «стенка – жидкость» создаётся электрическими зарядами на стенке и ионами противоположного знака, ориентированными в жидкости у поверхности стенки. В формировании ионных обкладок участвуют электростатические и тепловые силы; в результате последних жидкостная сторона двойного слоя имеет размытое, диффузное строение. Также важную роль играет специфическая абсорбция поверхностно-активных ионов и молекул из жидкости (в нефти это асфальтены, нафтенческие кислоты и металлопрофириды). Чем больше их содержание, тем толще двойной слой и сильнее в нём связи. Зависимость объёма жидкости, связанной в двойные слои, от типа коллектора приведена в таблице 2. Зависимость толщины двойного слоя от содержания асфальтенов показана в таблице 3.

Таблица 2 – Зависимость объёма жидкости, связанной в двойные слои, от типа коллектора

Порода–коллектор	Фракция, мм	Удельная поверхность, м ² /г	Объёмная абсорбция в плёнках, мг/1 г породы	Поверхностная абсорбция, мг/см ² поверхности × 10 ⁻³
Аргиллит	0,1–0,09	12,00	6,67–9,88	5,5–8,2
Кварцевый песок	0,15–0,1	0,07	0,06–0,03	9,0–47,0
Доломит	0,25–0,1	0,33	0,77	18
Известняк	0,05–0,1	0,30	0,75–9,00	25–100

Таблица 3 – Зависимость толщины плёнки двойного слоя от содержания асфальтенов

Толщина плёнки, мкм	% асфальтенов
0,1	1,5
0,45	3,0
0,8	4,5
1,1	6,0

Ионная обкладка жидкости может быть условно разделена на 2 части: *плотную* и *диффузную*, созданную ионами, находящимися на расстояниях от стенки, превышающих радиус сольватированного иона. В коллекторах роль ионов могут выполнять полярные молекулы нефти – асфальтены и нафтеновые кислоты. Радиус асфальтеновой мицеллы составляет 5–15 нм – такова толщина плотного слоя. По закону электронейтральности плотность заряда со стороны стенки равна сумме плотностей зарядов в плотной и диффузной части двойного слоя. Чем меньше размер молекулы (иона) в жидкости и больше её поверхностный заряд, тем меньше толщина двойного слоя. В концентрированных ионных растворах диффузная часть отсутствует, и двойной слой подобен плоскому конденсатору.

При наложенном на капилляр градиенте давления только внешняя рыхлоупакованная часть диффузного слоя может быть смещена. В этом случае начинается ламинарное течение жидкости. Ионы внешней части диффузного слоя смещаются в сторону течения, что создаёт разность потенциалов на концах капилляра. В свою очередь, эта разность потенциалов создаёт движение пристеночных заряженных частиц в обратном направлении, пока не будет достигнуто состояние динамического равновесия. По экспериментальным данным встречный против градиента давления расход жидкости может составлять 15–20 % прямого расхода.

Электрокинетические эффекты в процессе разработки месторождений

При фильтрации жидкостей через коллекторы возникает по вышеописанному механизму электрическое поле потенциала протекания. Его величина зависит от свойств среды и от расстояния до добывающей скважины. У стенки скважины значение напряжённости электрического поля максимально и быстро убывает с удалением. Напряжённость поля при стационарной фильтрации определяется по формуле:

$$E = \frac{4,46 \cdot 10^{-11} \cdot \varepsilon \cdot \xi \cdot m \cdot \Delta P}{\pi \cdot \delta \cdot \mu \cdot r \cdot \ln\left(\frac{R}{R_{скв}}\right)}, \quad (7)$$

где ε – диэлектрическая проницаемость (изменяется от 1–3 для нефтей до 81 для воды); ξ – электрокинетический потенциал, В (зависит от пористости и составляет от 0,05 до 0,15 В); K – проницаемость, м²; ΔP – перепад давления между скважиной и питающим контуром, Па; δ – удельная электропроводность, Сименс/метр (изменяется от 0 для 80–100 % обводнённости продукции до 10 для безводных нефтей); m – пористость; μ – вязкость жидкости, Па·с; r , $R_{скв}$ и R – радиусы текущих, скважины и контура питания, м.

Для 50 % обводнённости, проницаемости 500 мДс, радиусе пор 5×10 мкм, пористости 20 %, радиусе питающего контура 300 м, вязкости 1 Пз напряжённость поля составляет 0,92 В/м на расстоянии 10 см от скважины и 0,4 В/м – на расстоянии 20 см.

Потенциал протекания приводит к появлению электрокинетических сил, удерживающих жидкость в порах – кулоновской (F_k) и двойного слоя (F_{dc}):

$$F_k = \left(1 + 2 \cdot \frac{\varepsilon - 1}{\varepsilon + 2}\right) \cdot r_k^2 \cdot E^2; \quad (8)$$

$$F_{dc} = \left(1 + 2 \cdot \frac{\varepsilon - 1}{\varepsilon + 2}\right)^2 \cdot r_k^2 \cdot E^2; \quad (9)$$

$$F_{\text{гг}} = 0,6 \cdot K \cdot \Delta P \cdot r_k, \quad (10)$$

где $F_{\text{гг}}$ – сила гидродинамического вытеснения.

Условие перемещения жидкости в пределах двойных слоёв:

$$\text{grad } P \geq \frac{E^2 \text{ const}}{4 \cdot \pi} \cdot \left[2 + \frac{6 \cdot \varepsilon - 6}{\varepsilon + 2} + \frac{4 \cdot \varepsilon^2 - 8 \cdot \varepsilon + 1}{\varepsilon^2 + 4 \cdot \varepsilon + 4}\right]. \quad (11)$$

Перебарывающее давление для двойных слоёв больше 0,01 атм./м, что недостижимо в реальных условиях.

С приближением к скважине силы, удерживающие жидкость в порах, возрастают как E_2 , чем объясняется феномен резко ухудшенных свойств призабойной зоны. Положение можно исправить, нейтрализуя потенциал протекания переменным электрическим полем, которое может быть создано акустическим воздействием. Напряжённость в акустическом поле рассчитывается по формуле:

$$E = - \frac{8,25 \cdot 10^{-12} \cdot \varepsilon \cdot m \cdot \xi \cdot \rho_0 \cdot 4 \cdot \pi \cdot K}{16 \cdot \pi^2 \cdot \mu \cdot \delta \cdot K - (8,85 \cdot 10^{-12} \cdot \varepsilon \cdot \xi)^2 \cdot m} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_0}\right) \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot J}{\rho_0 \cdot c}} \cdot \omega; \quad (12)$$

$$\rho_0 = (1 - m) \cdot \rho_{\text{ск}} \cdot m \cdot \rho_{\text{ж}}, \quad (13)$$

где $\rho_{\text{ск}}$ и $\rho_{\text{ж}}$ – плотности скелета и жидкости, кг/м³; J – интенсивность излучения, Вт/м²; ω – частота, Гц.

Так, для приведённого выше расчёта акустоэлектрическое поле составляет 0,25 В/м для 4 кГц и 0,11 В/м для 20 кГц. Снижение E с частотой обусловлено потерями в кабеле, которые возрастают с частотой.

Если жидкость коллектора представляет собой нефть со взвешенными частицами (парафин, кристаллы солей) или с газовой фазой, то её удельная проводимость может достигать 10^{-10} см/м. При определённых свойствах коллектора это может вызывать резонансный эффект преобразования акустической энергии в электрическую. E неограниченно возрастает, если выполняется условие:

$$\delta \cdot K = \frac{4,96 \cdot 10^{-25} \cdot \varepsilon^2 \cdot \xi^2 \cdot m}{\mu}. \quad (14)$$

При возможных пределах изменения параметров ε , ξ , m и μ критическое произведение $\delta \cdot K$ заключено в пределах $7,5 \cdot 10^{-24} \div 6 \cdot 10^{-25}$, если $\delta = 10^{-10}$, то при $K \approx 10 \div 70$ мД выполняется критическое условие и теоретически при любых значениях J и ω возникает резонансно-высокое электрическое поле, которое нейтрализует двойные слои, снижает вязкость и увеличивает проницаемость по нефти. Такие значения δ для нефтей Сибири достаточно редки, но их можно достичь искусственным путём, закачивая в скважину перенасыщенный раствор соли и выкристаллизовывая её ультразвуком.

Отличительной особенностью акустоэлектрического эффекта является отсутствие каких-либо пороговых значений интенсивности и частоты, при которых резко меняются свойства обрабатываемой среды. Происходит ослабление сил, удерживающих

слои жидкости пропорционально напряжённости электроакустического поля, соответственно уменьшается толщина плёнки удерживаемой жидкости при заданном градиенте давления. Силовой параметр, характеризующий акустическое поле – произведение амплитуды давления на частоту. С учётом потерь в кабеле и скважине эти значения следует выбирать так, чтобы их произведение было максимальным.

Поскольку электроакустическое поле генерируется относительным перемещением жидкости около точки равновесия, обработку скважин следует проводить при отсутствии постоянного градиента, который препятствует встречному движению жидкости, т.е. после стабилизации уровня столба жидкости в скважине.

Технология APC и П

Технология APC и П направлена на решение задач увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти и рассматривается как комплекс мероприятий по проведению акустического воздействия на нагнетательных и добывающих скважинах.

Технология APC и П основана на акустическом воздействии на призабойную зону скважины и пласт частотами звукового и ультразвукового диапазонов. Таким образом, акустическое воздействие по методу APC и П, возбуждая в насыщенном флюидом коллекторе колебания, которые сопровождаются значительными знакопеременными нагрузками и принимаемые насыщающей жидкостью, способствует решению задач повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти за счёт следующих основных эффектов:

- увеличение объёмов фильтрации подвижного флюида при существующем радиусе пор и градиенте давления за счёт «поршневого» эффекта, что приводит к увеличению отбора жидкости;

- увеличение или восстановление проницаемости коллектора и призабойной зоны пласта достигается за счёт очистки поровых и перфорационных каналов от механических примесей и высоковязких отложений, а также за счёт срыва поверхностных слоёв жидкости, что приводит к увеличению эффективного сечения поровых каналов и вовлечению в процесс фильтрации застойных зон пласта;

- вовлечение в процесс фильтрации неподвижного при существующем радиусе пор и градиенте давления флюида благодаря преодолению вязкопластических сил, удерживающих флюид, что приводит к повышению коэффициента конечной нефтеотдачи;

- снижение вязкости нефти за счёт разрушения её реологической структуры путём деполяризации молекул и ослабления межмолекулярных связей, вследствие чего увеличивается фазовая проницаемость нефти, тогда как для воды она остаётся неизменной, что способствует уменьшению обводнённости 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 высокообводнённых пластах за счёт ускорения гравитационного разделения фаз разных плотностей в акустическом поле способствует перераспределению нефтенасыщенности и более полному нефтеизвлечению.

Проявление сейсмозлектрического эффекта способствует разрушению пристеночных неподвижных слоёв жидкости, имеющих электростатическую природу и представленных нефтью, поэтому их разрушение и вовлечение в процесс фильтрации увеличивает проницаемость коллектора и коэффициент нефтеизвлечения.

Эффективность акустической обработки по технологии APC и П заключается в возможности избирательного и направленного воздействия для решения конкретных задач из широкого спектра, выполняемых этим методом. Такая избирательность позволяет уйти от каких-либо побочных эффектов при достижении заданных целей.

Технология APC и П применяется как на нагнетательных скважинах, так и на добывающих.

Технология APC и П позволяет проводить обработку по всей мощности продуктивного пласта без прекращения работы скважины и подъёма-спуска колонны насосно-компрессорных труб на нагнетательном, фонтанном и газлифтном фонде, а на механизированном фонде совместить её с подземным или капитальным ремонтом скважины.

Технологический процесс APC и П не требует привлечения дополнительных производственных мощностей, кроме стандартной геофизической станции.

Продолжительность технологического эффекта от обработки скважин в зависимости от объекта разная – от нескольких месяцев до года и более. Для достижения долговременного технологического эффекта предусматривается процедура периодической повторной обработки профилирующих нагнетательных скважин конкретных участков. Время (период), через которое необходимо опять повторять обработку скважин на том или ином участке, определяется по результатам практических испытаний технологии на конкретном объекте.

При осуществлении технологического процесса АРС и П используется стандартная геофизическая станция с подъёмником. Подготовка скважины к технологическому процессу аналогична подготовке скважины к промыслово-геофизическим исследованиям при использовании акустических излучателей «ИНЕФ-1-44», «ИНЕФ-1-37» и аналогична подготовке скважины к перфорационным работам при использовании акустического излучателя «ИНЕФ-1-100». Дополнительно к таким работам необходимо провести шаблонировку НКТ на соответствующий диаметр и обеспечить возможность подключения к электрической сети (220/380 В, 50 Гц, мощность до 10 кВт).

Технологический процесс на скважинах нагнетательного фонда позволяет осуществлять обработку как в основной скважине, так и под закачкой. Технологический процесс позволяет осуществлять обработку продуктивного пласта без прекращения работы скважины и подъёма-спуска колонны насосно-компрессорных труб на фонтанном и газлифтном фонде, а на механизированном фонде совместить её с подземным или капитальным ремонтом скважин. Технологический процесс позволяет осуществлять избирательную (с шагом 1 м) обработку отдельных интервалов продуктивного пласта без влияния на необрабатываемые интервалы. Технологический процесс осуществляется из расчёта от 1 до 5 часов на 1 метр обрабатываемого интервала.

Критерии выбора объекта применения технологии АРС и П

Областью применения технологии АРС и П являются пласты группы А и Б 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 приёмистости скважины, быстро обводняющие продукцию окружающих добывающих скважин при относительно низких отборах запасов нефти.

Исходя из опыта работы на Ватьёганском месторождении, можно сказать, что наилучшие результаты от применения технологии АРС и П достигались на пластах группы А, по которым удельная эффективность достигает до 3 тыс. тонн/скв.-обр. в зависимости от геологических особенностей и особенностей разработки объекта. Меньшая эффективность до 2,5 тыс. тонн/скв.-обр. достигалась на пластах группы Б. Наименьшая эффективность получена по пластам группы Ю до нескольких сотен тонн/скв.-обр.

Геолого-физические критерии эффективного применения технологического процесса представлены в таблице 4.

Таблица 4 – 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 обводнённость добываемой продукции по участку	0–90 %
Глубина залегания пласта	до 5000 м
Пластовая температура	до 120 °С

Технология АРС и П не рекомендуется применять при:

- средней обводнённости участка воздействия более 90 %;
- проницаемости призабойной зоны пласта менее 10 мД.

Технология АРС и П не применяется при:

- глубине залегания пластов менее 1000 м, т.к. не создаётся достаточной нагрузки (давления) на скважинный снаряд;
- температуре в районе исследуемого пласта более 100 °С (ограничение, связанное с элементной базой скважинного снаряда);
- в скважинах, оборудованных «НКТ 2», т.к. снаряд не пройдёт по НКТ;
- в скважинах с НКТ, опущенных ниже интервала перфорации;
- на технически неисправных скважинах (имеющих нарушения герметичности обсадной колонны, цементного кольца, насосно-компрессорных труб, скважин с неисправной устьевой арматурой).

Требования, предъявляемые к технологическому процессу

Перед началом работы по применению технологического процесса необходимо предоставить следующую геолого-техническую информацию:

- 1) данные, необходимые для определения (оценки) объектов воздействия:
 - последние по времени карты разработки и карты пластовых давлений объектов применения технологического процесса;
 - технологические режимы работы скважин на объектах применения технологического процесса (не менее чем за год до начала работ по применению технологического процесса);
- 2) данные «Стандартного каротажа» и «Заключения по интерпретации данных ГИС»;
- 3) данные последних по времени проведения геофизических исследований скважин, объектов применения технологического процесса;
- 4) документы, подтверждающие герметичность обсадной колонны, цементного кольца за ней и колонны насосно-компрессорных труб;
- 5) данные, необходимые для расчёта параметров воздействия и оценки технологической эффективности:
 - результаты гранулометрического анализа проб керна коллектора;
 - результаты физико-химического и минерального анализа коллектора и насыщающего флюида;
 - результаты экспериментальных исследований кернов и насыщающих флюидов и упругие, термодинамические и электростатические свойства;
 - карты распределения пластовых давлений;
 - геолого-технические характеристики скважин;
 - компьютерную базу данных по добыче и закачке, сформированную на основании МЭРов, по объектам применения технологического процесса (не менее чем за год до начала работ по применению технологического процесса).

Требования, предъявляемые к подготовке нагнетательных скважин

К началу работ по применению технологического процесса необходимо:

1. Определить приёмистость скважины от агрегата ЦА-320, АЗИНМАШ-30А ТУ 26-16-53-75 при давлении, равном давлению в водопроводе.
2. При решении задач по выравниванию профилей приёмистости выполнить комплекс ГИС по определению текущей приёмистости и профиля приёмистости.
3. Обеспечить исправность устьевой арматуры.
4. Произвести разрядку скважины.
5. Подготовить рабочую площадку для развёртывания геофизической партии.
6. Обеспечить исправность электрических разъёмов и наличие питающего напряжения электрической сети (220/380 В, 50 Гц).
7. Обеспечить прохождение акустического излучателя $d = 50$ мм до зоны перфорации.
8. Обеспечить зумпф скважины не менее двух метров.

9. Предоставить ёмкость для повторного стравливания жидкости при проведении ГИС непосредственно после применения технологического процесса или проведения технологического процесса под «закачкой».

Требования, предъявляемые к подготовке добывающих скважин

К началу работ по применению технологического процесса необходимо:

1. Предоставить достаточную информацию о дебите скважины.
2. При решении задач по выравниванию профилей притока выполнить комплекс ГИС по определению текущего дебита и профиля притока.
3. При работе на скважинах механизированного фонда поднять подземное механическое оборудование.
4. Обеспечить исправность устьевого арматуры и возможность установки верхнего и нижнего натяжного роликов.
5. Подготовить рабочую площадку для развёртывания геофизической партии.
6. Обеспечить исправность электрических разъёмов и наличие питающего напряжения электрической сети (220/380 В, 50 Гц).
7. Конструкция устьевого арматуры и состояние НКТ должны обеспечивать прохождение акустического излучателя $d = 50$ мм до зоны перфорации.
8. В случае работ с излучателем «ИНЕФ-1-100» состояние эксплуатационной колонны должно обеспечивать прохождение акустического излучателя $d = 100$ мм до зоны перфорации.
9. Обеспечить зумпф скважины не менее двух метров.

После проведения работ по применению технологического процесса производится:

- определение приёмистости 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 объёму и качеству;
- комплекс ГИС по определению текущей приёмистости (притока), профиля приёмистости (притока), технического состояния эксплуатационной колонны и НКТ;
- при проведении комплекса ГИС на добывающих скважинах после применения технологического процесса понижение уровня рекомендуется осуществлять свабированием;
- нагнетательные скважины рекомендуется запустить в работу сразу после окончания технологического процесса;
- скважины механизированного фонда рекомендуется запустить в работу не позднее 48 часов после окончания технологического процесса;
- ведётся контроль за разработкой участка геофизическими, промыслово-гидродинамическими, физико-химическими методами;
- анализируются показатели разработки участка.

Технологическое оборудование при проведении АРС и П

Технологический процесс по технологии АРС и П осуществляется скважинным акустическим комплексом «ИНЕФ-1». При осуществлении технологического процесса АРС и П используется стандартная геофизическая станция с подъёмником, оборудованном одним из геофизических кабелей КГ1-30-90-1, КГ1-30-180-1, КГ1-50-90К-1, КГ1-55-90-1, КГ1-55-90-2, КГ1-55-180-1, КГ1-55-180-2, КГ1-70-250-1, КГ3-60-90-1, КГ3-60-100, КГ3-60-180-1, КГ3-60-200, КГ3-40-90-1, КГ3-40-100, КГ7-75-90-1, КГ7-75-180-1, соответствующих 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 и пр.). Геофизический кабель должен быть максимально короткой длины.

Оборудование комплекса «ИНЕФ-1» и рабочее место оператора АРС и П может размещаться как в лаборатории, так и в подъёмнике. На рисунке 2 приведена технологическая схема проведения АРС и П.

Излучатель акустический скважинный и источник питания комплекса «ИНЕФ-1» имеют разъёмы, позволяющие присоединиться к геофизическому кабелю без дополнительных элементов.

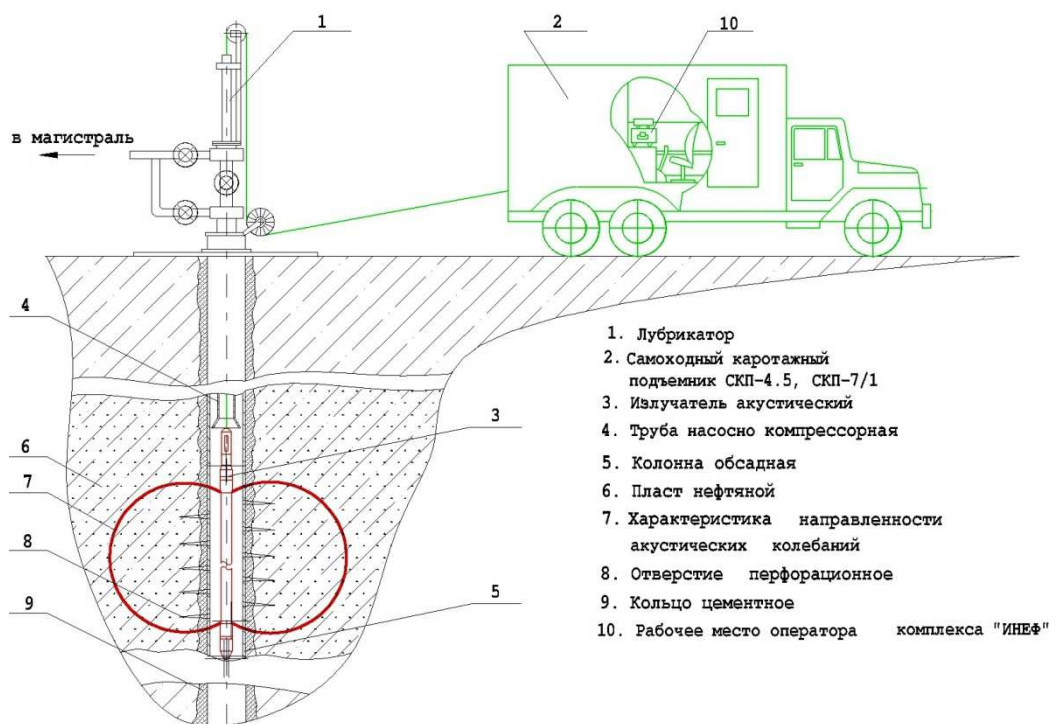


Рисунок 2 – Технологическая схема проведения АРС и П

В состав акустического скважинного комплекса оборудования «ИНЕФ-1» входят:

- 1) излучатель акустический скважинный «ИНЕФ-1-44» и его модификации «ИНЕФ-1-37», «ИНЕФ-1-100», соответствующие техническим условиям ТУ 6660.001.26450674-97;

- 2) источник питания типа «ИП-ИНЕФ-1-Л» по ТУ 6660.003.26450674-97 или «ИП-ИНЕФ-1-Т» по ТУ 6660.002.26450674-97 с устройством контроля параметров работы излучателя акустического скважинного – блоком обратной связи (БОС);

- 3) инструмент и приспособления для наладки и обслуживания излучателя акустического скважинного согласно «Техническому описанию и инструкции по эксплуатации»;

- 4) документация:

- «Излучатель акустический скважинный «ИНЕФ-1-44». Техническое описание и инструкция по эксплуатации»;
- «Излучатель акустический скважинный «ИНЕФ-1-37». Техническое описание и инструкция по эксплуатации»;
- «Излучатель акустический скважинный «ИНЕФ-1-100». Техническое описание и инструкция по эксплуатации»;
- «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».

Комплекс аппаратуры, используемый в технологии АРС и П, обладает следующими особенностями и преимуществами:

- высокий КПД (до 90 %) и надёжность;
- высокая мобильность (максимальный вес комплекса 70 кг, максимальные габариты наземной части не превышают 230х585х500 мм);
- комплекс достаточно прост и удобен в эксплуатации и обслуживании. Технологический процесс осуществляется двумя операторами. При проведении технологического процесса наземная часть комплекса может располагаться как в лаборатории, так и в подъёмнике стандартной геофизической станции;
- технологический процесс соответствует «Правилам безопасности в нефтедобывающей промышленности».

Условия эксплуатации скважинного комплекса оборудования «ИНЕФ-1» и технические данные приведены в таблицах 5 и 6 соответственно.

Таблица 5 – Условия эксплуатации комплекса оборудования «ИНЕФ-1»

Температура окружающей среды:	
для источника питания	от –40 °С до +40 °С
для излучателя	от –40 °С до +200 °С
Максимальная влажность воздуха:	
для источника питания	
при температуре выше +30 °С	80 %
при температуре ниже +30 °С	80 %
для излучателя	без ограничений

Таблица 6 – Технические данные комплекса оборудования «ИНЕФ-1»

Акустическая мощность излучателя, Вт	400–3300
Диапазон рабочих частот, Гц	2500–35000
Выходная мощность источника питания, Вт	2400–9000
Электроакустический КПД излучателя, %	60–80
Источник электроэнергии	Сеть переменного тока 220 В, 50 Гц мощностью не менее 5000 Вт или трёхфазная сеть переменного тока 380 В, 50 Гц мощностью не менее 10000 Вт
Габаритные размеры	
Излучатель:	
диаметр, мм	37, 44, 100
длина, мм	1500
Источник питания:	
длина, мм	370
ширина, мм	455
высота, мм	320

При обслуживании эксплуатации оборудования комплекса «ИНЕФ-1» используется следующая контрольно-измерительная аппаратура:

- 1) осциллограф С1-99 И22.044.095ТУ;
- 2) частотомер ЧЗ-63/1 ДЛИЗ.721.007ТУ;
- 3) ампервольтметр – испытатель транзисторов (тестер) ТЛ-4М ТУ 1-01-0252-78;
- 4) мегаомметр Ф4102/2-1М ТУ 25-7534.0005.87.

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

Блок-схема соединения комплекса оборудования «ИНЕФ-1» и подключения измерительной аппаратуры приведена на рисунке 3. Схема подключения источника питания к коллектору лебёдки подъёмника, оборудованного геофизическим кабелем, представлена на рисунке 4.

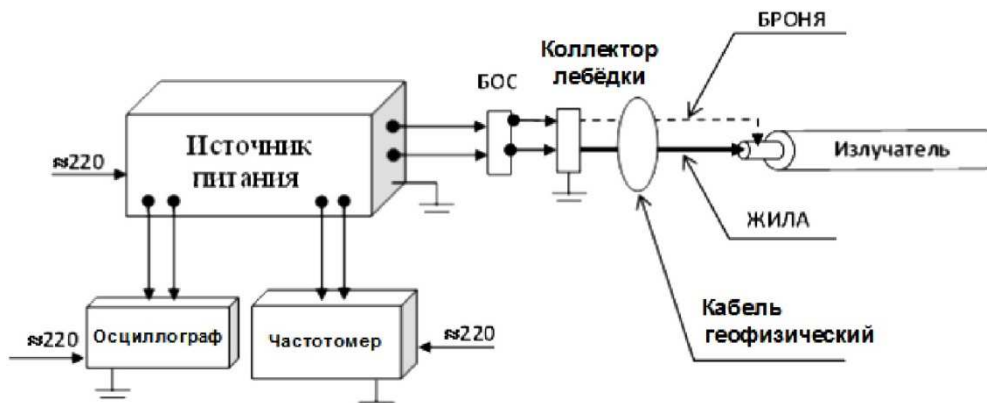


Рисунок 3 – Блок-схема комплекса оборудования «ИНЕФ-1» и подключения измерительной аппаратуры

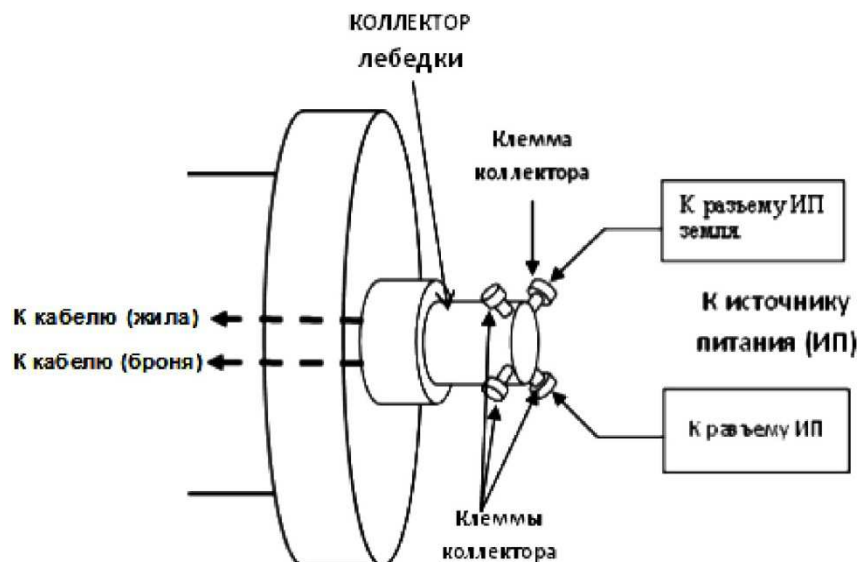


Рисунок 4 – Схема подключения источника питания к коллектору лебедки подъемника, оборудованного геофизическим кабелем

Достоинства акустического метода интенсификации добычи нефти

Если поле имеет высокую интенсивность (свыше $0,1 \text{ кВт/м}^2$), то более 50 % его энергии в пределах ствола скважины трансформируется в тепло. Таким образом, пласт получается совместным тепловым и акустическими полями (термоакустическое воздействие). Под действием теплового поля в призабойной зоне происходит разжижение парафино-смолистых отложений. Влияние акустического поля на жидкую продукцию скважин заключается в возникновении в ней знакопеременных (сжатие – растяжение) быстропотекающих во времени высоких градиентов давления, величина которых достаточна для разрушения пространственной структуры и пограничных слоёв жидкости на поверхностях поровых каналов.

Акустический метод воздействия выгодно отличается от других физических методов следующим:

- 1) создаются значительно высокие сжимающие и растягивающие градиенты давления в масштабе, соизмеримом с размерами пор;
- 2) не возникают нарушения цементного камня и разрушения окружающего пласта, т.е. воздействие является бездефектным;
- 3) существует возможность локального и направленного воздействия на определённые зоны пласта как по его радиусу, так и по мощности;
- 4) происходит совместное воздействие на пласт теплом и высокими знакопеременными градиентами давления;
- 5) обработка ведётся на высоком инженерном уровне, близком к геофизическим исследованиям (в процессе обработки не требуются агрегаты для гидроразрыва пласта, компрессоры и т.п.);
- 6) возможность воздействовать как на призабойную зону пласта, так и на пласт в целом;
- 7) возможность применения технологии на отдельных скважинах, участках пласта и на пластах в целом;
- 8) высокая избирательность воздействия по мощности продуктивного пласта;
- 9) возможность неограниченного количества повторов применения на одной скважине без отрицательных последствий на скважину и пласт;
- 10) возможность изменения параметров воздействия в зависимости от геолого-физических параметров коллектора и технологических показателей разработки месторождения;
- 11) на скважинах нагнетательного, фонтанного и газлифтного фонда работы возможно проводить без подъёма насосно-компрессорных труб;

12) в технологическом процессе используется мощное, высокоэффективное оборудование;

13) в зависимости от геолого-физических условий продолжительность воздействия составляет от 6 до 30 часов;

14) простота реализации технологии в естественных условиях;

15) экологическая безопасность (не вызывает необратимых негативных изменений как в пласте, так и в окружающей среде);

16) минимальные затраты на обработку при высоком технологическом эффекте.

Результаты применения АРСиП на Ватьёганском месторождении

В 2014 году в рамках программы ПНП и ИДН метод АРС и П был предложен как комплексный подход к решению существующих задач повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти (ПНП и ИДН) на месторождениях ТПП «Когалымнефтегаз». В качестве объекта НГДУ «Ватьёганнефть», на котором планировалось осуществить такой подход, были выбраны 3 продуктивных пласта Ватьёганского месторождения. Объектами воздействия на Ватьёганском месторождении являются пласты АВ₁₋₂, АВ₈ и БВ₁.

Залежь пласта АВ₁₋₂

Участок применения технологии АРС и П на северной части залежи пласта АВ₁₋₂ Ватьёганского месторождения сложен различными по мощности и продуктивности пропластками. Основными проблемами разработки в зависимости от расположения участков воздействия являются:

- недостаточная приёмистость нагнетательных скважин в участках с ухудшенными коллекторскими свойствами;

- опережающее продвижение закачиваемой воды по более проницаемым пропласткам и недостаточная приёмистость менее проницаемых пропластков в нагнетательных скважинах, разрабатывающих пропластки с различными коллекторскими свойствами.

Рассматривая работу участка за последние годы, можно сказать, что за период 2015–2016 гг. наблюдалось падение добычи нефти с уровня 35 тыс. тонн до 26–27 тыс. тонн в месяц при устойчивом росте обводнённости продукции 7 % в год, и к моменту начала массового применения технологии АРС и П в июне 2015 года составила 61 % при добыче нефти 31 тыс. тонн. После проведения работ по технологии АРС и П в 2015–2016 гг. удалось остановить рост обводнённости продукции, и к началу 2017 года она находилась на уровне 63 %, т.е. её рост составил 1 % в год. Причём за этот же период добыча нефти не только не снизилась, но и возросла и составила по состоянию на январь 2017 года 37 тыс. тонн в месяц. До середины 2017 года за счёт большого количества обработок 2016 года удавалось удерживать добычу нефти на неизменном уровне 36–37 тыс. тонн, и не допустить роста обводнённости. Однако с июня 2017 года, несмотря на рост добычи нефти, начался рост обводнённости продукции. Причём за счёт тех участков, на которых работы по технологии АРС и П в этом году или не проводились вообще (участки 12–3 и 13–3), или проведены в конце года и эффект ещё не проявился (участки 12–2, 13–2), или же работы были пока проведены в неполном объёме (участок 12–1).

В 2017 году для проведения работ по АРС и П было сформировано 10 участков с 27 нагнетательными и 136 добывающими скважинами, при расчётах технологической эффективности использовалась программа EOR – Analyst, принятая в ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» (разработанная в соответствии с действующим РД 2012 года). По пласту АВ₁₋₂ проведены 18 скважинных операций при удельной эффективности 1,554 тыс. тонн на скважино-обработку, продолжительность эффекта составила до 12 месяцев.

Залежь пласта АВ₈

Рассматривая работу пласта за последние 2 года, следует отметить те положительные тенденции, которые наметились в 2017 году, а именно снижение темпов роста обводнённости до 1,5 % в год (за период 2015–2016 гг. – 7 %), и стабилизация добычи нефти на уровне 19–20 тыс. тонн в месяц. Это связано, в первую очередь, со своевре-

менным проведением работ на нижних участках пласта, которые и формируют основную добычу нефти по пласту в целом. Однако в 2017 году негативное влияние оказало отсутствие обработок скважин верхних участков пласта (участки АВ₈₋₄ и АВ₈₋₅), что было обусловлено бездействием нагнетательного фонда или его неудовлетворительным состоянием. Это и привело к падению добычи нефти и росту обводнённости продукции по этим участкам. Хотя стоит отметить, что на работу пласта в целом это оказывает небольшое влияние из-за небольшой добычи нефти на этих участках.

Для проведения работ по АРС и П было сформировано 5 участков с 14 нагнетательными и 86 добывающими скважинами. По пласту АВ8 было проведено 8 скважинных операций, удельная эффективность 1,076 тыс. тонн, продолжительность эффекта составила до 9 месяцев.

Залежь пласта БВ₁

В отличие от пластов группы А залежь пласта БВ₁ сложена слабопродуктивными, низкопроницаемыми пропластками, где основной проблемой разработки является недостаточный охват залежи процессом заводнения, обусловленный недостаточными объёмами закачки в нагнетательные скважины и, как следствие этого, низкие темпы добычи нефти из продуктивного пласта.

Рассматривая работу пласта за последние 4 года, следует отметить стабилизацию добычи нефти на уровне 23–24 тыс. тонн в месяц при неизбежном для третьей стадии разработки росте обводнённости продукции на уровне 7 % в год. Однако темпы роста обводнённости в настоящий момент снижаются, и за период 2017 года её рост составил только 3 %. Следует также отметить, что в силу особенностей геологического строения пласта обводнённость скважин крайне неоднородно распространена по площади пласта. Так, по участку Б₁₋₂ обводнённость составляет 10–12 % и добыча в месяц 3,6–3,7 тыс. тонн, а по участку Б₁₋₅ при добыче нефти 3 тыс. тонн в месяц обводнённость находится на уровне 82–83 %. Поэтому при планировании работ для каждого участка ставилась конкретная задача. В отдельно взятом участке могут быть скважины и с неравномерным профилем приёмистости, и с недостаточным объёмом закачки воды.

Для проведения работ по АРС и П было сформировано 6 участков с 24 нагнетательными и 106 добывающими скважинами. По пласту БВ₁ было проведено 12 скважинных операций, удельная эффективность 0,949 тыс. тонн, продолжительность эффекта составила до 7 месяцев.

С начала внедрения технологии АРС и П на Ватьёганском месторождении проведено 347 обработок (130 добывающих скважин и 247 скважин ППД) с дополнительной добычей 1000,387 тыс. тонн.

Необходимо ответить, что проведение в 2014–2017 гг. работ по технологии АРС и П на залежах пластов АВ₁₋₂, АВ8 и БВ₁ Ватьёганского месторождения наглядно продемонстрировало эффективность данной технологии при решении задачи по повышению нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти на различных пластах при различных геологических условиях и параметрах разработки месторождений.

Так, на пластах групп А (АВ₁₋₂ и АВ₈) со средней обводнённостью по участкам воздействия от 30 до 85 % основной технологический эффект проявлялся в снижении темпов роста или стабилизации обводнённости добываемой продукции (эффект повышения нефтеотдачи пласта) с одновременным увеличением количества фактически добываемой нефти (эффект интенсификации добычи нефти). На пласте БВ₁ со средней обводнённостью от 10 до 30 % основной технологический эффект получен за счёт увеличения количества фактически добытой нефти.

Выводы и заключение

1. Программой работ в 2017 году предусматривалось промышленное проведение работ на 40 скважинах Ватьёганского месторождения НГДУ «Ватьёганнефть» (ожидаемая дополнительная добыча нефти – 40 тыс. тонн). По месторождению фактическое выполнение составило 38 скважино-обработок и дополнительная добыча составила 52 тыс. тонн. Невыполнение программы по охвату ремонтами обусловлено погодными условиями в январе-феврале месяце и неготовностью отдельных скважин к

обработке в первой половине года. В целом за год удельная эффективность от применения технологии АРС и П на Ватьёганском месторождении составила 1,141 тыс. тонн на скважино-обработку, причём:

- по пласту АВ₁₋₂ проведены 18 скважино-операций, удельная эффективность 1,554 тыс. тонн, продолжительность эффекта составила до 12 месяцев;
- по пласту АВ₈ проведены 8 скважино-операций, удельная эффективность 1,076 тыс. тонн, продолжительность эффекта составила до 9 месяцев;
- по пласту БВ₁ проведены 12 скважино-операций, удельная эффективность 0,949 тыс. тонн, продолжительность эффекта составила до 7 месяцев.

2. Представленные выше материалы характеризуют достаточно высокую эффективность данного метода. Технология может быть использована не только для интенсификации добычи нефти из работающих скважин, но и при освоении после бурения, для уменьшения кольматирующего эффекта после работ бригад ПРС и КРС.

3. Технология АРС и П позволяет проводить избирательное воздействие как по толщине, так и по площади залегания пласта, а также существует возможность регулировки параметров акустического воздействия в зависимости от геологических условий и технологических задач.

4. Для более эффективной работы с целью увеличения и перераспределения приёмистости пласта БВ₁ Ватьёганского месторождения ЗАО «ИНЕФ» планирует внедрение ряда технических и технологических разработок. В 2015 году прошли успешные испытания скважинного генератора, интегрированного в комплекс «ИНЕФ-1». Его применение позволит уйти от потерь энергии в геофизическом кабеле и значительно повысить мощность воздействия в широком диапазоне частот. Это особенно важно при работе на высоких частотах, которые являются наиболее эффективными при разрушении коллоидно-дисперсных систем, образованных кольматирующим материалом.

5. Рассчитаны дополнительные резонансные частоты скважинных излучателей для более полного охвата геологических характеристик системы «скважина – призабойная зона». Применение более широкого частотного ряда позволит добиться естественного резонансного воздействия в более широких геологических условиях и соответственно увеличить эффективность воздействия на призабойную зону скважин и нефтяной пласт в целом.

6. Планируются промысловые испытания принципиально нового акустического излучателя, конструкция и материалы которого позволят повысить интенсивность и КПД воздействия.

7. Разработана комплексная программа расчёта характеристик оборудования, позволяющая более точно определять параметры воздействия на коллектор в зависимости от геологических условий.

8. Результаты испытания новых разработок, проведённые в акустическом бассейне, позволяют говорить о преимуществах нового оборудования и о его более эффективном применении в сложных геологических условиях.

9. Технология АРС и П, особенно применяемая на пластах со слабыми коллекторскими свойствами, позволяет добиться ряда специфических физических процессов при наличии кислотных растворов в поровом пространстве пласта:

- растворять диспергированные в акустическом поле частички карбонатного цемента за счёт увеличения площади контакта раствора;
- увеличить подвижность кислоты и активность её взаимодействия с породой. Акустическое воздействие на поровое пространство, насыщенное кислотным раствором, позволяет приблизить константу диссоциации раствора в поровом пространстве к таковой в свободном объёме, тогда как в обычных режимах закачки она может быть снижена до 30 %.

10. Внедрение описанных выше разработок позволит более эффективно работать на низкопроницаемых сильноглинизированных пластах.

Литература:

1. Техничко-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти на Ватьёганском месторождении. – Когалым : СК «ПетроАльянс», 2009.
2. Авторский надзор за разработкой Ватьёганского месторождения. – Тюмень : СибНИИ-ИНП, 2011.

3. Утверждение проектных показателей разработки Ватьёганского месторождения на 2011–2015 гг. : Протокол ЦКР № 1954. – Москва, 2011.
4. Отчёт о результатах применения технологии АРС и П на месторождении «Ватьёганское» НГДУ «Ватьёганнефть» ТПП «Когалымнефтегаз». – Когалым, 2011.
5. Технологическая схема разработки Ватьёганского месторождения. – Тюмень : СибНИИ НП, 2013.
6. Статистические документы Отдела Разработки и Производственного отдела добычи нефти НГДУ «Ватьёганнефть».
7. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1–2.
8. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов.– Краснодар : ООО «Промсвещение-Юг», 2011. – 603 с.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
10. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
11. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
12. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
13. Кузнецов О.Л., Ефимова С.Ф. Применение ультразвука в нефтяной промышленности. – М. : Издательство Недра, 1983. – 192 с.
14. Орентлихерман И.А. Технология акустической реабилитации скважин и пласта. – М. : ЗАО «ИНЕФ», 2011.
15. Применение технологии акустической реабилитации скважин и пласта для повышения нефтеотдачи пластов. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2bc78a5d53b88521206c27_0.html
16. Атаманов В.В., Зилонов М.О., Жуйков Ю.Ф. Статистическое обоснование применимости акустического воздействия для интенсификации нефтедобычи / Материалы I Всероссийской конференции-ярмарки: «Техноэкогеофизика – новые технологии извлечения минерально-сырьевых ресурсов в XXI веке»; под ред. акад. РАЕН О.Л. Кузнецова. – Ухта : УГТУ, 2002. – С. 27–30.
17. Афанасенков М.И., Жуйков Ю.Ф., Кульпин Л.Г., Соколов А.В., Орлов Г.А. Многоцелевая технология комплексного реагентно-акустического воздействия и контроля // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 4. – С. 41–45.
18. Афанасенков М.И., Жуйков Ю.Ф., Ахияров А.В. Опыт и перспективы промышленного использования акустического воздействия в различных скважинах // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 12. – С. 15–19.
19. Максимов Г.А., Радченко А.В. Роль нагрева при акустическом воздействии на пласт // Геофизика. – 2001. – № 6. – С. 38–46.
20. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А., Даценко Е.Н. Технические средства для обработок скважин с использованием виброволнового воздействия. Скважинные генераторы колебаний // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 1. – С. 139–148.
21. Яковлев А.Л., Кусов Г.В. Физические основы виброволнового воздействия // Сборник статей ЦНС «Международные научные исследования» по материалам VI Международной научно-практической конференции «Проблемы и перспективы современной науки» (25 апреля 2016 года, г. Москва). – М. : Издательство «ISI-journal», 2016. – Часть 2. – С. 75–80.
22. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Построение графических зависимостей и моделирование влияния операций волнового воздействия на степень экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 4. – С. 31–36.
23. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А. Состояние жидких и взвешенных твёрдых фаз продуктивных пластов в поле упругих колебаний / Наука XXI века: открытия, инновации, технологии. Сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции (30 апреля 2016 года, г. Смоленск). – Смоленск : ООО «НОВАЛЕНСО», 2016. – Ч. 1. – С. 108–119.
24. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А., Савенок О.В. Комплексная технология повышения продуктивности и реанимации скважин с использованием виброволнового воздействия // Научный электронный журнал «Бюллетень науки и практики». – 2016. – № 5 (май). – С. 91–100. – URL : <http://www.bulletennauki.com/#!/yakovlev/lpmg>

25. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А. Применение технологии акустической реабилитации скважин и пластов для повышения нефтеотдачи на месторождениях ПАО «ЛУКОЙЛ» / Новейшие достижения и успехи развития технических наук: сборник научных трудов по итогам Международной научно-практической конференции (25 июня 2016 года, г. Краснодар). – Краснодар: ООО «Ареал», 2016. – С. 44–48.

26. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Анализ эффективности применения операций волнового воздействия на месторождениях Краснодарского края в области экологической безопасности // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 5. – С. 34–39.

27. Яковлев А.Л. Расчётно-теоретический анализ поведения одиночной поры при воздействии расходящейся ударной волны / Материалы восьмой международной научной конференции «ТТС-16»: «Технические и технологические системы» (24–26 ноября 2016 года) / ФГБОУ ВО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова; под общей редакцией Б.Х. Гайтова. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – С. 276–285.

References:

1. The feasibility study on coefficient of oil recovery on the Vatyogan-sky field. – Kogalym : SK «Petroalians», 2009.
2. Architectural supervision of development of the Vatyogansky field. – Tyumen : SIBNI-INP, 2011.
3. The statement of design indicators of development of the Vatyogansky field for 2011–2015 : TsKR No. 1954 protocol. – Moscow, 2011.
4. The report on results of use of ARS and P technology on the Vatyogan-skoye field of NGDU Vatyoganneft of Kogalymneftegaz. – Kogalym, 2011.
5. Technological scheme of development of the Vatyogansky field. – Tyumen : Sib-NIINP, 2013.
6. Statistical documents of Department of Development and Production department of oil production of NGDU Vatyoganneft.
7. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovy deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Krasnodar: Publishing house – the South, 2011. – Т. 1–2.
8. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshchene-Yug, 2011. – 603 p.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
12. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice : monograph. – Lviv : Spol, 2018. – 476 p.
13. Kuznetsov O.L., Yefimov S.F. Application of ultrasound in oil industry. – M. : Publishing house Subsoil, 1983. – 192 p
14. Orentlikherman I.A. Technology of acoustic rehabilitation of wells and layer. – M. : CJSC INEF, 2011.
15. Use of technology of acoustic rehabilitation of wells and layer for increase in oil recovery of layers. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2bc78a5d53b88521206c27_0.html
16. Atamanov V.V., Zilonov M.O., Zhuykov Yu.F. Statistical justification of applicability of acoustic influence for an intensification Oil production / Materials I of the All-Russian conference fair: «Tekhnoekogeofizika – new technologies of extraction of mineral raw material resources in the 21st century»; under the editorship of the academician of the Russian Academy of Natural Sciences O.L. Kuznetsov. – Ukhta : UG-TU, 2002. – P. 27–30.
17. Afanasenkov M.I., Zhuykov Yu.F., Kulpin L.G., Sokolov A.V., Orlov G.A. Multi-purpose technology of complex reagent and acoustic influence and control // Oil economy. – 2001. – No. 4. – P. 41–45.
18. Afanasenkov M.I., Zhuykov Yu.F., Akhiyarov A.B. Experience and the prospects of industrial use of acoustic influence in various wells // Oil economy. – 1999. – No. 12. – P. 15–19.
19. Maximov G.A., Radchenko A.V. Rol of heating at acoustic impact on layer // Geophysics. – 2001. – No. 6. – P. 38–46.
20. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A., Datsenko E.N. Technical means for processings of wells with use of vibrowave influence. Borehole oscillation generators // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – No. 1. – P. 139–148.

21. Yakovlev A.L., Kusov G.V. Physical bases of vibrowave influence // Collection of articles of TsNS «International Scientific Research» on materials VI of the International scientific and practical conference «Problems and Prospects of Modern Science» (on April 25, 2016, Moscow). – M. : ISI-journal publishing house, 2016. – Part 2. – P. 75–80.

22. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Creation of graphic dependences and modeling of influence of operations of wave impact on degree of ecological safety at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // Oil. Gas. Innovations. – 2016. – No. 4. – P. 31–36.

23. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A. Sostoyaniye of the liquid and weighed firm phases of productive layers in the field of elastic fluctuations / Science of the 21st century: opening, innovations, technologies. The collection of scientific works on materials of the International scientific and practical conference (on April 30, 2016, Smolensk). – Smolensk : LLC NOVALENKO, 2016. – Part 1. – P. 108–119.

24. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A., Savenok O.V. Complex technology of increase in efficiency and resuscitation of wells with use of vibrowave influence // the Scientific online magazine «Byulleten Nauki i Praktiki». – 2016. – № 5 (May). – Page 91-100. – URL: <http://www.bulletennauki.com/#/yakovlev/lpmgc>

25. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A. Use of technology of acoustic rehabilitation of wells and layers for increase in oil recovery on fields of PJSC Lukoil / the Latest developments and progress of development of technical science: the collection of scientific works following the results of the International scientific and practical conference (on June 25, 2016, Krasnodar). – Krasnodar : LLC Areal, 2016. – P. 44–48.

26. Yakovlev A.L., Savenok O.V. The analysis of efficiency of application of operations of wave influence on fields of Krasnodar Krai in the field of ecological safety // the Equipment and technologies for an oil and gas complex. – 2016. – No. 5. – P. 34–39.

27. Yakovlev A.L. The settlement and theoretical analysis of behavior of a single time at influence of the dispersing shock wave / Materials of the eighth international scientific TTS-16 conference: «Technical and technological systems» (on November 24–26, 2016) / FGBOOU WAUGH of «KubGTU», KVVAVL of A.K. Serov; under the general editorial office B.H. Gaytova. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – P. 276–285.