

На правах рукописи

КУДРЯВЦЕВ ИГОРЬ АНАТОЛЬЕВИЧ

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ
В УСЛОВИЯХ ИНТЕНСИВНОГО ВЫНОСА МЕХПРИМЕСЕЙ
(НА ПРИМЕРЕ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)**

Специальность 25.00.17 - Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень – 2004

Работа выполнена в Открытом акционерном обществе «Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности» (ОАО «СибНИИ НП») и Закрытом акционерном обществе «Тюменский нефтяной научный центр» (ЗАО «ТННЦ»)

Научный руководитель	- кандидат технических наук Кузнецов Николай Петрович
Официальные оппоненты:	- доктор технических наук, профессор Медведский Родион Иванович
	- кандидат технических наук Кряквин Александр Борисович
Ведущая организация	Тюменское отделение Сургутского научно-исследовательского и проектного института нефти (ТО «СургутНИПИнефть»)

Защита состоится 20 июля 2004 года в 14 часов на заседании диссертационного совета Д 212.273.01 при ТюмГНГУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ТюмГНГУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72.

Автореферат разослан 20 июня 2004 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
доктор технических наук,
профессор



В. П. Овчинников

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Важнейшей научно-технической проблемой разработки месторождений является одновременное обеспечение высоких уровней и темпов добычи углеводородного сырья при наиболее полном извлечении его из недр с высокими технико-экономическими показателями работы нефтегазодобывающих предприятий. Одной из причин, не позволяющей эффективно решить эту проблему, является пескопроявление и вынос мехпримесей при эксплуатации скважин.

Если до последнего времени эта проблема была весьма актуальной для месторождений Азербайджана, Краснодарского края и др., то сейчас целый ряд ее аспектов требует решения в условиях месторождений Западной Сибири. Так, например, на Самотлорском месторождении наметилась устойчивая тенденция ежегодного увеличения отказов установок электроцентробежных насосов по причине высокого содержания мехпримесей в продукции скважин.

Если учитывать тот факт, что доля добычи нефти установками электроцентробежных насосов составляет порядка 70 %, то решение проблемы защиты внутрискважинного насосного оборудования от мехпримесей весьма актуально. В первую очередь оно скажется на повышении производительности скважин, уменьшении затрат на капитальный и текущий ремонт и в конечном итоге приведет к снижению себестоимости добычи нефти за счет увеличения наработки на отказ внутрискважинного оборудования.

Существующие в настоящее время способы борьбы с мехпримесями имеют ряд существенных недостатков, что в реальных экономических условиях разработки нефтяных месторождений (особенно месторождений, находящихся на поздней стадии разработки) ограничивает возможность их применения.

Решение проблемы в указанной области добычи нефти сдерживается из-за отсутствия недорогих, высокоэффективных средств защиты ЭЦН от мехпримесей, содержащихся в продукции скважин.

Цель исследований - повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных ЭЦН при добыче жидкости с высокой концентрацией взвешенных частиц.

Для достижения указанной цели поставлены следующие задачи:

-выявить особенности влияния мехпримесей на работу

внутрискважинного оборудования;

-провести анализ современного состояния существующих научно-технических решений по защите внутрискважинного оборудования от мехпримесей и разработать их классификацию;

-разработать технические средства для защиты ЭЦН от мехпримесей;

-апробировать в промысловых условиях технические средства защиты ЭЦН при добыче жидкости с высокой концентрацией взвешенных частиц. Оценить их эффективность.

Научная новизна

Получены аналитические зависимости между содержанием мехпримесей в продукции скважин, эксплуатирующих пласт АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения и технологическим режимом их работы.

Разработана классификация способов защиты внутрискважинного оборудования от мехпримесей.

Предложен и научно обоснован способ защиты ЭЦН с использованием стоячих волн, искусственно генерируемых в потоке добываемой скважинной жидкости.

Практическая значимость полученных результатов

Применение разработанных способов защиты внутрискважинного оборудования от мехпримесей позволили:

-увеличить наработку на отказ ШГН в среднем в 3 раза с использованием газопесочного сепаратора (Патент РФ № 2212533);

-снизить затраты на проведение очистки прискважинной зоны пласта за счет уменьшения расхода рабочей жидкости в 2 раза при использовании генератора гидроимпульсного (Патент РФ № 2160351);

-снизить вибрацию в скважине в 6,2 раза за счет снижения пульсации газожидкостной смеси;

-снизить концентрацию взвешенных частиц (КВЧ) в продукции скважины в среднем в 3,4 раза. На стационарном режиме работы снижение КВЧ составило 1,9 раза.

Разработанные технические средства защиты внутрискважинного оборудования от мехпримесей прошли промысловые испытания на скважинах Самотлорского месторождения. Техничко-экономическая эффективность от их

применения на полетопасных скважинах и скважинах с высоким содержанием мехпримесей выразится в увеличении наработки на отказ, что в первую очередь скажется на эффективности разработки нефтяных месторождений за счет снижения эксплуатационных затрат, а следовательно и снижения себестоимости добычи нефти.

Апробация работы

Материалы и основные результаты диссертационной работы докладывались: на научно-практической конференции «Состояние, проблемы, основные направления развития нефтяной промышленности в XXI веке», посвященной 25-летию «СибНИИ НП» (г. Тюмень, февраль 2000); Международной научно-практической конференции ученых, аспирантов и представителей предприятий в СамГТУ «Ашировские чтения» (г. Самара, октябрь 2002); техническом совещании СНГДУ-1 ОАО «ТНК» (г. Нижневартовск, декабрь 2002); научно-техническом совете ЗАО «ТННЦ» (г. Тюмень, май 2003); областной научно-практической конференции «Электроэнергетика и применение передовых современных технологий в нефтегазовой промышленности» (г. Тюмень, февраль 2003); Международной научно-технической конференции, посвященной 40-летию ТюмГНГУ «Проблемы развития ТЭК Западной Сибири на современном этапе» (г. Тюмень, сентябрь 2003).

Публикации. По материалам диссертации опубликовано 18 работ, в том числе 5 статей в научных журналах, 2 патента на изобретение.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, 4 разделов, основных выводов и рекомендаций, списка использованных источников (117 наименований) и приложений. Изложена на 121 странице печатного текста, содержит 38 рисунков и 12 таблиц.

Автор выражает огромную благодарность своему научному руководителю Кузнецову Н.П., а также сотрудникам отдела техники и технологий ЗАО «ТННЦ». Особая признательность выражается канд. техн. наук Мельцеру М.С., д-ру. геол.-минерал. наук, академику РАЕН Ягафарову А.К., канд. техн. наук Савиных Ю.А., канд. техн. наук Саунину В.И. за помощь и содействие в выполнении работы.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность выбранной темы диссертационной работы, сформулированы цель и задачи исследований, новизна и практическая ценность.

В первом разделе проведен анализ эксплуатации скважин оборудованных установками электроцентробежных насосов на Самотлорском месторождении за 2000-2001 гг.

За этот период произошло 165 аварий внутрискважинного оборудования. Увеличились аварии на скважинах, оборудованных новыми насосными установками. Средняя наработка на отказ по аварийным установкам в 2001 г. составила 186 суток (в 1999 г. – 252 суток).

Установлено, что основными причинами аварий ЭЦН являются: вибрация – 37 %; коррозия подземного оборудования – 19 %; брак внутрискважинного оборудования (как по вине ремонтных служб, так и по вине заводов изготовителей) – 14 %; нарушение регламента по спуско-подъемным операциям (СПО) ЭЦН – 11 % (превышение скорости спуска установки, нарушение технологической дисциплины и т.д.); бесконтрольная эксплуатация – 7 %; причина не установлена – 13 %.

Также установлено, что причиной вибрации в 74 % случаев послужило значительное содержание мехпримесей в продукции скважины, о чем свидетельствовал сильный абразивный износ рабочих органов насосов, приводящий к разбалансировке секций установки.

Анализ проб на содержание мехпримесей в продукции скважин и технологических режимов показал, что их средние значения по аварийным скважинам в среднем на 30 % больше, нежели по фонду скважин в целом.

По часто ремонтируемому фонду наблюдается аналогичная ситуация. 39 % отказов произошло по причине высокого содержания мехпримесей в продукции скважин.

Анализ данных по скважинам, эксплуатирующих пласт АВ₁¹⁻² «рябчик» Самотлорского месторождения, на которых за период 2000-2001 гг. проведены гидроразрывы пласта (ГРП) показал, что основная причина выхода из строя электроцентробежных насосных установок связана с выносом проппанта и песка, что соответственно составляет 23 и 20 %.

Наименьшая наработка на отказ у скважин с выносом проппанта (39 суток), наибольшая – у скважин без каких-либо технологических отклонений

(426 суток). Средняя наработка на отказ подземного оборудования на скважинах с ГРП составляет 195 суток.

Анализ причин выхода из строя насосных установок, а также изучение технических условий на выпускаемые ЭЦН различных типоразмеров и исполнений, позволили сделать следующие выводы:

-диапазон изменения концентрации мехпримесей от 0 до 100 мг/л наименее опасен для ЭЦН в обычном исполнении;

-диапазон изменения концентрации мехпримесей от 0 до 300 мг/л – неопасный диапазон для ЭЦН в специальном исполнении (износостойком);

-диапазон мехпримесей с концентрацией более 100 мг/л для ЭЦН в обычном исполнении и более 300 мг/л для ЭЦН в специальном исполнении характеризуется повышенным эрозионным износом и вибрацией ЭЦН, сопровождающимися выпадением солей на рабочих органах насосов;

-при появлении мехпримесей с концентрацией более 500 мг/л кроме эрозионного износа и вибрации, наблюдается заклинивание ЭЦН («клин»).

Исследования гранулометрического состава проб механических примесей позволяет утверждать, что основная их часть имеет размер зерен от 0,1 до 1 мм, а вероятность их появления в продукции скважин, эксплуатирующих различные пласты Самотлорского месторождения, составляет 82-92 %.

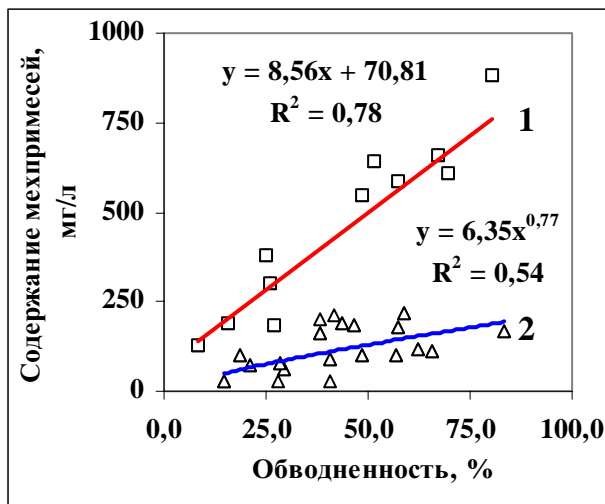
Анализ динамики содержания мехпримесей по скважинам показывает, что ни на одной скважине нет стабильно высокого или стабильно низкого выноса мехпримесей. Их высокое содержание (500-1000 мг/л) как правило, характерно для процесса запуска скважины после текущего или капитального ремонта.

Влияние технологического режима работы скважин пласта АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения на содержание мехпримесей в их продукции нашло подтверждение в следующих зависимостях:

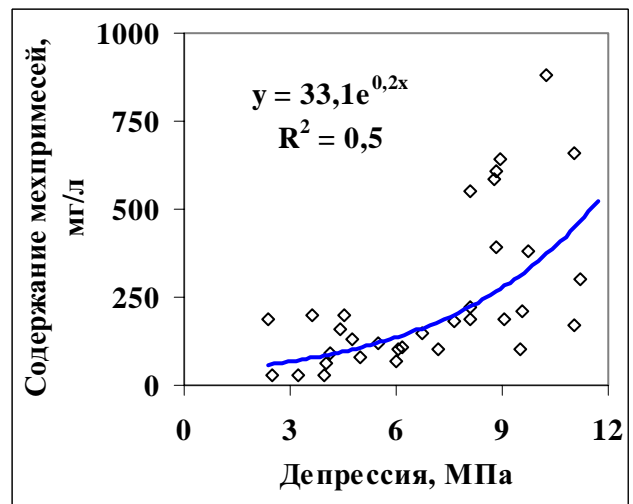
-зависимость содержания мехпримесей от обводненности продукции скважин – $R^2=0,78$ для коллекторов характеризующихся комплексным геофизическим показателем $\alpha_{пс}<0,5$ и $R^2=0,54$ для коллекторов с $\alpha_{пс}>0,5$ (рисунок 1 а);

-зависимость содержания мехпримесей от депрессии на пласт (рисунок 1 б), а также зависимость содержания мехпримесей от отношения забойного давления к пластовому (рисунок 1 в) – $R^2=0,5$;

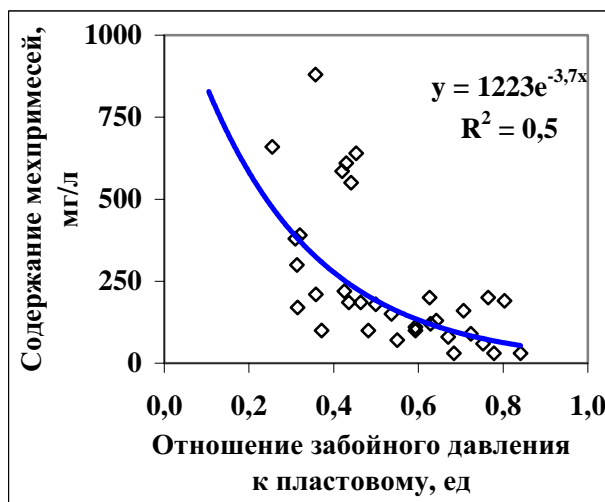
-зависимость содержания мехпримесей от коэффициента продуктивности скважин (рисунок 1 г) – $R^2=0,43$.



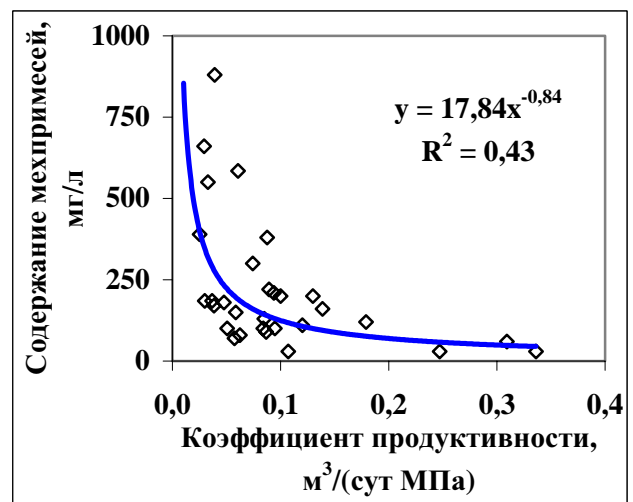
а)



б)



в)



г)

Рисунок 1 - Зависимость содержания мехпримесей в продукции скважин пласта АВ₁¹⁻² от:
 а - обводненности (1 - $\alpha_{\text{nc}} < 0,5$; 2 - $\alpha_{\text{nc}} > 0,5$); б - депрессии; в - отношения
 забойного давления к пластовому; г - коэффициента продуктивности

Результаты анализа большого числа факторов, влияющих на вынос мехпримесей из скважин Самотлорского месторождения, свидетельствуют о том, что разрушение продуктивного пласта в процессе эксплуатации является весьма сложным механическим, физическим и физико-химическим процессом, развивающимся во времени. Этим фактом объясняется то, что ведущиеся в течение многих десятилетий исследовательские работы в этом направлении не дали кардинальных решений. Спектр технических решений здесь весьма узок и сводится в основном к двум направлениям – закреплению прискважинной зоны пласта крепящими составами и установке механических фильтров. Эксплуатация же скважин в условиях интенсивного выноса мехпримесей (особенно при форсировании отборов) приводит к преждевременным отказам насосного оборудования.

В связи с этим второй раздел посвящен анализу современного состояния проблемы пескопроявления при эксплуатации нефтяных скважин.

Изучению проблемы пескопроявлений, а также разработке техники и технологий для снижения вредного влияния мехпримесей на работу внутрискважинного оборудования посвящены работы многих ученых как у нас в стране, так и за рубежом. Среди них: Абдулин Р.А, Ашрафьян М.О, Гиматуддинов Ш.К, Демичев С.С, Зубков М.Ю, Клевцур А.П, Магарил Р.З, Маслов И.И, Медведский Р.И, Мелик-Асланов Л.С, Мельцер М.С, Мирзаджанзаде А.Х, Мищенко И.Т, Питкевич В.Т, Подкорытов С.М, Пчелинцев Ю.В, Уразаков К.Р, Федорцов В.К, Ягафаров А.К, М. Голан, В. Пенберти, Р. Снайдер, Д. Сьюмен, С. Шонесси, Р. Эллис и др.

В настоящее время существует широкий спектр технологий и технических решений, направленных на снижение влияния мехпримесей на работу внутрискважинного насосного оборудования. На основе анализа литературных данных разработана их классификация, представленная на рисунке 2.

Способы снижения отрицательного влияния мехпримесей на работу внутрискважинного оборудования можно разделить на четыре группы: химические, технические, технологические и профилактические.

В результате анализа существующих способов борьбы с мехпримесями установлено, что проблема защиты штанговых глубинных насосов стоит менее остро, нежели электроцентробежных (ввиду конструктивных особенностей первых). Для ШГН разработан огромный спектр пескозащитных устройств (противопесочные и газопесочные якоря). Так, например, автором разработан газопесочный сепаратор для ШГН.

В конструкции реализован принцип многоступенчатой сепарации с использованием гидродинамических эффектов: разворота струй газожидкостной смеси, центробежного эффекта, ускорения потока со сменой направления течения, эффекта укрупнения газовых пузырьков мелких фракций с их последующей сепарацией. Данное оборудование может применяться для комплексной защиты ШГН – одновременно от мехпримесей и газа.

За период 1999-2001 гг. предлагаемые сепараторы в количестве 2 штук были испытаны на Самотлорском месторождении в компоновке с ШГН. Увеличение межремонтного периода (МРП) скважин составило 300 % (со 150 до 450 суток).

Защита ЭЦН от мехпримесей на практике в основном сводится к

использованию оборудования в износостойком исполнении и применению профилактических способов.

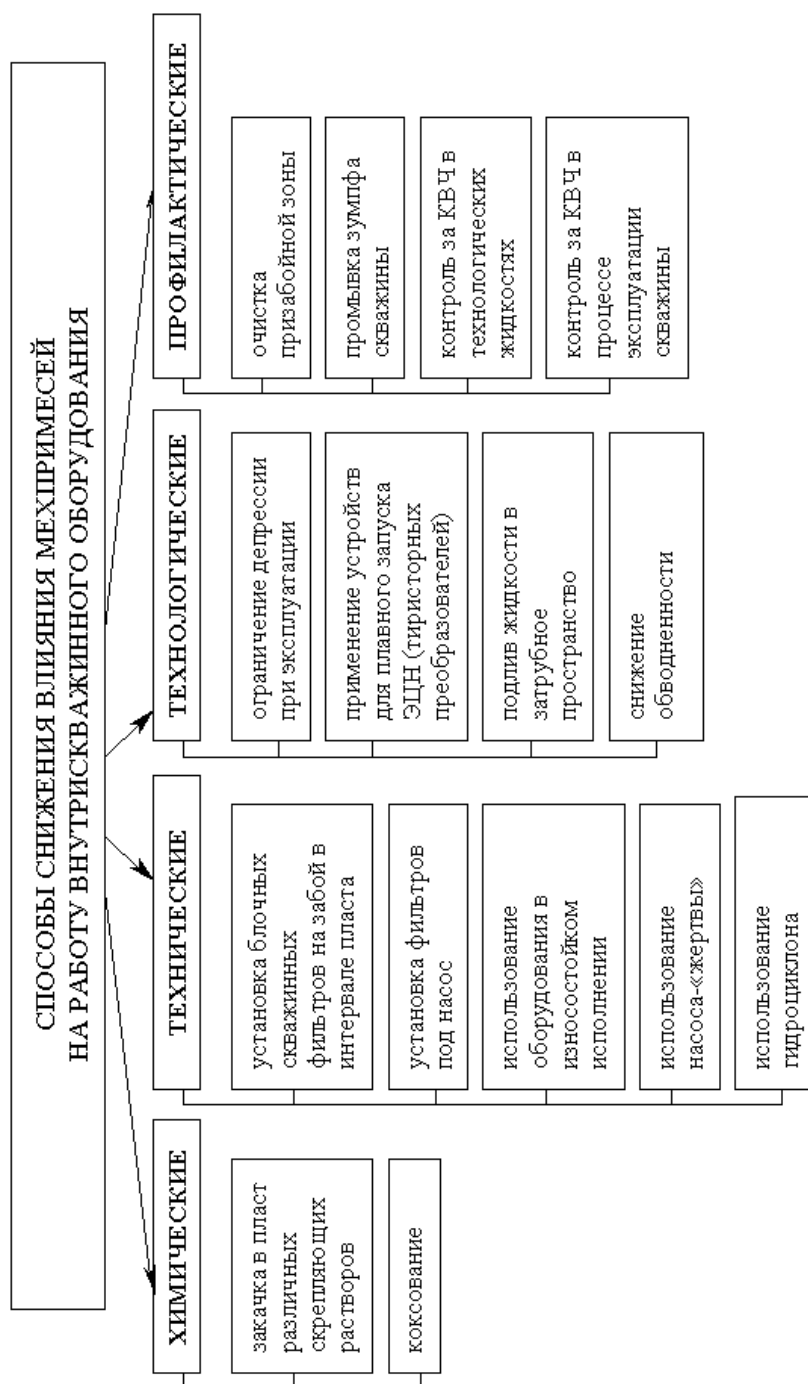


Рисунок 2 – Способы снижения влияния мехпримесей на работу внутрискважинного оборудования

К профилактическим способам снижения влияния мехпримесей на работу внутрискважинного оборудования можно отнести очистку призабойной зоны пласта всевозможными гидравлическими устройствами с последующей промывкой скважины.

На основе изучения отечественного опыта по применению устройств для очистки призабойной зоны пласта нами был разработан генератор гидроимпульсный, позволяющий перед спуском насоса в скважину проводить

очистку прискважинной зоны пласта от кольматирующих материалов, содержащихся в технологических жидкостях, обломков породы коллектора и пр.

Генератор гидроимпульсный прошел испытания на месторождениях Нижневартовского района. Положительный эффект достигнут за счет увеличения наработки на отказ данного устройства по сравнению с аналогами в 2,7 раза, а также за счет снижения затрат на скважино-операцию (очистку прискважинной зоны пласта), так как расход рабочей жидкости уменьшился в 2 раза.

Решение проблемы защиты ЭЦН от мехпримесей путем разработки и применения недорогих, эффективных устройств в первую очередь скажется на повышении производительности скважин, уменьшении затрат на их капитальный и текущий ремонт, что в конечном итоге приведет к снижению эксплуатационных затрат, а следовательно и себестоимости добычи нефти.

Третий раздел посвящен разработке способа и устройства для защиты ЭЦН от мехпримесей на основе явления коагуляции взвешенных частиц.

В настоящее время явление коагуляции широко используется в различных технологических процессах (очистка воды от ила, глин и бактерий, ультразвуковая очистка отработанного масла, выделение каучука из латекса, очистка сточных вод целлюлозного производства т.д.)

Известно, что под влиянием колебаний между колеблющимися частицами, могут возникать силы притяжения и отталкивания. При возникновении между частицами сил притяжения происходит их коагуляция (укрупнение частиц), исследованная рядом зарубежных ученых Кенигом, Бьеркнесом, Кундтом. Зависимость степени коагуляции от частоты колебаний изучалась в работах Брандта, Гидемана, Готтшалка, Клэра, Поттера, Спендлава, Татума и Фройнда.

В оптимальной области частот, частицы различной величины имеют различные амплитуды колебаний, что приводит к взаимным столкновениям и их коагуляции. Возникновение коагуляции в свою очередь связано с образованием стоячих волн. Для каждого размера частиц имеется определенный частотный диапазон стоячих волн, в пределах которого происходит коагуляция.

В скважинных условиях стоячая волна может образоваться в межтрубном пространстве – между НКТ и обсадной колонной. Например, если источник колебаний поместить на НКТ, то излучаемая им волна, проходя от источника к

обсадной колонне, отразится от последней с образованием стоячей волны (рисунок 3).

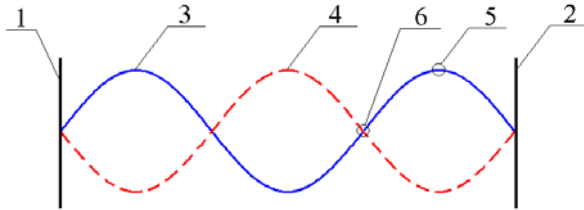


Рисунок 3 - Возникновение стоячей волны между источником колебаний, размещенном на НКТ, и обсадной колонной: 1- источник колебаний, размещенный на НКТ; 2- обсадная колонна; 3- волна излученная; 4- волна отраженная; 5- пучность стоячей волны; 6- узел стоячей волны

Точки системы, в которых амплитуда стоячей волны максимальна, называется пучностями, а точки, в которых амплитуда стоячей волны равна нулю – узлами.

В стоячей волне на частицу действует сила, обусловленная колебаниями среды. Эта сила равна нулю для узлов и достигает максимума между ними, причем по обе стороны от пучности сила направлена к этой пучности. Под действием волнового давления,

возникающего в результате колебаний, частицы концентрируются в пучностях стоячей волны, где и происходит их дальнейшая коагуляция.

Согласно выражению (1) рассчитан оптимальный для коагуляции частиц мехпримесей частотный диапазон (рисунок 4).

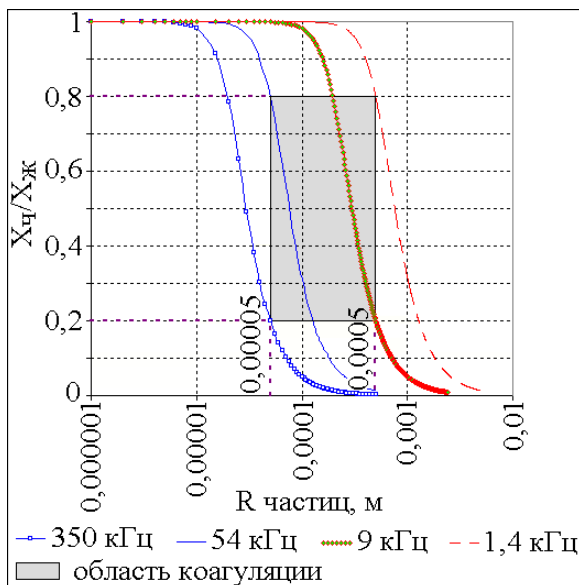


Рисунок 4 - Зависимость коэффициента увлечения ($X_q/X_{ж}$) от размеров частиц мехпримесей для различных частот колебаний

$$\frac{X_q}{X_{ж}} = \frac{1}{\sqrt{(4\pi\rho R^2 f / 9\eta)^2 + 1}}, \quad (1)$$

где $X_q/X_{ж}$ – отношение амплитуд колебания частиц мехпримесей и жидкости (коэффициент увлечения частиц); ρ – плотность частиц, кг/м^3 ; R – радиус частиц, м; f – частота колебания среды, Гц; η – вязкость среды, Па·с.

Из рисунка 4 видно, что максимального коагуляционного эффекта можно достичь в диапазоне частот 9-54 кГц. Эти значения частот приняты за

граничные условия коагуляции.

Если рассматривать движение жидкости с мехпримесями внутри трубы (рисунок 5), то при $X_{ч}/X_{ж} < 0,2$ и $X_{ч}/X_{ж} > 0,8$ практически все частицы увлекаются жидкостью. При $0,2 \leq X_{ч}/X_{ж} \leq 0,8$, частицы колеблются с различными амплитудами, при этом достигается максимальная их коагуляция.

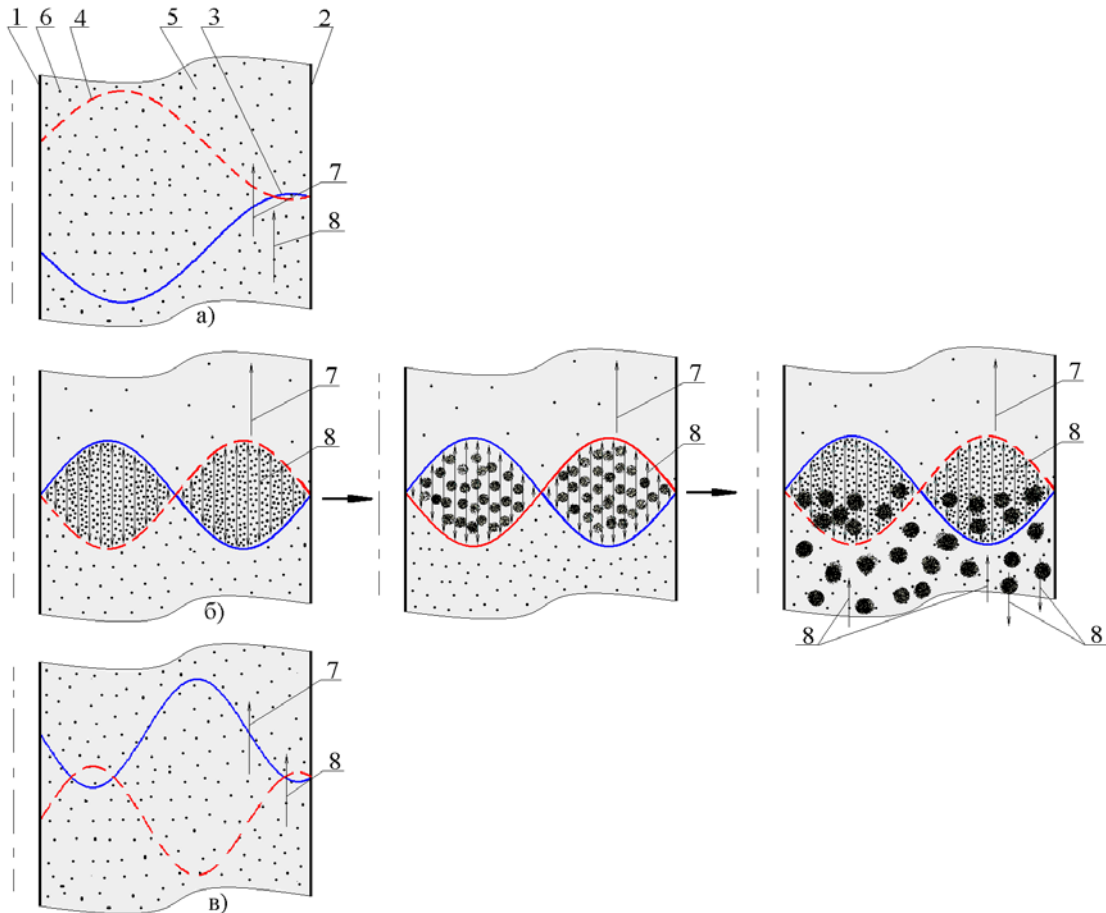


Рисунок 5 - Коагуляция мехпримесей в жидкости при их движении в скважине: а- $X_{ч}/X_{ж} < 0,2$; б- $0,2 \leq X_{ч}/X_{ж} \leq 0,8$; в- $X_{ч}/X_{ж} > 0,8$; 1- источник колебаний, размещенный на НКТ; 2- обсадная колонна; 3- волна излученная; 4- волна отраженная; 5- жидкость; 6- мехпримесь; 7- направление движения жидкости; 8- направление движения мехпримесей

В качестве источника энергии для создания стоячих волн предлагается использовать колебания (шум, вибрация), возникающие при работе скважинного электроцентробежного насоса и передающиеся окружающей среде.

Во вращающихся электромашинах, к которым относятся и ЭЦН различают механические, электромагнитные, а также аэродинамические шумы и вибрации тесно связанные друг с другом. Уровень шума большинства электромашин лежит в пределах 65-90 дБ.

Помимо этого в скважинных условиях можно выделить 4 основные

составляющие вибрации УЭЦН:

1) Собственно вибрация насоса (например, для насосов фирмы «Алнас» виброскорость новых установок не должна превышать 6,5 мм/с, ремонтных – 4,5 мм/с), которая вызывает вибрацию НКТ;

2) Пульсация газожидкостной смеси (ГЖС) над насосом, которая также передается НКТ и корпусу ЭЦН;

3) Влияние кривизны скважины в интервале установки насоса. В основном это влияние проявляется при большом напоре насоса (количество рабочих секций установки более двух) и диаметре обсадной колонны менее 146 мм. По данным ОКББН прогиб вала насоса в интервале его установки не должен превышать 2 мм;

4) Высокое (более 100 мг/л с относительной твердостью частиц не более 5 единиц по шкале Мооса для насосов УЭЦНМ5, 5А, 6 и насосов УЭЦНМ4, а также более 500 мг/л с относительной твердостью частиц не более 5 единиц по шкале Мооса для насосов УЭЦНМ4, 5, 5А) содержание мехпримесей в продукции скважин, приводящее к износу рабочих органов насосных установок и как следствие их разбалансировке.

Зависимость между уровнем вибрации и уровнем шума представлена следующим выражением

$$V_A = 4,9399 \cdot 10^{-8} \times e^{0,1151 \cdot L_A}, \quad (2)$$

где V_A - уровень вибрации, м/с; L_A -уровень шума, дБ.

В качестве устройства, преобразующего колебания в необходимый для коагуляции диапазон частот, автором предлагается использовать резонаторы (акустические преобразователи шума).

Принцип действия акустического преобразователя шума (АПШ) представлен на рисунке 6. Масса окружающей резонатор среды m в его горловине (рисунок 6 а) приводится в колебательное движение внешним давлением. При резонансе скорость колебаний v в горле резонатора увеличивается, увеличивается и объемный поток vS (S – площадь поперечного сечения горла). Ввиду того, что колебательная скорость падающей волны остается постоянной, для поддержания возрастающего объемного потока фронт падающей волны деформируется (рисунок 6 б). Деформация охватывает тем большую зону, чем больше скорость колебаний в горле резонатора. Поэтому он концентрирует значительно большую энергию, чем та, которая содержится в части падающей волны, приходящейся на площадь входного отверстия. После

прекращения внешнего воздействия резонатор отдает накопленную энергию в окружающее пространство (рисунок б в).

Таким образом, резонатор (акустический преобразователь шума) по принципу действия увеличивает интенсивность доходящих до него колебаний, преобразуя рассеянную в пространстве энергию (шум, вибрацию), а также усиливает интенсивность колебаний за счет уменьшения их продолжительности.

Для создания стоячей волны в скважинных условиях длина ее полуволны должна уложиться в кольцевом зазоре между внутренней стенкой обсадной колонны и наружной корпуса резонатора (рисунок 7).

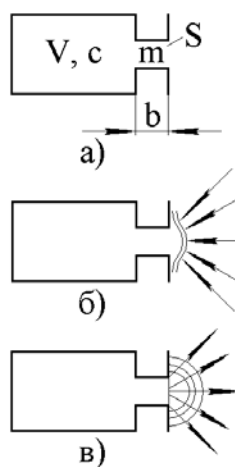


Рисунок 6- Принцип действия резонатора: а- конструкция; б- деформация фронта падающей волны; в- отдача накопленной энергии в окружающее пространство

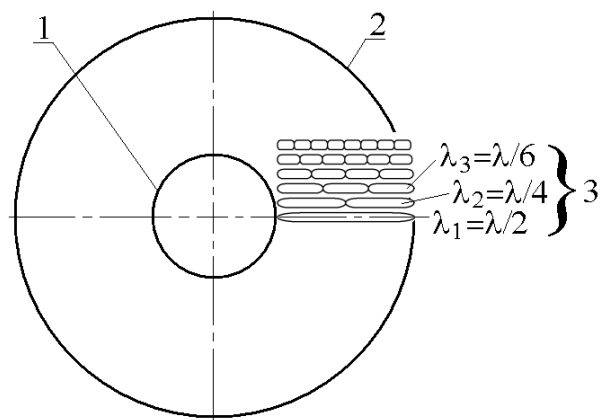


Рисунок 7 - Стоячие волны в кольцевом зазоре между эксплуатационной колонной и акустическим преобразователем шума: 1- акустический преобразователь шума; 2- эксплуатационная колонна; 3- стоячие волны длиной λ_1 , λ_2 , λ_3 и т.д.

Зная внутренний диаметр обсадной колонны (154 мм) и задавшись диаметром резонатора (например, 40 мм) несложно посчитать, что длина полуволны $\lambda/2$ составит

$$\frac{\lambda}{2} = \frac{154 - 40}{2} = 57 \text{ мм}, \quad (3)$$

отсюда длина волны $\lambda = 114$ мм.

В таблице 1 приводятся рассчитанные длины стоячих волн, которые также укладываются в кольцевом зазоре и резонансные частоты, необходимые для

создания коагуляции частиц мехпримесей, рассчитанные по формуле

$$f = \frac{C}{\lambda}, \quad (4)$$

где f - резонансная частота, Гц; C - скорость распространения звука в жидкости, м/с; λ - длина стоячей волны, м.

Таким образом, имеется целый спектр стоячих волн, длины которых укладываются в кольцевом зазоре между внутренней стенкой обсадной колонны и наружной корпуса резонатора (таблица 1) в частотном диапазоне которых возможна коагуляция частиц мехпримесей (рисунок 4).

Таблица 1 - Длины волн и резонансные частоты, необходимые для коагуляции частиц мехпримесей

Стоячая волна	Численные значения	
	длины стоячей волны λ , мм	частоты f , кГц
λ	114,0	13
$\lambda_1 = \lambda/2$	57,0	26
$\lambda_2 = \lambda/4$	28,5	53
$\lambda_3 = \lambda/6$	19,0	79
$\lambda_4 = \lambda/8$	14,3	105

Для расчета основных параметров АПШ (V – объема полости, b – длины горла, S – площади отверстия) воспользуемся формулой

$$f = \frac{C}{2\pi} \sqrt{\frac{S_i}{b_i V_i}}. \quad (5)$$

Тогда подбирая объем V полости, длину b горла и площадь S отверстия i -того резонатора получим:

- $S_1 = 0,001256 \text{ м}^2$ (4 отв. $\varnothing 20 \text{ мм}$), $b_1 = 0,003 \text{ м}$, $V_1 = 0,000141 \text{ м}^3$, $H_1^{\text{п}} = 112 \text{ мм}$, $D_1^{\text{п}} = 40 \text{ мм}$ – для акустического преобразователя шума с резонансной частотой 13 кГц;

- $S_2 = 0,001256 \text{ м}^2$ (4 отв. $\varnothing 20 \text{ мм}$), $b_2 = 0,003 \text{ м}$, $V_2 = 0,000035 \text{ м}^3$, $H_2^{\text{п}} = 28 \text{ мм}$, $D_2^{\text{п}} = 40 \text{ мм}$ – для акустического преобразователя шума с резонансной частотой 26 кГц.

Здесь $H_1^{\text{п}}$ и $H_2^{\text{п}}$ – высота полости, $D_1^{\text{п}}$ и $D_2^{\text{п}}$ – диаметр полости акустического преобразователя шума с резонансной частотой 13 и 26 кГц соответственно.

С целью увеличения эффективности действия АПШ и достижения максимальной коагуляции частиц автором предложено использовать систему

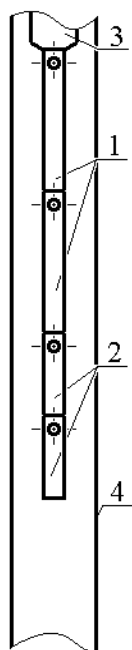


Рисунок 8 - Схема установки акустического преобразователя шума: 1- акустический преобразователь шума на 13 кГц; 2- акустический преобразователь шума на 26 кГц; 3- компенсатор ЭЦН; 4- эксплуатационная колонна

резонаторов, состоящую из отдельных элементов, рассчитанных на свою резонансную частоту и размещенных друг под другом непосредственно под компенсатор ЭЦН (рисунок 8).

В четвертом разделе приводятся результаты промышленных испытаний акустических преобразователей шума.

С целью выявления наиболее характерных зависимостей между распределением частотного спектра установок электроцентробежных насосов и их параметрами работы были произведены замеры уровня шума на 20 эксплуатационных скважинах Самотлорского месторождения.

Анализ зависимостей между уровнем шума и дебитом скважины показывает, что в диапазоне частот от 125 Гц до 2 кГц заметна тенденция роста уровня шума с увеличением дебита скважин. В диапазоне частот 4-8 кГц уровень шума практически не зависит от дебита.

Целью следующего этапа испытаний являлось экспериментальное подтверждение трансформации колебаний низкого диапазона частот в колебания высокого диапазона при работающем в скважине ЭЦН с применением АПШ. Иными словами необходимо было экспериментально доказать, что суммарный уровень вибрации в реальных условиях при работе ЭЦН с акустическим преобразователем шума меньше, нежели без него.

Объект испытаний - конструкция акустического преобразователя шума, размещенного в НКТ над ЭЦН в скважине 668 Самотлорского месторождения.

Объект исследования – спектр шума ЭЦН.

Перед спуском в скважину АПШ-2 проведены замеры уровня шума шумомером ВШВ-003 (погрешность измерения прибора ВШВ-003 составляет 0,5 дБ). Далее на геофизической проволоке через лубрикатор произвели спуск АПШ-2 на глубину 1430 м и произвели следующий замер.

Результаты интерпретации уровней шума (пересчет на виброскорость) представлены на рисунках 9, 10. Пересчет производился для каждого диапазона частот (от 16 до 8000 Гц).

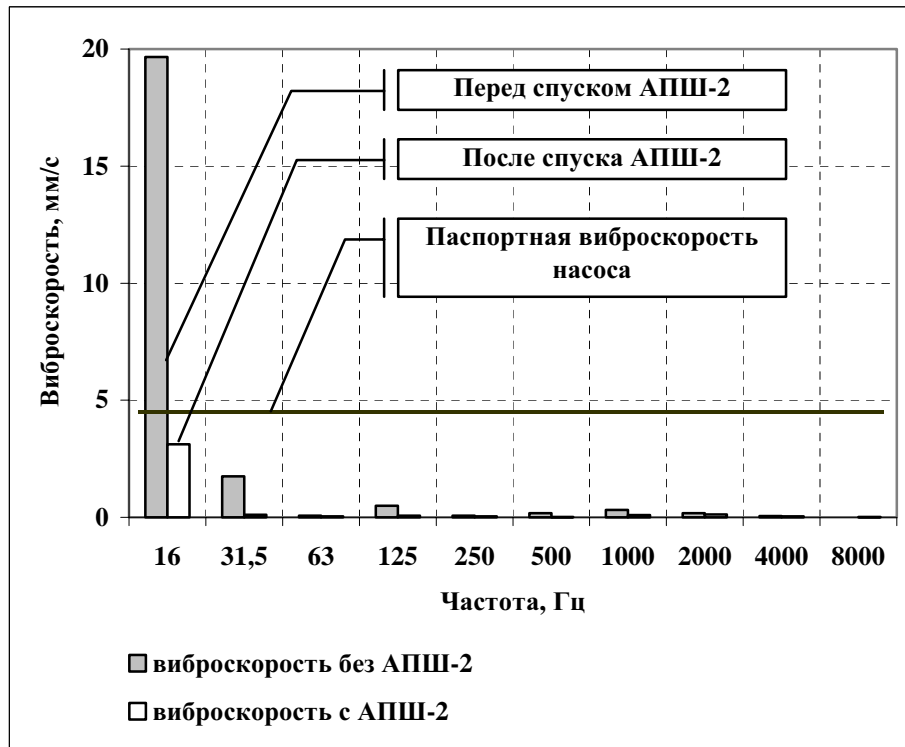


Рисунок 9 - Сравнительная оценка виброскорости насосной установки GS-3000 в скважине № 668 до и после спуска АПШ

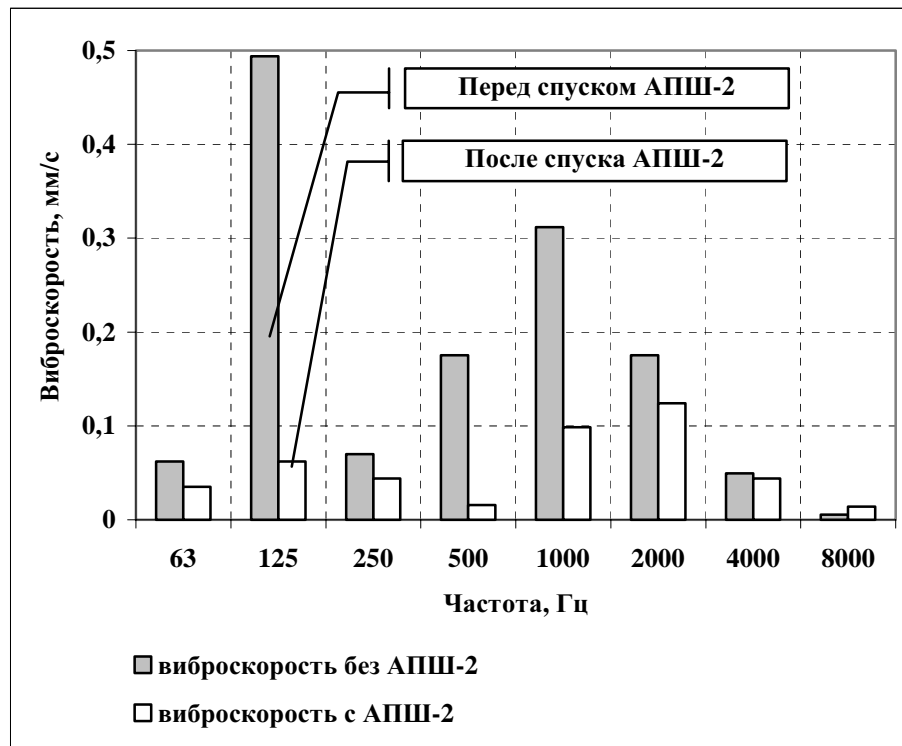


Рисунок 10 - Сравнительная оценка виброскорости насосной установки GS-3000 в скважине № 668 до и после спуска АПШ в диапазоне частот 63-8000 Гц

В результате применения АПШ-2 внутри НКТ удалось снизить суммарный уровень вибрации в 6,2 раза за счет уменьшения пульсации газожидкостной смеси (ГЖС).

Далее были проведены испытания акустического преобразователя шума АПШ-3 для снижения КВЧ в эксплуатационной скважине № 14607, оборудованной УЭЦН.

Скважина № 14607 эксплуатирует продуктивный пласт АВ₂₋₃, Самотлорского месторождения насосом ЭЦН5А-160-2000. Диаметр эксплуатационной колонны 168 мм. Пластовое давление 16 МПа. Интервал перфорации 1748-1770 м. Текущий забой 1786 м, искусственный забой 1818 м.

Акустический преобразователь шума АПШ-3 (рабочее название – фильтр режекторный) был смонтирован под компенсатором гидрозащиты. Присоединительная резьба режекторного фильтра – наружная резьба НКТ Ø60 по ГОСТ 633-80.

Результаты замеров содержания взвешенных частиц в продукции скважины № 14607 представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Результаты замеров содержания взвешенных частиц в продукции скважины № 14607 с АПШ-3 и без него

Режим работы скважины	ВНР*		УРР**					Среднее значение
	1325	5305	594	864	517	735	418	
КВЧ без АПШ-3, мг/л	1325	5305	594	864	517	735	418	1394,0
КВЧ с АПШ-3, мг/л	884	274	384	439	361	213	295	407,1
* – вывод скважины на режим								
** – установившийся режим работы скважины								

Из таблицы 2 видно, что мехпримеси достигают своего максимума при запуске скважины и выводе ее на режим. Далее содержание мехпримесей стабилизируется. В нашем случае это утверждение справедливо как для работы скважины с АПШ-3, так и без него. В среднем с использованием в скважине АПШ-3 удалось снизить содержание мехпримесей в добываемой продукции в 3,4 раза. На стационарном режиме работы снижение КВЧ составило 1,9 раза.

Таким образом, в промысловых условиях получено экспериментальное подтверждение возможности использования акустической решетки стоячих волн, сформированной ниже приема ЭЦН для его защиты от мехпримесей.

Расчет основных показателей сравнительной экономической эффективности проводился для 100 скважин, оборудованных отечественными

ЭЦН с акустическими преобразователями шума и без них.

Как показали расчеты величина годового экономического эффекта, который может быть получен за счет увеличения наработки на отказ от внедрения акустических преобразователей шума составляет 3,9 млн.руб. в год на 1 скважину.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1 В результате анализа геолого-промысловых данных Самотлорского месторождения выявлен ряд особенностей влияния мехпримесей на работу внутрискважинного оборудования. Показано, что:

- аварии ЭЦН в 37 % случаев происходили из-за вибрации. По результатам расследования причин аварий установлено, что в 74 % случаев возникновение повышенной вибрации связано со значительным содержанием мехпримесей в продукции скважин, о чем свидетельствует сильный абразивный износ рабочих органов насосов;

- 39 % скважин, находящихся в часторемонтируемом фонде ЭЦН, вышли из строя по причине высокого содержания мехпримесей в добываемой жидкости;

- основными причинами выхода из строя ЭЦН после проведения ГРП являются вынос проппанта (23 % случаев) и песка (20 % случаев).

2 Влияние технологического режима работы скважин пласта АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения на содержание мехпримесей в их продукции нашло подтверждение в следующих зависимостях:

- зависимость содержания мехпримесей от обводненности продукции скважин – $R^2=0,78$ для коллекторов характеризующихся комплексным геофизическим показателем $\alpha_{\text{пс}} < 0,5$ и $R^2=0,54$ для коллекторов с $\alpha_{\text{пс}} > 0,5$;

- зависимость содержания мехпримесей от депрессии на пласт, а также зависимость содержания мехпримесей от отношения забойного давления к пластовому – $R^2=0,5$;

- зависимость содержания мехпримесей от коэффициента продуктивности скважин – $R^2=0,43$.

3 В работе предложена классификация способов защиты внутрискважинного насосного оборудования от мехпримесей. Существующие на сегодняшний день способы защиты внутрискважинного насосного оборудования от мехпримесей разделены на четыре группы: химические,

технические, технологические и профилактические.

4 На основе теоретических исследований, а также анализа отечественного и зарубежного опыта по защите внутрискважинного оборудования от мехпримесей разработан газопесочный сепаратор для ШГН, в результате внедрения которого увеличена наработка на отказ ШГН в 3 раза.

5 На основе явления коагуляции взвешенных в жидкости частиц разработано устройство для защиты ЭЦН от мехпримесей (акустический преобразователь шума – АПШ), преобразующее низкочастотную вибрацию электроцентробежного насоса в благоприятный для коагуляции частиц частотный диапазон.

6 В результате промысловых испытаний АПШ удалось снизить вибрацию в скважине в 6,2 раза, а концентрацию взвешенных частиц (КВЧ) в продукции в среднем в 3,4 раза. На стационарном режиме работы снижение КВЧ составило 1,9 раза.

7 Полученные результаты испытаний акустических преобразователей шума позволяют рекомендовать их к внедрению на полетопасных скважинах и скважинах с высоким содержанием мехпримесей. Прогнозируемая величина годового экономического эффекта, который может быть получен за счет снижения вибрации и КВЧ от внедрения акустических преобразователей шума составляет 3,9 млн.руб. в год на 1 скважину.

Содержание диссертационной работы отражено в следующих печатных работах:

1 Пат. 2160351 РФ, Е 21 В 28/00, 43/25. Генератор гидроимпульсный / Р.С. Юмачиков, Р.Р. Юмачиков, Л.С. Бриллиант, И.А. Кудрявцев, В.Г. Горев, М.Л. Осипов, В.П. Герасимов, Г.А. Шлейн (Россия) – № 99105600/03; Заявлено 18.03.99; Оpubл. 10.12.2000, Бюл. № 14.

2 Горев В.Г. Повышение эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин Ершового месторождения / В.Г. Горев, В.М. Дружинин, В.П. Герасимов, И.А. Кудрявцев, Н.Н. Прохоров, Р.Д. Ирипханов // Нефтяное хозяйство. -2000. -№ 9. -С. 96-98.

3 Горев В.Г. Особенности выноса мехпримесей на скважинах добывающего фонда / В.Г. Горев, И.А. Кудрявцев // Состояние, проблемы, основные направления развития нефтяной промышленности в XXI веке. Часть IV. Добыча нефти и газа: Материалы научно-практической конференции, посвященной 25-летию СибНИИНП. -Тюмень: СибНИИНП. -2000. -С. 28-36.

4 Кудрявцев И.А. Особенности эксплуатации УЭЦН в условиях Самотлорского месторождения / И.А. Кудрявцев, Н.П. Кузнецов, И.В. Цыкин, И.Н. Гутуев, И.А. Хабипов // Нефтяное хозяйство. -2002. -№ 6. -С. 62-64.

5 Кудрявцев И.А. Эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН, в условиях Самотлорского месторождения / И.А. Кудрявцев, Б.А. Ерка, Н.П. Кузнецов, А.К. Ягафаров // Известия вузов. Нефть и газ. -2002. -№ 5. -С. 94-102.

6 Двинин А.А. Способ регулирования подачи электроцентробежных скважинных насосов / А.А. Двинин, Б.А. Ерка, И.А. Кудрявцев, Н.П. Кузнецов // Известия вузов. Нефть и газ. -2002. -№ 6. -С. 65-68.

7 Кудрявцев И.А. Перспективные направления в области увеличения наработки на отказ внутрискважинного оборудования // Ашировские чтения: Тезисы докладов Международной научно-практической конференция ученых, аспирантов и представителей предприятий 23-24 октября 2002 г. -Самара: Издательство СамГТУ. -2002. -С. 37.

8 Ерка Б.А. Направления оптимизации работы механизированного фонда скважин / Б.А. Ерка, И.А. Кудрявцев, К.А. Ухалов, А.А. Двинин // Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири. Сборник трудов СибНИИ НП. -Тюмень: СибНИИ НП. -2002. -С. 158-161.

9 Ухалов К.А. Повышение эффективности использования простаивающего фонда скважин / К.А. Ухалов, И.А. Кудрявцев, Б.А. Ерка // Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири. Сборник трудов СибНИИ НП. -Тюмень: СибНИИ НП. -2002. -С. 162-167.

10 Кудрявцев И.А. Использование преобразователей шума для защиты УЭЦН от мехпримесей / И.А. Кудрявцев, Н.П. Кузнецов, Ю.А. Савиных // Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири. Сборник трудов СибНИИ НП. -Тюмень: СибНИИ НП. -2002. -С.168-171.

11 Кудрявцев И.А. Методика подбора хвостовиков для добывающих скважин, оборудованных скважинными штанговыми насосами / И.А. Кудрявцев, Б.А. Ерка, К.А. Ухалов, Т.М. Маршалок // Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири. Сборник трудов СибНИИ НП. -Тюмень: СибНИИ НП. -2002. -С. 177-182.

12 Ягафаров А.К. Определение времени выхода скважин на оптимальный режим после проведения ГРП (на примере пласта АВ₁¹⁻² Самотлорского

месторождения) / А.К. Ягафаров, В.И. Саунин, А.Г. Сидоров, Н.П. Кузнецов, И.А. Кудрявцев, Б.А. Ерка, К.А. Ухалов // Геолого-промысловые исследования скважин и пластов: материалы научно-практической конференции. Издательский Дом «ИздатНаукаСервис». -2003. -С. 73-80.

13 Кудрявцев И.А. Исследование влияния вибрации на работу подземного оборудования / И.А. Кудрявцев, Ю.А. Савиных, И.Н. Гутуев // Геолого-промысловые исследования скважин и пластов: материалы научно-практической конференции. Издательский Дом «ИздатНаукаСервис». -2003. -С. 144-149.

14 Кудрявцев И.А. Промышленные испытания акустического преобразователя шума / И.А. Кудрявцев, Б.А. Ерка, Ю.А. Савиных, И.Н. Гутуев // Электроэнергетика и применение передовых современных технологий в нефтегазовой промышленности: Материалы областной научно-практической конференции. -Тюмень: ТюмГНГУ. -2003. -С. 30-35.


15 Ерка Б.А. Пути оптимизации системы электропривода погружного насоса / Б.А. Ерка, А.А. Двинин, И.А. Кудрявцев // Электроэнергетика и применение передовых современных технологий в нефтегазовой промышленности: Материалы областной научно-практической конференции. - Тюмень: ТюмГНГУ. -2003. -С. 35-39.

16 Пат. 2212533 РФ, МПК⁷ Е 21 В 43/38. Сепаратор газопесочный / И.А. Кудрявцев, Н.П. Кузнецов, И.С. Джафаров (Россия) – № 2001130666/03; Заявлено 12.11.2001; Оpubл. 20.09.2003, Бюл. № 26.

17 Кудрявцев И.А. Технология защиты УЭЦН от мехпримесей / И.А. Кудрявцев, А.К. Ягафаров, Ю.А. Савиных, И.Н. Гутуев // Труды Международной научно-технической конференции, посвященной 40-летию ТюмГНГУ и 35-летию кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений «Проблемы развития ТЭК Западной Сибири на современном этапе». –Тюмень: Изд-во Слово. -2003. -С. 33-36.

18 Кудрявцев И.А. Защита УЭЦН от механических примесей с использованием стоячих ультразвуковых волн, сформированных ниже приема насоса / И.А. Кудрявцев, Н.П. Кузнецов, А.К. Ягафаров, Ю.А. Савиных // Нефтепромысловое дело. -2003. -№ 10. С. 45-46.

Соискатель



И.А. Кудрявцев

Издательство «Вектор Бук».
Лицензия ЛР № 066721 от 06.07.1999 г.

Подписано в печать 15.06.2004 г.
Формат 60x84 ¹/₁₆. Бумага финская. Печать Ризо.
Усл. печ. л 1. Тираж 100. Заказ 117.

Отпечатано с готового набора
в типографии Издательства «Вектор Бук».
Лицензия ПД № 17-0003 от 06.07.2000 г.
625004, г.Тюмень, ул. Володарского, 45.
Тел. (3452) 46-54-04, 46-90-03.