

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»



Институт Природных ресурсов
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН СТРУЙНЫМИ НАСОСАМИ

УДК 622.245.54:621.694.3-047.44

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б33Т	Владыко Иван Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав.кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.–м.н.		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Природных ресурсов
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой _____

(Подпись), (дата), (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б33Т	Владыко Ивану Владимировичу

Тема работы:

Анализ технологий эксплуатации и обработки призабойной зоны скважин струйными насосами	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	
Срок сдачи студентом выполненной работы:	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе:	Пакет технической, технологической, информации по технологиям эксплуатации и обработки призабойной зоны скважин струйными насосами. Фондовая и научная литература.
----------------------------------	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов:</p>	<p>Принцип действия и схема струйного аппарата. Применение струйных аппаратов при освоении, эксплуатации скважин и обработках призабойной зоны. Анализ существующих представлений о работе струйных аппаратов.</p>
---	--

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Доцент, к.э.н. Вазим Андрей Александрович</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Доцент, к.х.н. Гуляев Милий Всеволодович</p>
<p>Название разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранных языках:</p>	
<p>Общие сведения о струйных насосах</p>	
<p>Анализ технологий эксплуатации и обработки призабойной зоны скважин струйными насосами</p>	
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	
<p>Социальная ответственность</p>	
<p>Заключение</p>	
<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	

Задание выдал руководитель:

<p>Должность</p>	<p>Ф.И.О.</p>	<p>Учёная степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>Старший преподаватель</p>	<p>Максимова Юлия Анатольевна</p>			

Задание принял к исполнению студент:

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>3 – 2Б33Т</p>	<p>Владыко Иван Владимирович</p>		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 85 страниц, 6 таблиц, 8 рисунков, 34 источников.

Ключевые слова: КОЛЬМАТАЦИЯ, ДИФФУЗОР, ПРИТОК, МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ДОБЫЧА, СКВАЖИНА, ПОДАЧА, РАБОЧИЕ ПАРАМЕТРЫ, ДЕПРЕССИЯ, СТРУЙНАЯ УСТАНОВКА, ОПТИМИЗАЦИЯ.

Объектом исследования является анализ технологий эксплуатации и обработки призабойной зоны скважин струйными насосами

Цель работы – разработка технологий и освоения, исследования и эксплуатация скважин с помощью насосно - эжекторных систем и технология промывки и обработки призабойной зоны струйными насосами.

В выпускной квалификационной работе приведены сведения о системе работы насосно – эжекторных системах. Представлены положительные и отрицательные области применения насосных установок. Проведены расчеты экономической эффективности при внедрения устройства погружного сепаратора механических примесей. Проанализированы существующие представления о работе струйных аппаратов, их применение при освоении и эксплуатации скважин. Бакалаврская работа выполнена в текстовом редакторе MicrosoftWord, и MicrosoftExcel.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ О РАБОТЕ СТРУЙНЫХ АППАРАТОВ, ИХ ПРИМЕНЕНИЕ ПРИ ОСВОЕНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	9
1.1 Принцип действия и схема струйного аппарата.....	9
1.2 История развития теории и практического применения струйных аппаратов.....	13
1.3 Применение струйных аппаратов при освоении, эксплуатации скважин и обработках призабойной зоны	20
2. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ, ИССЛЕДОВАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ НАСОСНО - ЭЖЕКТОРНЫХ СИСТЕМ.....	32
2.1 Способ освоения, исследования и эксплуатации скважин и установка для его осуществления.	32
2.2 Технологическая схема установки для освоения, исследования и эксплуатации скважин струйными насосами на колонне сдвоенных труб.	39
2.3 Варианты осуществления способа освоения, исследования и эксплуатации скважин струйными насосами.....	43
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	50
3.1 Расчёт дополнительной добычи	52
3.2 Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений.....	53
3.3 Расчёт эксплуатационных затрат	54
3.4 Расчет экономического эффекта мероприятия	57
4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	62

4.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования	62
4.2 Экологическая безопасность.....	76
4.2.1 Анализ воздействия объекта на окружающую среду.....	76
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	79
4.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования	79
4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ..	80
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	82
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	83

ВВЕДЕНИЕ

Одним из новых и перспективных способов добычи нефти в настоящее время является эксплуатация скважин установками струйных насосов. Струйные аппараты получили широкое распространение в различных отраслях техники благодаря простоте конструкции, высокой надежности и уникальным техническим возможностям при откачке газожидкостных смесей. Они применяются в нефтедобыче - для освоения скважин и вызова притока, для поддержания пластового давления, а в нефтепереработке - для создания вакуума в сепарационных установках. Однако до настоящего времени многие вопросы работы струйных аппаратов изучены не полностью и остаются открытыми, что препятствует их широкому применению в нефтепромысловой практике. Неясными остаются вопросы, связанные с освоением из бездействия и исследованием скважин в течение длительных периодов времени, а также с эксплуатацией скважин в осложненных условиях. Отметим, что высоконапорные струйные аппараты в настоящее время применяются при эксплуатации скважин в осложненных условиях. Недостатком существующих известных технологий освоения, исследования и эксплуатации скважин с помощью струйных насосов является невозможность оперативного контроля забойного давления при проведении технологического процесса, а также высокие материально - технические и трудовые затраты, которые накладывают ограничение на область их применения.

Поэтому весьма важной и актуальной является разработка технологии освоения, исследования и эксплуатации скважин с применением струйных насосов, лишенной недостатков, перечисленных выше. Кроме того, проблема выноса с забоя на поверхность твердой фазы струйными насосами по сей день остается актуальной. Струйные насосы находят применение и для промывки и обработки призабойной зоны с целью повышения продуктивности и очистки забоев скважин, т.к. они

способны откачивать из скважины на поверхность всю жидкость глушения и продукты кольтматации. Недостаточно изучены особенности работы струйных аппаратов на газожидкостной смеси. В частности, нет единого мнения об оптимальной геометрии проточной части высоконапорного струйного аппарата, перекачивающего газожидкостную смесь. Поскольку высоконапорные струйные аппараты к настоящему времени не исследованы детально на газожидкостных смесях, то в связи с этим весьма актуальным является проведение экспериментальных исследований высоконапорного струйного аппарата при откачке струей жидкости газожидкостной смеси. Учитывая изложенное выше, целью данной дипломной работы являются разработка технологии освоения, исследования и эксплуатации скважин с помощью насосно - эжекторных систем, разработка технологии промывки и обработки призабойной зоны струйными насосами, обеспечивающих очистку забоев скважин от продуктов кольтматации, проведение экспериментальных исследований работы высоконапорного струйного аппарата на газожидкостных смесях, оптимизация проточной части высоконапорного струйного аппарата для получения высоких КПД и разработка методики расчета кавитационного режима работы высоконапорного струйного аппарата к конкретным условиям призабойной зоны скважины.

Для решения указанных проблем проанализированы: технология освоения, исследования и эксплуатации скважин с помощью насосно - эжекторных систем и технология промывки и обработки призабойной зоны струйными насосами, характеристики высоконапорных струйных аппаратов при откачке газожидкостных смесей, результаты исследований, позволяющие оптимизировать проточную часть высоконапорных эжекторов при различных условиях эксплуатации.

1. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ О РАБОТЕ СТРУЙНЫХ АППАРАТОВ, ИХ ПРИМЕНЕНИЕ ПРИ ОСВОЕНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЙ

1.1 Принцип действия и схема струйного аппарата

Струйными аппаратами (струйными насосами, эжекторами) называются устройства, в которых осуществляется энергообмен двух потоков разных давлений с образованием смешанного потока путем непосредственного смешения. Такой процесс называется эжекцией. Смешиваемые потоки могут находиться в жидком или газовом состоянии или представлять смесь газа, жидкости и твердых частиц. При работе эжектора рабочая (активная) среда под давлением подводится к соплу. Рабочей (активной) средой называется среда, находящаяся перед аппаратом при более высоком давлении. Рабочая среда, истекая из сопла, образует струю рабочего потока с определенным распределением завихренности и увлекает среду, имеющую перед аппаратом более низкое давление, называемую инжектируемой (откачиваемой). Обычно в струйных аппаратах сначала потенциальная энергия рабочего потока преобразуется в кинетическую. Кинетическая энергия рабочего потока частично передается инжектируемому потоку. В процессе движения через проточную часть струйного аппарата происходит выравнивание скоростей смешиваемых потоков, а затем обратное преобразование кинетической энергии смешанного потока в потенциальную. Принципиальная схема струйного аппарата представлена на рисунке 1.

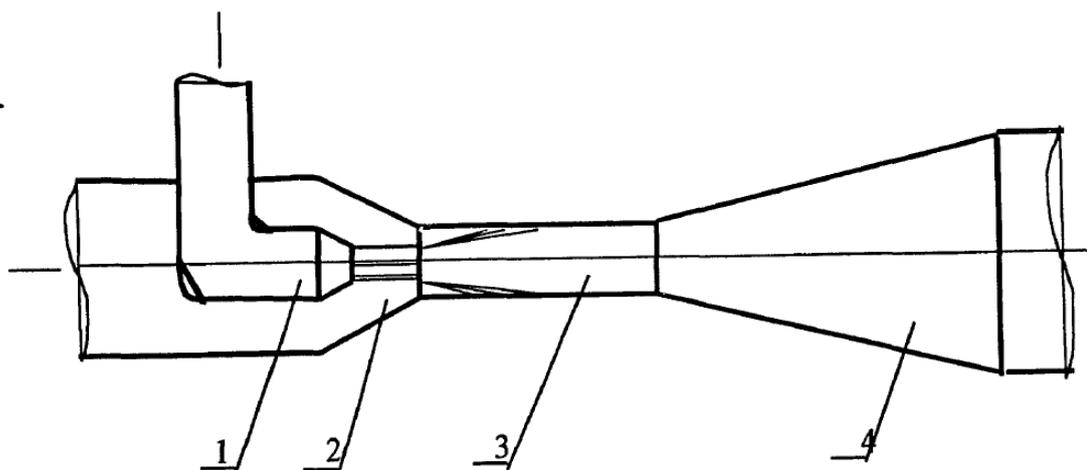


Рисунок 1 - Принципиальная схема струйного аппарата

Основные элементы аппарата: рабочее (активное) сопло 1, приемная камера 2, камера смешения 3, диффузор 4. 10 1 - рабочее сопло, 2 - приемная камера, 3 - камера смешения, 4 - диффузор

Рабочее сопло является одним из основных конструктивных элементов струйного аппарата и служит для преобразования потенциальной энергии давления в кинетическую энергию рабочего потока и создания определенного распределения завихренности в струе. Приемная камера предназначена для подвода инжектируемого потока к струе рабочей среды. Камера смешения служит для смешения и выравнивания поля скоростей двух потоков. Диффузор выполняет роль преобразователя кинетической энергии общего потока в потенциальную энергию давления за счет постепенного снижения скорости.

Струйный аппарат работает следующим образом. Рабочая среда под давлением нагнетается в сопло струйного аппарата. Рабочий поток, истекая из сопла с высокой скоростью, подсасывает за счет образующегося разрежения (вакуума) инжектируемый поток в приемную камеру. Потоки двух сред поступают в камеру смешения, где происходит выравнивание скоростей взаимодействующих потоков, как правило,

сопровождающееся повышением давления. Смешанный поток поступает из камеры смешения в диффузор, в котором за счет плавного замедления потока происходит рост давления до величины, необходимой для подъема продукции на поверхность. Давление смешанного потока на выходе из диффузора выше давления инжектируемого (откачиваемого) потока, поступающего в приемную камеру. Основным, принципиальным качеством струйного аппарата является то, что давление инжектируемого потока возрастает без непосредственной затраты механической энергии. Технические решения с использованием струйных аппаратов по экономическим показателям и по надежности в эксплуатации более совершенны, чем схемы, включающие в себя компрессоры, насосы, вентиляторы и др. сложные механизмы. Для нефтяной промышленности наибольший интерес представляют струйные аппараты, предназначенные для осуществления процесса взаимного перемешивания струи рабочей жидкости с потоком посасываемой среды и последующего их совместного транспортирования. Откачиваемая среда может быть жидкостью, газом, твердым телом или газожидкостной смесью.

Струйные аппараты без использования каких-либо нагнетателей потока рабочей жидкости применяются лишь в исключительных случаях. Например, для работы эжекторов используют напор жидкости из водохранилищ гидроэлектростанций, энергию потока в горных районах, когда можно создать достаточно большие перепады давлений за счет естественных природных условий.

В основном, в промысловых условиях эксплуатации, для работы струйного аппарата необходим насос, нагнетающий жидкость под давлением в сопло эжектора [1]. При этом, совместно работающие струйный аппарат и насос образуют насосно-эжекторную систему. К настоящему времени, существует множество насосно-эжекторных систем, среди которых следует выделить основные 3 категории принципиальных схем их компоновки, отличающиеся друг от друга степенью

использования потока рабочей жидкости [2]. К первой категории относятся системы, в которых полезно используется лишь пассивный поток. Ко второй - системы, в которых помимо пассивного потока частично используется и рабочий. К третьей - системы, в которых рабочий поток используется полностью. С учетом степени использования потребителем потока рабочей жидкости, КПД струйного аппарата в составе насосно-эжекторной системы будет иметь различные значения. Согласно работе величина определяется как:

$$\eta = (N_{\text{пассив}} + \gamma N_{\text{рабочий}}) / N_{\text{полная}} \quad (1)$$

где $N_{\text{пассив}}$ - мощность, полученная пассивным потоком,

$N_{\text{рабочий}}$ - остаточная мощность рабочего потока на выходе из струйного аппарата,

$N_{\text{полная}}$ - полная мощность, затраченная рабочим потоком,

γ - коэффициент использования рабочего потока.

Значения γ могут меняться от 0 до 1. Очевидно, что наивысшие значения КПД насосно-эжекторной системы достигаются в тех случаях, когда полезно используется весь активный поток рабочей жидкости, т.е.

$\gamma = 1$. При частичном использовании рабочей жидкости, значения КПД снижаются, а при полезном использовании только пассивного потока КПД будут самыми низкими.

Широкое применение струйных аппаратов в различных отраслях техники, а также при добыче нефти и газа, связано с простотой их конструкции, высокой надежностью в эксплуатации, возможностью работать в осложненных условиях: при перекачке жидкостей с высоким содержанием мехпримесей, в условиях повышенных температур, агрессивности откачиваемой продукции. На изготовление струйных аппаратов расходуется мало металла, стоимость их незначительна.

Эжекторы имеют малые габаритные размеры и массу, что позволяет размещать их в труднодоступных местах.

Они позволяют успешно решить множество проблем, целиком и полностью оправдывают свою многофункциональность. Струйные аппараты широко используют при освоении и эксплуатации скважин, в том числе горизонтальных и отдаленных с большим содержанием сероводорода в продукции, обработке призабойной зоны скважин, ликвидации песчаных пробок в скважинах и др. Кроме того, струйные аппараты существенно облегчают работу ЭЦН при эксплуатации скважин. Это далеко не полный перечень областей применения струйных аппаратов, который несомненно будет расширяться в дальнейшем.

1.2 История развития теории и практического применения струйных аппаратов

Период развития теории струйных аппаратов насчитывает около полутора сотен лет. Струйный аппарат относительно молод по сравнению с другими гидравлическими машинами, как центробежные и поршневые насосы. Первый водоструйный насос, согласно был предложен в 1852 году английским физиком Д. Томсоном. По данным [1] впервые в 1859 году практически использовал водоструйный насос Ж.Б. Вентури, который изобрел трубу (сужающее устройство водомеров) и применил для осушения болот вблизи г. Модена в Северной Италии. В 70-х годах 19-го века англичанин Джеффер разработал технологическую схему подачи воды в паровой котел с использованием инжектора, в котором часть пара, производимая паровым котлом, являлась рабочим агентом. Основы теории струйных аппаратов были заложены в работах Г. Цейнера и Ренкина. Впервые основы теории и обоснование процессов струйных аппаратов различного назначения были заложены в работах Г. Цейнера в 1863 г., и развито в работе, опубликованной в 1899 году. Следует подчеркнуть, что

его работы стали основой последующих исследований. Г. Цейнер получил зависимости для определения приращения давления в камере смешения, при этом используя уравнения количества движения и зависимости для определения полной потери энергии при смешивании двух потоков с известными параметрами. Однако из-за отсутствия рекомендаций по выбору оптимальных геометрических параметров струйных аппаратов и расчету их энергетических характеристик не удалось применить для практических целей полученные зависимости.

В 80-х годах 19-го века в работах Л. Бержерона и Н.А.Тиме [3] приводятся полученные зависимости для параметров смешивающихся потоков. Эти зависимости позволяют определять условия, при которых потери в струйном аппарате будут минимальны. Н.А.Тиме рассматривал процесс смешения двух потоков в предположении его аналогии удару двух неупругих тел. Именно он впервые занимался изучением вопроса влияния положения активного сопла относительно камеры смешения, отметив при этом существенное его влияние на режимные параметры струйного аппарата. Однако результаты экспериментов имели заметное расхождение с теоретическими значениями в сторону уменьшения. Автор объяснял, что такое расхождение связано с влиянием сил трения жидкости в камере смешения.

Впервые в 1886 г. ученым Готвендом были предложены эжекторные насадки для увеличения тяги реактивного сопла. Приблизительно в этот же период в России стали применять гидроэлеваторы при добыче золота. Необходимо отметить, что применяемые конструкции струйных аппаратов были основаны на принципиальной схеме, содержащей активное сопло, конфузор и диффузор. При этом получалось противоречие между расчетами, выполненными по методике, в основу которой положена теория Г. Цейнера, рассматривающим процесс смешения двух потоков в цилиндрическом канале и конструкциями струйных аппаратов без цилиндрических камер смешения.

В 1930-40-х в СССР появляется значительное количество теоретических и экспериментальных работ, посвященных изучению струйных аппаратов. В работе В.М.Гончарова [4], изданной в 1930 г. впервые дано объяснение процессов, происходящих в струйных аппаратах, которые базируются на теории свободной турбулентной струи. В этом же направлении проводились исследования К.М. Леоновичем [5]. Автор в другой работе [6] освещает вопрос о широком применении гидроэлеваторов при добыче марганца гидравлическим способом. Подобного рода устройства К.М. Леонович применил в золотодобывающей промышленности. В работе Н.А. Ржаницына [7], опубликованной в 1938 г. дано описание различных конструкций гидроэлеваторов, применяющихся на крупных гидротехнических сооружениях, и приводит свою конструкцию кольцевого элеватора. В обычном гидроэлеваторе вода подается через сопло круглого сечения, расположенного по его оси, а инжектируемый поток поступает по кольцу, охватывающему сопло. В кольцевом гидроэлеваторе, предложенном Н.А. Ржаницыным, инжектируемый поток поступает по оси гидроэлеватора, а рабочий по кольцу, охватывающему сопло всасывающей трубы. Смесь потоков направляется в камеру смешения, а затем в диффузор. В 1931 году К.К.Баулиным было опубликовано несколько работ по вопросам расчета водоструйных насосов. Из них работа [8] представляет особый практический интерес, поскольку она позволяет определить основные размеры струйного аппарата. Предложенная К.К.Баулиным схема струйного аппарата, включала цилиндрический участок, размещенный между конфузуром и диффузором. Подобное усовершенствование было вызвано необходимостью выравнивания скоростей на входе в диффузор. Тем самым, противоречие между теорией Г. Цейнера и конструкцией струйного аппарата было устранено. Работы К.К. Баулина несомненно явились значительным шагом вперед и стали основой для последующих исследований. В 1942 году И. Гослин и О. Брауен в Калифорнийском

университете (США) занимаются изучением аппарата К.К.Баулина. В 35-40 годах во ВТИ под руководством Л.Д.Бермана проводятся исследования струйных аппаратов, разрабатывается их методика расчета. Также создаются достаточно совершенные конструкции струйных аппаратов. В это же время появляются работы Н.П.Каменева [9,10], который является создателем одного из наиболее часто применявшегося на практике метода расчета характеристик струйного аппарата. В работе Н.П.Каменева [10] были изложены методы расчета и принципы конструирования струйных аппаратов различного назначения. В основу расчета струйных аппаратов положена разработанная автором теория смешения потоков в трубах, позволяющая аналитически определять потери давления при смешивании. В 1950 году во Всесоюзном теплотехническом институте им.Ф.Э.Дзержинского под руководством Е.Я.Соколова [11, 12] и Н.М.Зингера началось теоретическое и экспериментальное исследование большинства типов струйных аппаратов, применявшихся на практике. Целью этих работ были разработка методики расчета основных размеров струйных аппаратов и вывод уравнений характеристик, описывающих работу струйных аппаратов при переменном режиме. Результаты исследований, проведенных авторами в течение 15-ти лет, представляют собой весьма ценный материал для практических расчетов и проектирования разного рода струйных аппаратов. А в 1960 г. вышло первое издание работы Е.Я.Соколова и Н.М.Зингера [13], которое явилось плодом многолетних трудов и внесшим значительный вклад в развитие теории струйных аппаратов. Эта книга выдержала несколько изданий и стала настольной книгой многих теоретиков и практиков струйных аппаратов.

В 1974 году в НГДУ «Юганскнефть» была испытана установка струйного насоса с глубинным приводом, в качестве которого использовался ЭЦН. Проведенные испытания показали высокую эффективность данной установки для подъема жидкости из высокодебитных нефтяных скважин. Методика расчета Ю.А.Цепляева,

разработанная на основе теории Н.П.Каменева, впервые в отечественной стране позволила достаточно надежно проектировать струйные установки для различных условий эксплуатации скважин при отсутствии газа в рабочем и инжектируемом потоках.

В начале 80-х годов в МИНХ им. И.М.Губкина И.Т.Мищенко и С.Д.Мироновым были проведены теоретические и экспериментальные исследования работоспособности струйных аппаратов при откачке газожидкостных и трехфазных (при наличии твердой фазы) смесей, а также высоковязких жидкостей. Установлены границы вязкости инжектируемой жидкости, при которой характеристика струйного аппарата остается неизменной, а также предельная вязкость, при которой еще возможен процесс инжектирования (примерно $1\text{Ша}^*с$) при использовании воды в качестве рабочей жидкости).

В 1988г. разработано устройство для подъема газированной жидкости из скважин с использованием перспективной схемы погружной насосно-эжекторной системы для нефтедобычи. Разработанная система содержит струйный аппарат в компоновке с ЭЦН и газосепаратором. Бал также разработан способ извлечения неоднородной многофазной среды из скважин с использованием погружной насосно-эжекторной системы .

За рубежом в Великобритании подобные разработки ведутся с отставанием на несколько лет .

В 80-х годах под руководством В.П. Марьенко в ЦНИИ «Укрнефть» был проведен комплекс работ, включающий проектирование погружного оборудования струйных установок, стендовые испытания струйных насосов и их промышленное внедрение на 25 скважинах различных месторождений Украины. Была предложена В.П. Марьенко методика расчета струйного аппарата, представляющая собой симбиоз теорий Е.Я.Соколова - Н.М.Зингера и Л.Г. Подвидза - Ю.Л. Кирилловского, содержащая зависимости для расчета коэффициентов скорости камеры смешения и диффузора, которые ранее задавались ориентировочно на

основе стендовых испытаний [14]. Данная работа безусловно стала большим шагом вперед в развитии теории струйных аппаратов. Однако к существенному ее недостатку следует отнести то, что полученные аналитические уравнения совершенно не учитывают сжимаемость перекачиваемых флюидов.

Диссертация, защищенная в 1989 году Ю.А.Сазоновым посвящена разработке устройства, снижающего дифференциальное давление на забое скважины и повышающего скорость бурения.

Примерно в этот же период под руководством Р.С. Яремийчука в Ивано-Франковском институте нефти и газа разрабатывались оборудование и технологии для освоения скважин и обработок призабойной зоны с применением струйных насосов, которые получили определенное распространение на нефтяных промыслах СССР. Для расчета струйных насосов использовалась теория Е.Я.Соколова - Н.М.Зингера. Под руководством К.Г.Донца в это же время была разработана методика определения основных параметров насосно-эжекторных установок, предназначенных для компримирования нефтяного газа и установку для утилизации нефтяного газа. Тем самым, был внесен значительный вклад в развитие гидроприводных струйных насосных установок.

В 1990-91 гг. были созданы новые технические решения: способ работы жидкостно-газового эжектора, насосно-эжекторная установка и способ работы насосно-эжекторной системы. Указанные изобретения предназначены не только для применения в нефтедобыче и системах нефтегазосбора, но также и в других отраслях, где используются процессы эжектирования продукции.

В РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина на кафедре разработки и эксплуатации нефтяных месторождений активно проводились исследования по разработке и совершенствованию методов применения струйных насосов при добыче нефти. Под руководством И.Т. Мищенко

велись работы по совершенствованию тандемных установок типа «УЭЦН-СН» и технологии использования для эксплуатации скважин, плохо осваивающихся после капитального ремонта, также струйных насосных установок с наземным приводом для подъема жидкости из скважин в осложненных условиях эксплуатации (низкий динамический уровень, высокий газовый фактор, наличие мехпримесей в откачиваемой жидкости, гидратообразование).

В 1995 г. появляется работа Х.Х. Гумерского [15], выполненная под руководством И.Т.Мищенко. Эта работа посвящается вопросам теории струйных аппаратов, перекачивающих газожидкостные смеси. Был исследован вопрос инжектирования газожидкостной смеси, когда рабочий поток представлен газожидкостной смесью. Надо отметить, что в ней впервые получены аналитические уравнения работы струйных аппаратов на газожидкостных смесях. Этому же вопросу посвящена работа [16], изданная в 1996 г. под ред. И.Т. Мищенко, в которой приводится методика расчета скважинных тандемных установок типа «УЭЦН – СН», выполненная с учетом изменения физических свойств флюидов, полученная на основе теории Е.Я. Соколова - Н.М. Зингера. Данная работа безусловно стала большим шагом вперед в развитии теории струйных аппаратов. В это же время разработан способ испытания гидравлических машин и стенд для его осуществления.

К настоящему времени существует не так уж много зарубежных методик расчета характеристик струйных аппаратов, перекачивающих газожидкостную смесь. Одним из наиболее значительных методик дана в работе, в которой на основе однофазной модели была получена полуэмпирическая модель работы струйного аппарата, откачивающего газожидкостную смесь. Исследования проводились на водовоздушной смеси, а в качестве рабочего агента использовалась вода. Однако о возможности переноса полученных результатов на реальные водонефтегазовые смеси ничего не говорится.

1.3 Применение струйных аппаратов при освоении, эксплуатации скважин и обработках призабойной зоны

Актуальные задачи освоения скважин - это очистка призабойной зоны от фильтратов различных растворов, используемых в период первичного и вторичного вскрытия, удаление жидкостей глушения и освоения, продуктов кольматации, а также вызов притока нефти или газа. Скважины, показавшие в процессе бурения хорошие признаки нефтегазоносности, из-за низкой проницаемости коллекторов и отрицательного воздействия на них бурового раствора, проникающего в пласт при вскрытии, при освоении дают небольшой дебит либо совсем не дают притока. В работах [17,18] показано, что в прямой и обратной гидродинамических связях пласта со скважиной возможны серьезные нарушения, вызванные деформацией коллектора и кольматацией его в процессе бурения. Особенно часто это наблюдается при вскрытии и освоении глубокозалегающих коллекторов с аномально высоким давлением.

Однако существующие для освоения скважин методы создания депрессий на пласт часто оказываются малоэффективными и не обеспечивают качественного освоения продуктивных пластов, особенно если пластовые давления низкие или пласты трещиноватые.

В отечественной и зарубежной практике начали применять струйные аппараты, с помощью которых можно создавать большие управляемые депрессии на пласт и транспортировать пластовую жидкость из скважин. К основным причинам снижения проницаемости призабойной зоны в процессе эксплуатации скважин (добывающих) относятся: проникновение жидкостей глушения (пресной, соленой воды) в процессе подземного ремонта; выпадение и отложение асфальтено-смоло-парафинистых составляющих нефти; проникновение в призабойную зону скважин мехпримесей и продуктов коррозии металлов при глушении или промывке скважины.

По сравнению с другими техническими средствами вызова притока из пласта струйные насосы имеют существенные преимущества. К ним относятся отсутствие движущихся частей, простота передачи и преобразования энергии, возможность работы в широком диапазоне дебитов скважин, работоспособность при высоком газовом факторе и наличии песка в пластовом флюиде, компактность конструкции и невысокая стоимость. Технология вызова притока с использованием струйных аппаратов разработана в 1980-85 гг. в Ивано-Франковском институте нефти и газа под руководством Р.С. Яремийчука. Эта технология позволяет на стадии освоения скважины создавать многократные мгновенные депрессии и репрессии на пласт. Под термином «мгновенного» снижения давления или его восстановления при депрессии подразумевается время от нескольких секунд до 100 с. Разработанная в ИФИНГ практика освоения скважин _ и восстановления фильтрационных свойств пласта за счет создания многократных мгновенных депрессий - репрессий реализуется с помощью высоконапорных струйных аппаратов различной конструкции в сочетании с располагаемым ниже пакером, обеспечивающих заданное снижение давления на пласт в течение определенного времени [19]. Механизм улучшения фильтрационных свойств пород в призабойной зоне состоит в следующем: с помощью мгновенно созданной высокой депрессии на пласт, которая остается постоянной на протяжении заданного времени воздействия, обеспечивается большая скорость движения жидкости из призабойной зоны в скважину. В период воздействия существенно интенсифицируется очистка призабойной зоны потоком жидкости с выносом твердых частиц. При прекращении циркуляции рабочей жидкости через струйный аппарат в стволе скважины восстанавливается гидростатическое давление, передаваемое на пласт. При этом репрессия на него поддерживается в течение планируемого времени. В результате жидкость движется из ствола в пласт, а твердые породные частицы, закупоривающие его, испытывают

противоположно направленные нагрузки. Большие депрессии требуются при освоении низкопроницаемых коллекторов. Использование струйных аппаратов позволяет в одном цикле работ при освоении или искусственном воздействии на призабойную зону реализовать следующие виды работ: воздействовать на призабойную зону пласта многократными мгновенными депрессиями и репрессиями; подачу в зону пласта различных химических реагентов с удалением продуктов реакции. Однако эту технологию рекомендуют применять при определенных условиях: пористость и проницаемость продуктивных отложений должны быть ниже, чем критические значения для данного месторождения, продуктивный горизонт должен состоять из устойчивых пород, не разрушающихся при создании многократных мгновенных депрессий в пределах определенных технологическим процессом величин и т.д. В качестве технологического раствора для глушения скважины используют техническую воду, обработанную хлористым кальцием либо хлористым натрием.

В 1987 г. группой ученых под руководством Р.С. Яремийчука изобретено устройство для освоения и обработки скважины, позволяющее повысить надежность его работы при одновременной возможности испытания пакера.

Основное внимание следует уделять мероприятиям, позволяющим при освоении максимально очистить призабойную зону пласта и получить дебиты, близкие к потенциальным. В 1988 г. в ИФИНГ созданы технические средства и методы, объединяющие в единую технологическую цепочку процессы вызова притока из пластов, очистки призабойной зоны пласта и контроля качества этих мероприятий [20]. Работы проводят по следующей схеме: выбирают способы вызова притока и мероприятия по повышению продуктивности скважин [11]. После вторичного вскрытия пластов в компоновке с пакером спускают в скважину устройство, изготовленное на базе вставного струйного насоса, которое позволяет создавать депрессию на пласт, откачивать пластовый

флюид на поверхность. При интенсификации притока нефти и газа были применены струйные аппараты конструкции ИФИНГ: стационарные УОС-1, вставные УЭОС-1. На базе вставной конструкции струйного аппарата выпускаются аппараты УГИП для гидродинамических исследований пласта. Указанные устройства предназначены как для создания длительно действующей депрессии на пласт, так и для воздействия на пласт в режиме депрессия - репрессия.

Струйные аппараты УОС-1 были успешно применены в таких нефтепромысловых районах страны - как Белоруссия, Западная Сибирь (в основном в ПО «Нижневартовскнефтегаз»), Удмуртия, вставные - в ПО «Укрнефть». В этих объединениях струйные аппараты применялись с целью увеличения производительности скважин, улучшения фильтрационных свойств пород на стадии освоения выходящих из бурения скважин [21].

Необходимо отметить, что в последние годы применение струйных насосов в нефтяной промышленности получило определенное распространение не только в странах СНГ, но и за рубежом. Струйные насосы широко используют для эксплуатации нефтяных скважин в отечественной практике нефтедобычи [14, 22,23, 24, 25, 26, 27], а также в зарубежной.

В работе В.П. Марьенко [14] приведены насосные установки для освоения и эксплуатации скважин, содержащие установленный в скважине струйный насос, силовой насос для подачи рабочей жидкости. Недостатком этой установки является то, что в период освоения при откачке из скважины жидкости глушения и пластового флюида с повышенным содержанием мехпримесей не обеспечивается требуемое качество очистки рабочей жидкости.

В 1998 г. разработана насосная установка для освоения и эксплуатации скважин, содержащая установленный в скважине погружной

струйный насос, силовой насос и сепаратор. Принципиальная схема установки представлена на рисунке 2.

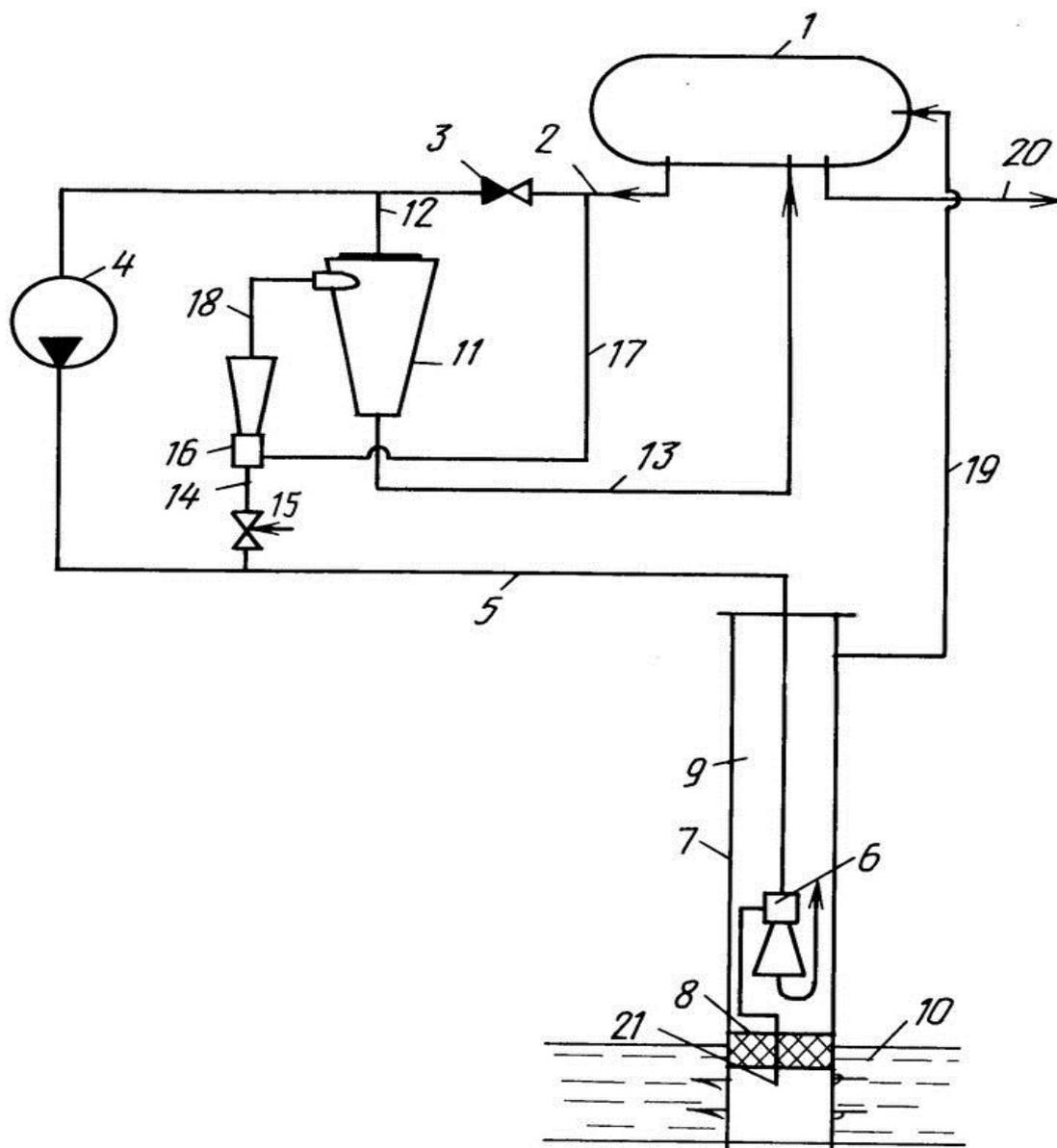


Рисунок 2 - Установка содержащая установленный в скважине погружной струйный насос, силовой насос и сепаратор

Установка состоит из сепаратора 1, соединенного трубопроводом 2 через обратный клапан 3 с силовым насосом 4, который нагнетательным трубопроводом 5 соединен с погружным струйным насосом 6, установленным в скважине 7, снабженной пакером 8, разобщающим полость 9 (межтрубное пространство между трубопроводом 5 и скважиной

7) от нефтяного пласта 10. В подпакерную зону выведен всасывающий патрубок струйного насоса 6. Установка также снабжена гидроциклоном 11, который трубопроводом 12 соединен с трубопроводом 2 на участке между насосом 4 и обратным клапаном 3. Гидроциклон 11 соединен также с сепаратором 1 трубопроводом 13 для сброса загрязненной жидкости. К трубопроводу 5 подсоединен патрубок 14, на котором установлен регулирующий клапан 15 и подпорный струйный насос 16, сообщающийся трубопроводом 17 с трубопроводом 2 на участке между сепаратором 1 и обратным клапаном 3, а трубопроводом 18 с гидроциклоном 11. Сепаратор 1 сообщен со скважиной 7 трубопроводом 19, а с системой промыслового сбора нефти, газа и воды трубопроводом 20.

Дополнительно установка снабжена гидроциклоном и подпорным струйным насосом. Данная установка позволяет повысить степень очистки рабочей жидкости и обеспечить возможности повышения напора для откачки из скважины утяжеленной жидкости глушения. При эксплуатации скважины, когда рабочая жидкость выходит из сепаратора достаточно чистой, она может подаваться в силовой насос, а при освоении скважины, когда необходимо удалить из скважины утяжеленную жидкость глушения, рабочую жидкость из сепаратора пропускают через ступень дополнительной очистки и предварительного повышения давления, т.е. через гидроциклон и подпорный струйный насос.

В 1991 г. другой группой ученых в ИФИНГ под руководством Я.В. Шановского разработан способ кислотной обработки продуктивного пласта с помощью струйных аппаратов, заключающийся в закачке раствора кислоты и буферной жидкости в пласт при изменяющемся давлении. Затем в скважине создают периодическое чередование постоянных по величине максимально возможных депрессий с репрессиями. Путем создания длительной депрессии проводят откачку продуктов реакции из пласта и освоения скважины.

В Великобритании в 1992 г. разработана скважинная струйная установка, позволяющая проводить различные технологические работы в зоне пласта, например замерять расход перекачиваемой среды. Но в данной установке не предусмотрена возможность воздействия на пласт с целью интенсификации добычи перекачиваемой среды, что связано с ограниченными возможностями по передаче энергии, которую можно подвести по кабелю в подпакерную зону к технологическому оборудованию, что не позволяет проводить эффективно работы по очистке прискважинной зоны.

На рисунке 3 изображена скважинная струйная насосная установка, которая изобретена в 1997 г. позволяющая расширить область ее использования путем обеспечения возможности проведения технологических операций в скважине ниже уровня установки струйного насоса при регулируемом забойном давлении.

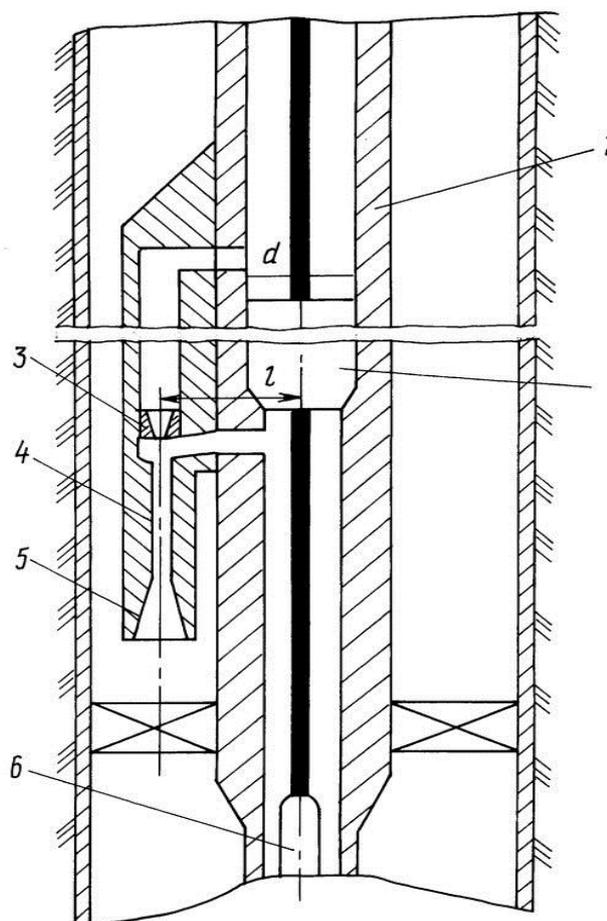


Рисунок 3 - Скважинная струйная насосная установка

В это же время разработан способ освоения, исследования и эксплуатации скважин с применением струйных аппаратов, который позволяет осуществлять замер дебита пластовой жидкости и контроль забойного давления на различных режимах дистанционным глубинным манометром с передачей информации по кабелю на поверхность с использованием каротажной станции. Однако данный способ обладает таким недостатком, как высокие материально-технические и трудовые затраты, что существенно удорожает проведение технологического процесса, вследствие чего сужается область его применения. В 1999 г. разработан струйный аппарат для промывки скважин с упрощенной конструкцией уплотнительного пакера и повышенной надежностью разобщения затрубного пространства. Выполнение струйного насоса над пакером позволяет вывести его из зоны отложений, тем самым увеличить его работоспособность в загрязненных скважинах.

Необходимо подчеркнуть значительный вклад В.И.Иванникова в развитие и практику технологии кавитационного воздействия на пласт путем создания высокочастотных ударных волн с помощью кавитатора с целью улучшения добычных возможностей скважин.

В 1996 г. разработана скважинная струйная установка, обеспечивающая повышение КПД путем повышения однородности перекачиваемой среды. Принципиальная схема установки представлена на рисунке 4.

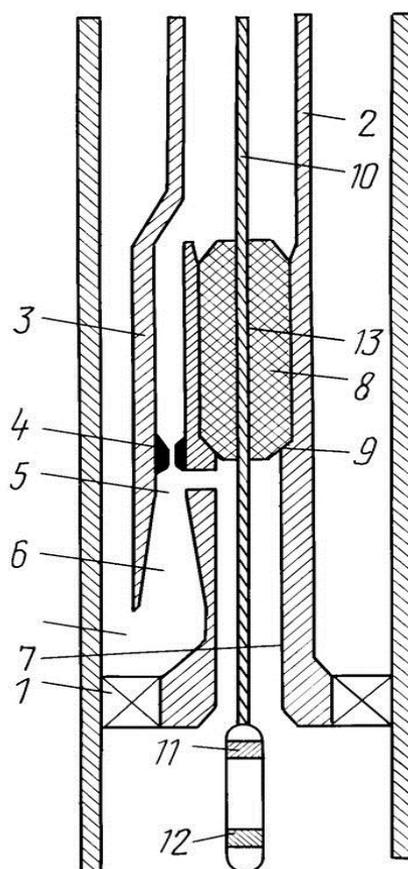


Рисунок 4 - Скважинная струйная установка повышающая КПД

Содержит пакер 1, установленный на колонне 2 труб, струйный насос 3 с активным соплом 4, камерой 5 смешения, диффузором 6 и каналом 7 подвода пассивной среды, и запорный элемент 8 с седлом 9. Седло 9 запорного элемента 8 установлено параллельно струйному насосу 3, последний снабжен кабелем 10 дистанционной связи с размещенными на нем излучателем 11 и приемником-преобразователем 12 физических полей пассивной среды, причем в запорном элементе 8 выполнен осевой канал 13 для пропуски через него кабеля 10, а излучатель 11 и приемник-преобразователь 12 размещены на входе в насос 3.

Активная среда по колонне 2 труб подается в активное сопло 4 струйного насоса 3 и, истекая из него, увлекает из скважины в камеру 5 смешения перекачиваемую жидкостную среду. Из камеры 5 смешения смесь сред поступает в диффузор 6, где кинематическая энергия потока частично преобразуется в потенциальную энергию, и из диффузора 6 по

затрубному пространству колонны 2 труб смесь сред начинает подаваться потребителю.

В 1998 г. разработаны способ работы насосно-эжекторной скважинной импульсной установки и установка для реализации способа, предназначенная для обработки призабойной зоны пласта. Установка позволяет достичь повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин, вводимых в эксплуатацию, восстановления и повышения коэффициента продуктивности нефтяных и газовых скважин после их ремонта. В 1998 г. публикуется статья, посвященная перспективам и результатам применения струйных насосов при поиске, разведке и разработке месторождений. Эта статья явилась обобщением опыта, накопленного авторами при разработке и внедрении специальных конструкций струйных насосов на месторождениях нефти и газа. Приводится описание ЭМПИ эжекторного многофункционального пластоиспытателя, предназначенного для проведения технологических операций по исследованию, испытанию и освоению скважин при регулируемом забойном давлении (при депрессии на пласт). Эжектирующим устройством являются один или несколько высоконапорных струйных насосов, которые могут работать одновременно и поочередно в зависимости от дебита скважин. Применение ЭМПИ позволяет кардинально изменить технологию исследования, освоения и интенсификации притока скважин. Это относится к перфорации при депрессии на пласт, многоцикловым гидродинамическим исследованиям [28,23]. В настоящее время на месторождениях большинства нефтегазовых объединений Западной Сибири начато применение ЭМПИ при освоении капитальных ремонтах нефтяных скважин. В 1998 г. разработана тандемная скважинная струйная установка, предназначенная для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин, вводимых в эксплуатацию, а также после их ремонта.

Установка, содержащая струйный насос, снабжена установленным на колонне НКТ со стороны входа в сопло струйным вихревым аппаратом, содержащим полый корпус с боковыми каналами и подключенным к каналу подвода активной среды осевым каналом, установленные в корпусе соосно последнему обтекатель и втулку с винтовыми каналами на ее внутренней поверхности, в корпусе выполнена вихревая камера.

В этот же год разработана струйная скважинная насосная установка, позволяющая повысить эффективность эксплуатации скважины путем регулирования режимов работы пластов.

В 1998 г. в ОАО «Лукойл» проводились работы в области создания и внедрения новых разработок, а также в области техники для повышения продуктивности скважин. Разработано устройство, в котором совмещены лучшие качества струйника и гидродинамического пульсатора. Устройство благодаря возможности быстрого перехода из одного режима работы в другой позволяет увеличить эффективность обработок скважин [29].

В 2001 г. создано устройство для освоения и интенсификации притока пластового флюида, содержащее корпус с радиальными каналами, струйный насос и обратный клапан. Струйный насос выполнен встроенным и жестко установлен в продольном канале корпуса. Техническим решением является расширение функциональных возможностей и повышение эффективности работы устройства за счет сокращения сроков освоения скважины [63].

Следует отметить, что до настоящего времени нерешенными остаются вопросы, связанные с эксплуатацией скважин в осложненных условиях: низкое пластовое давление, низкие дебиты, высокое газосодержание и т.д. Известная технология для освоения скважин и обработок призабойной зоны скважин с применением струйных насосов, разработанная в Ивано-Франковском институте нефти и газа под руководством Р.С. Яремийчука не нашла своего широкого распространения на промыслах, но показала перспективы применения

струйных насосов. Недостатком известной технологии является невозможность оперативного контроля забойного давления при проведении технологического процесса, вследствие чего ограничивается область ее применения. Неясными остаются вопросы, связанные с освоением из бездействия и исследованием скважин в течение длительных периодов времени.

Существующие известные технологии освоения, исследования и эксплуатации скважин с помощью струйных аппаратов не обеспечивают возможности оперативного контроля забойного давления при проведении технологического процесса и сопровождаются высокими материально-техническими и трудовыми затратами, которые накладывают ограничение на область их применения. Поэтому важной является разработка технологии освоения, исследования и эксплуатации скважин с применением струйных насосов, позволяющей контролировать забойное давление при проведении технологического процесса и отказаться от дорогостоящих и трудоемких работ с использованием каротажной станции.

Необходимо подчеркнуть, что до сих пор является актуальной проблема выноса с забоя скважин на поверхность твердой фазы с помощью струйных насосов. Эксплуатация скважин связана с большими трудностями вследствие того, что из пласта в скважину вместе с пластовой продукцией поступает значительное количество песка, который осаждается в скважине. Возникает необходимость в проведении работ, связанных с удалением песчаных пробок из скважин. В связи с этим важной проблемой является разработка технологии промывки и обработки призабойной зоны струйными насосами для повышения продуктивности и очистки забоев скважин.

2. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ, ИССЛЕДОВАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ НАСОСНО - ЭЖЕКТОРНЫХ СИСТЕМ

2.1 Способ освоения, исследования и эксплуатации скважин и установка для его осуществления

В настоящее время благодаря надежности и уникальным техническим возможностям струйных аппаратов при эжектировании газожидкостных смесей насосно - эжекторные системы получают все более широкое распространение на нефтяных промыслах. Насосно - эжекторные системы благодаря способности адаптироваться к различным условиям эксплуатации могут занять прочное место в нефтедобыче - для поддержания пластового давления, для освоения скважин и вызова притока, в нефтепереработке для создания вакуума в сепарационных установках и транспорте продукции.

Отметим, что область применения струйных аппаратов достаточно широка. Возможности использования струйных аппаратов не ограничивается нефтяной промышленностью. Их также широко используют в самых различных отраслях народного хозяйства: в строительстве, водоснабжении, теплоэнергетике и т.д.

Однако их широкому использованию препятствует то, что до настоящего времени многие вопросы работы струйных аппаратов остаются нерешенными.

Автором в первой главе были рассмотрены различные существующие способы освоения, исследования и эксплуатации скважин с применением насосно-эжекторных систем. Они имеют ряд недостатков, которые накладывают ограничение на область их применения вследствие высоких материально-технических и трудовых затрат, что существенно удорожает проведение технологического процесса.

Существует способ освоения и эксплуатации скважин с применением насосно-эжекторной системы, включающий спуск струйного аппарата в скважину, нагнетание поверхностным насосом рабочей жидкости в сопло струйного аппарата, создание депрессии на пласт, вызов притока, эжектирование скважинной продукции на поверхность и сепарацию газожидкостной смеси на устье скважины. Указанный способ не обеспечивает возможности проведения полноценных гидродинамических исследований скважины.

Недостатком другого способа освоения, исследования скважин и интенсификации нефтегазовых притоков, включающем спуск струйного аппарата на забой скважины, вызов притока созданием многократных депрессий на пласт, эжектирование скважинной продукции на поверхность и проведение исследований продуктивного пласта является невозможность оперативного контроля забойного давления при проведении технологического процесса, вследствие чего ограничивается область его применения.

Известен также способ освоения, исследования и эксплуатации скважин, который является наиболее близким к разработанной нами технологии. Указанный способ включает спуск струйного аппарата на забой скважины, нагнетание поверхностным насосом рабочей жидкости в сопло струйного аппарата, создание депрессии на пласт, вызов притока, эжектирование скважинной продукции на поверхность, сепарацию газожидкостной смеси на устье скважины, замер дебита пластовой жидкости и контроль забойного давления на различных режимах дистанционным глубинным манометром с передачей информации по кабелю на поверхность с использованием каротажной станции.

Недостатком данного способа являются высокие материально-технические и трудовые затраты, что существенно удорожает проведение технологического процесса и ограничивает вследствие этого область его применения.

В связи с этим необходимо разработать усовершенствованную технологию освоения, исследования и эксплуатации скважин с применением насосно - эжекторных систем, позволяющую оперативно контролировать забойное давление при проведении технологического процесса. Техническим результатом разработки является расширение области применения технологического процесса освоения, исследования и эксплуатации скважин.

Разработанный способ освоения, исследования и эксплуатации скважин, включает спуск струйного аппарата на забой скважины, нагнетание поверхностным насосом рабочей жидкости в сопло струйного аппарата, создание депрессии на пласт, вызов притока, эжектирование скважинной продукции на поверхность, сепарацию газожидкостной смеси на устье скважины, а также замер дебита пластовой жидкости и контроль забойного давления на различных режимах.

Решение поставленной задачи достигается тем, что перед спуском определяют коэффициент расхода и площадь выходного сечения сопла струйного аппарата, а при нагнетании рабочей жидкости измеряют давление нагнетания, расход рабочей жидкости и рассчитывают забойное давление по формуле

$$P_{зab} = P_{нагн} + \rho g H - \Delta P_{тр} - \frac{\rho Q_p^2}{2 \mu^2 F^2}, \quad (2.1)$$

где $P_{зab}$ - забойное давление,

$P_{нагн}$ - давление нагнетания рабочей жидкости на устье скважины,

ρ - плотность рабочей жидкости,

g - ускорение свободного падения,

H - глубина скважины,

$\Delta P_{тр}$ - потери давления на трение при нагнетании рабочей жидкости на участке от устья до забоя скважины,

Q_p - расход рабочей жидкости,

μ - коэффициент расхода сопла струйного аппарата,

F - площадь выходного сечения сопла струйного аппарата.

Формула (1) получена следующим образом.

При нагнетании рабочей жидкости в сопло струйного аппарата расход рабочей жидкости Q_p определяется выражением

$$Q_p = \mu F \sqrt{\frac{2 \Delta P_p}{\rho}}, \quad (2.2)$$

где ΔP_p - перепад давлений при истечении рабочей жидкости через сопло.

В случае расположения струйного аппарата на забое скважины можно

с достаточной для практических целей точностью принять

$$\Delta P_p = P_p - P_{за} \quad (2.3)$$

где P_p - давление рабочей жидкости перед соплом. Величину P_p можно найти по формуле

$$P_p = P_{нагн} + \rho g H - \Delta P_{тр}, \quad (2.4)$$

где $\Delta P_{тр}$ - потери давления на трение при нагнетании рабочей жидкости на участке от устья до забоя скважины - можно определить по известным из курса гидродинамики зависимостям.

После несложных преобразований формул (2.2) - (2.4) получаем выражение для расчёта забойного давления, представленное формулой (2.1).

Таким образом, замерив давление нагнетания и расход рабочей жидкости, а также зная коэффициент расхода и площадь выходного сечения сопла струйного аппарата, можно рассчитать и оперативно контролировать при проведении технологического процесса забойное давление по формуле (2.1), что позволяет отказаться от дорогостоящих и трудоёмких работ с использованием каротажной станции. В одном из вариантов осуществления способа освоения, исследования и эксплуатации скважин решение поставленной задачи достигается также тем, что

освоение скважины начинают, используя в качестве рабочей жидкости воду, а после вызова притока из пласта измеряют дебиты нефти и пластовой воды, поддерживая при этом путём изменения режима работы поверхностного насоса и/или изменения устьевого давления соотношение между расходом рабочей жидкости, дебитом нефти и дебитом пластовой воды, исходя из неравенства

$$\frac{Q_p + Q_v}{Q_p + Q_v + Q_n} > v_{кр}, \quad (2.5)$$

где Q_p - расход рабочей жидкости,

Q_v - дебит пластовой воды,

Q_n - дебит нефти,

$v_{кр}$ - критическая обводнённость, при которой происходит инверсия фаз водонефтяной эмульсии.

В случае выполнении неравенства (2.5) при эжектировании будет образовываться маловязкая, легко расслаивающаяся эмульсия типа «нефть в воде», что существенно облегчает условия подъёма продукции скважины и сепарации смеси на поверхности. При этом насос будет в течение всего процесса освоения, исследования и эксплуатации скважины нагнетать в сопло струйного аппарата отделённую сепаратором воду. Поэтому потери давления на трение $\Delta P_{тр}$ будут минимальны, что также способствует удешевлению способа.

Схема насосно - эжекторной системы для осуществления способа освоения, исследования и эксплуатации скважин представлена на рисунке 5. Насосно-эжекторная система для выполнения способа освоения, исследования и эксплуатации скважин содержит (рисунок 5) струйный аппарат 1, спущенный на забой скважины 2, поверхностный насос 3 для нагнетания рабочей жидкости в сопло 4 струйного аппарата /, создающего депрессию на пласт 5, сепаратор 6 газожидкостной смеси на устье скважины 2, дебитомер 7 пластовой жидкости, манометр 8 для замера

давления нагнетания и расходомер 9 для измерения расхода рабочей жидкости. В состав системы входят также вентиль 10 на байпасной линии 11 насоса 3, задвижка 12, манометр 13 для замера устьевого давления $P_{у}$, пакер 14, выкидная линия 15 и влагомер 16.

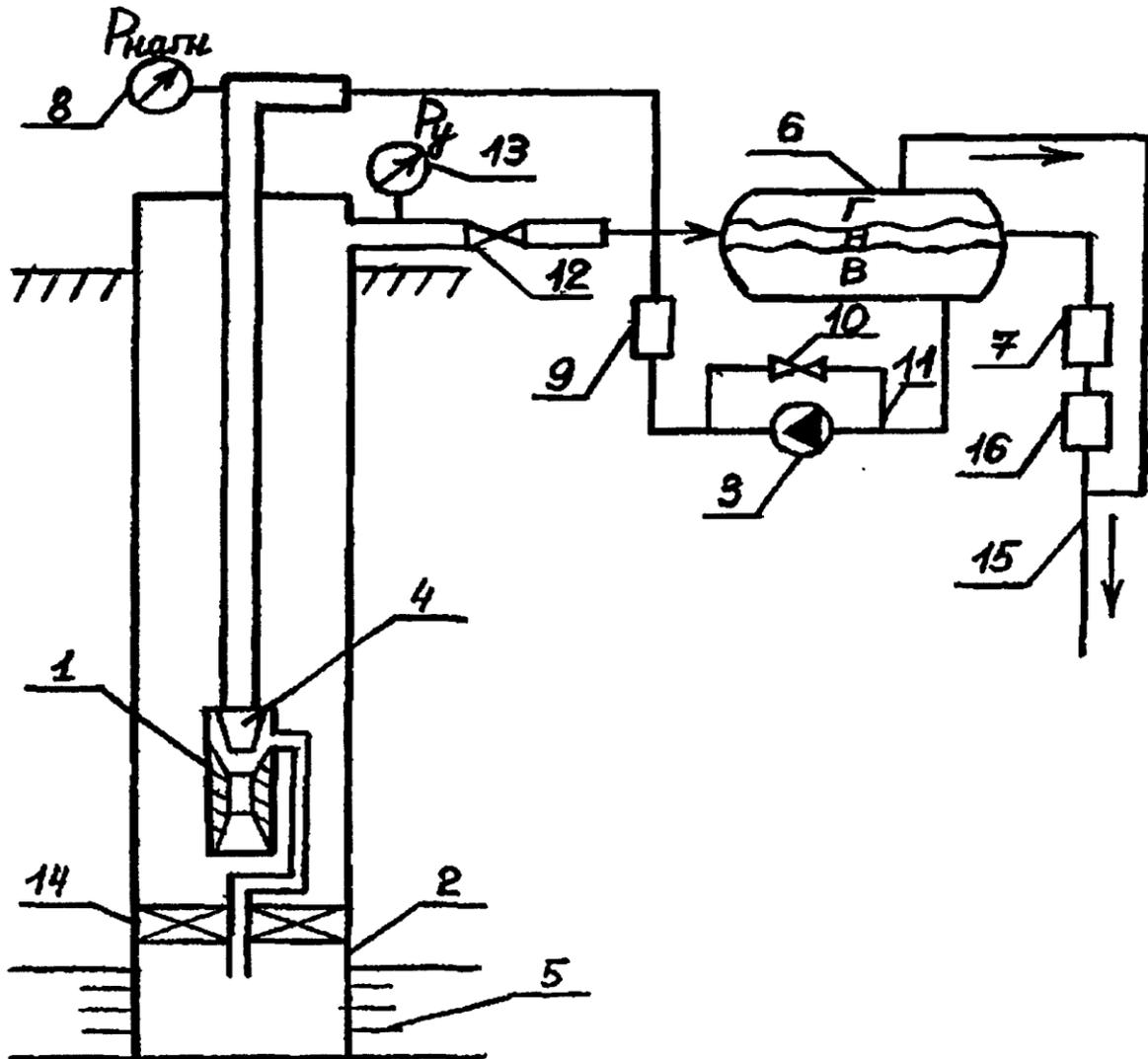


Рисунок 5 - Схема установки для освоения, исследования и эксплуатации скважин струйными насосами с пакером.

1- струйный насос; 2- скважина; 3- поверхностный насос; 4- сопло СН; 5- пласт; 6- сепаратор; 7- дебитомер; 8,13- манометр; 9- расходомер; 10,12- задвижки; 14- пакер; 15- выкидная линия; 16- влагомер.

Способ освоения, исследования и эксплуатации скважин согласно разработанной схеме осуществляют следующим образом.

Перед спуском определяют коэффициент расхода и площадь выходного сечения сопла 4 струйного аппарата 1. Коэффициент расхода можно найти, например, путём несложных экспериментов на стенде. Затем струйный аппарат 1 спускают на забой скважины 2. Поверхностным насосом 3 нагнетают рабочую жидкость в сопло 4 струйного аппарата 1, создавая депрессию, вызывая приток из пласта 5 и эжектируя скважинную продукцию на поверхность. На устье скважины 2 газожидкостную смесь разделяют в сепараторе б. Часть отделённой жидкости (рабочая жидкость) идёт на приём насоса 3 и нагнетается далее в струйный аппарат 1, а другая часть (пластовая жидкость, добытая из скважины) направляется в выкидную линию 15. Дебит пластовой жидкости замеряют дебитомером 7. Забойное давление на различных режимах контролируют следующим образом. При нагнетании рабочей жидкости замеряют давление нагнетания манометром 8 и расход рабочей жидкости расходомером 9. Забойное давление при этом рассчитывают по формуле (2.1). В одном из вариантов способа освоение скважины начинают, используя в качестве рабочей жидкости воду. После вызова притока из пласта замеряют дебиты нефти и пластовой воды с использованием дебитомера 7 и влагомера 16. При этом поддерживают путём изменения режима работы поверхностного насоса 3 (с помощью вентиля 10 на байпасной линии 11) и/или изменения устьевого давления P_y соотношение между расходом рабочей жидкости, дебитом нефти и дебитом пластовой воды, исходя из неравенства (2.5).

Указанная совокупность технологических операций разработанной технологии освоения, исследования и эксплуатации скважин с помощью насосно - эжекторных систем позволяет снизить материально-технические и трудовые затраты путем существенного упрощения и удешевления процесса контроля забойного давления, облегчения условий подъёма

продукции скважины и сепарации смеси на поверхности, а также минимизации потерь давления на трение.

Тем самым, расширяется область применения способа освоения, исследования и эксплуатации скважин по сравнению с указанными технологиями.

2.2 Технологическая схема установки для освоения, исследования и эксплуатации скважин струйными насосами на колонне сдвоенных труб

При освоении и эксплуатации скважин возникают трудности, связанные с добычей скважинной продукции по эксплуатационной колонне (на пример коррозия эксплуатационной колонны, отложение парафина, солей и т.д.). Поэтому разработан способ освоения, исследования и эксплуатации скважин струйными насосами на колонне сдвоенных труб.

При этом струйный насос спускается в скважину на колонне двойных насосно-компрессорных труб, вследствие того, что для работы струйного насоса необходимо иметь два канала: один для подачи воды к соплу насоса и второй для подъема скважинной продукции. Сдвоенная труба представляет собой комплект, состоящий из двух труб, концентрично расположенных и закрепленных одна в другой.

Согласно разработанному способу для решения поставленной задачи расширения области применения способа освоения, исследования и эксплуатации скважин струйный аппарат устанавливают на колонне двойных насосно-компрессорных труб, нагнетание рабочей жидкости в сопло струйного аппарата и эжектирование скважинной продукции на поверхность осуществляют по каналам колонны двойных насосно-компрессорных труб и контролируют при этом в процессе освоения, исследования и эксплуатации скважины динамический уровень жидкости,

а также давление газа в затрубном пространстве между наружной поверхностью двойных насосно-компрессорных труб и внутренней поверхностью эксплуатационной колонны скважины, дублируя замер забойного давления с использованием соотношения

$$P_{Заб} = P_{затр} + \Delta P_g + \rho_{затр} g (H - H_{дин}), \quad (2.6)$$

где $P_{Заб}$ - забойное давление,

$P_{затр}$ - давление газа в затрубном пространстве на устье скважины,

ΔP_g - увеличение давления за счёт собственного веса столба газа на участке от устья скважины до динамического уровня,

$\rho_{затр}$ - плотность среды в затрубном пространстве скважины на участке от динамического уровня до забоя,

g - ускорение свободного падения,

H - глубина скважины,

$H_{дин}$ - динамический уровень жидкости.

Величина ΔP_g находится по широко известной барометрической формуле, а значение $\rho_{затр}$ может быть определено по соответствующим зависимостям из курса технологии и техники добычи нефти.

Указанные технологические операции позволяют избежать добычи скважинной продукции по эксплуатационной колонне и связанных с этим осложнений (например, коррозии эксплуатационной колонны, отложений парафина, солей, гидратов и т. д.).

Кроме того, дублирование замера забойного давления с использованием соотношения (2.6) и сопоставление $P_{Заб}$ с величиной, определённой по формуле (2.1), даёт возможность провести диагностику состояния сопла струйного аппарата. В случае, если наблюдается существенная разница в значениях забойного давления, найденных по формулам (2.1) и (2.6), то это может быть вызвано, например, износом сопла и увеличением площади его проходного сечения в процессе

эксплуатации. Следовательно, в данном случае правильным будет результат, полученный по соотношению (2.6). Если же разница в значениях забойного давления, определённых по формулам (2.1) и (2.6), невелика и находится в пределах погрешности замеров, то это свидетельствует о нормальном состоянии проточной части струйного аппарата.

На рисунке 6 представлен вариант выполнения скважинной части установки при спуске струйного аппарата на колонне двойных насосно-компрессорных труб.

В варианте выполнения насосно-эжекторной системы скважинная часть установки содержит (рисунок 6) струйный аппарат 1 с соплом 4, спущенный на забой скважины 2 на колонне двойных насосно-компрессорных труб 17, манометр 8, уровнемер 18 и манометр 19 на затрубном пространстве между наружной поверхностью двойных насосно-компрессорных труб 20 и внутренней поверхностью эксплуатационной колонны скважины 2. Способ освоения, исследования и эксплуатации скважин струйными насосами на колонне сдвоенных труб осуществляют следующим образом.

Струйный аппарат спускают на колонне двойных насосно-компрессорных труб 20. Нагнетание рабочей жидкости в сопло струйного аппарата 1 и эжектирование скважинной продукции на поверхность осуществляют по каналам колонны двойных насосно-компрессорных труб 20. При этом в процессе освоения, исследования и эксплуатации скважины

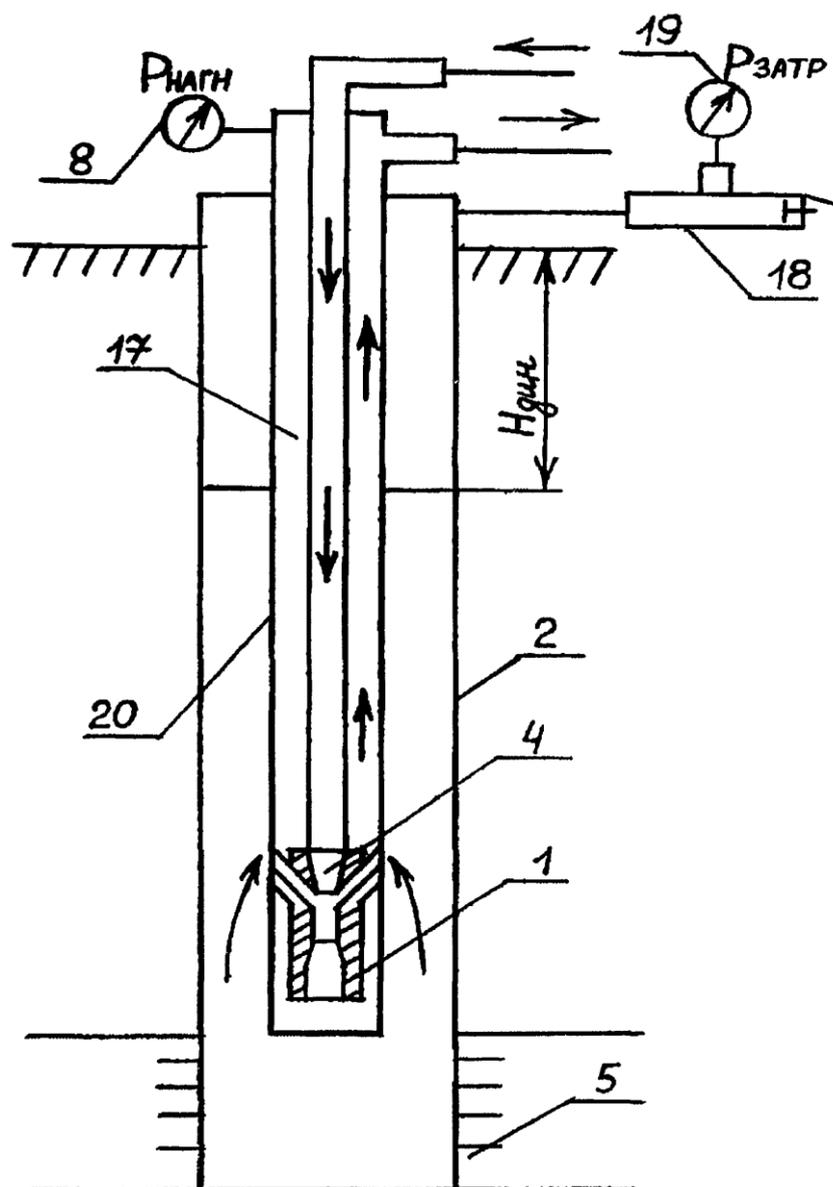


Рисунок 6 - Схема установки для освоения и эксплуатации скважин струйными насосами на колонне двойных НКТ

1- струйный насос; 2- скважина; 4- сопло СН; 5- пласт; 8,19- манометр; 17, 20- колонна двойных НКТ; 18- уровнемер

контролируют динамический уровень жидкости, а также давление газа в затрубном пространстве между наружной поверхностью двойных насосно-компрессорных труб 20 и внутренней поверхностью эксплуатационной колонны скважины 2, дублируя замер забойного давления с использованием соотношения (2.6).

Таким образом, разработанная технологическая схема установки для освоения, исследования и эксплуатации скважин струйными насосами на колонне сдвоенных труб предотвращает осложнения, связанные с добычей скважинной продукции по эксплуатационной колонне. Кроме того, позволяет путем дублирования замера забойного давления провести своевременную диагностику состояния сопла струйного аппарата.

2.3 Варианты осуществления способа освоения, исследования и эксплуатации скважин струйными насосами

Решение поставленной задачи расширения области применения способа освоения, исследования и эксплуатации скважин также достигается путем реализации способа, который включает спуск струйного аппарата в скважину и извлечение из скважины с помощью канатной техники.

Способ для решения поставленной задачи осуществляют следующим образом. Струйный аппарат спускают в скважину совместно с глубинным манометром, имеющим блок непрерывной записи забойного давления, при этом после освоения скважины меняют режимы эксплуатации скважины путем изменения давления нагнетания и/или расхода рабочей жидкости и/или замены проточной части струйного аппарата на проточную часть с другими геометрическими размерами площади рабочего сопла и/или камеры смешения, измеряют значения дебита скважины и забойного давления на различных режимах и строят индикаторную диаграмму скважины, по которой определяют границу рациональной области эксплуатации скважины, исходя из соотношения

$$P_{\text{заб}} > 1,1 P_{\text{заб.мин.доп}}, \quad (2.7)$$

где *P_{заб.мин.доп}* - минимально допустимое забойное давление.

При реализации следующего способа освоения, исследования и эксплуатации скважин, полученные замеры забойного давления

используют при построении карты изобар разрабатываемого нефтяного пласта. Указанная совокупность технологических операций предлагаемых вариантов осуществления способа освоения, исследования и эксплуатации скважин позволяет решить поставленную задачу расширения области применения способа.

На рисунке 7 изображен узел установки при спуске струйного насоса с помощью канатной техники, а на рисунке 8 показана индикаторная диаграмма скважины.

Для выполнения способа освоения, исследования и эксплуатации скважин насосно-эжекторная система содержит (рисунок 7) струйный аппарат 1 с соплом 4 совместно с глубинным манометром 21, имеющим блок непрерывной записи забойного давления, спущенный в скважину и извлекаемый из скважины с помощью канатной техники. Узел установки струйного насоса 1 содержит ловильную головку 22, фильтр 23 и уплотнительные кольца 24.

Индикаторная диаграмма скважины (рисунок 8) это зависимость дебита скважины Q от давления P . На диаграмме скважины показаны значения пластового давления $P_{пл}$, давления насыщения нефти газом $P_{нас}$, минимально допустимого забойного давления $P_{заб\ мин\ доп}$.

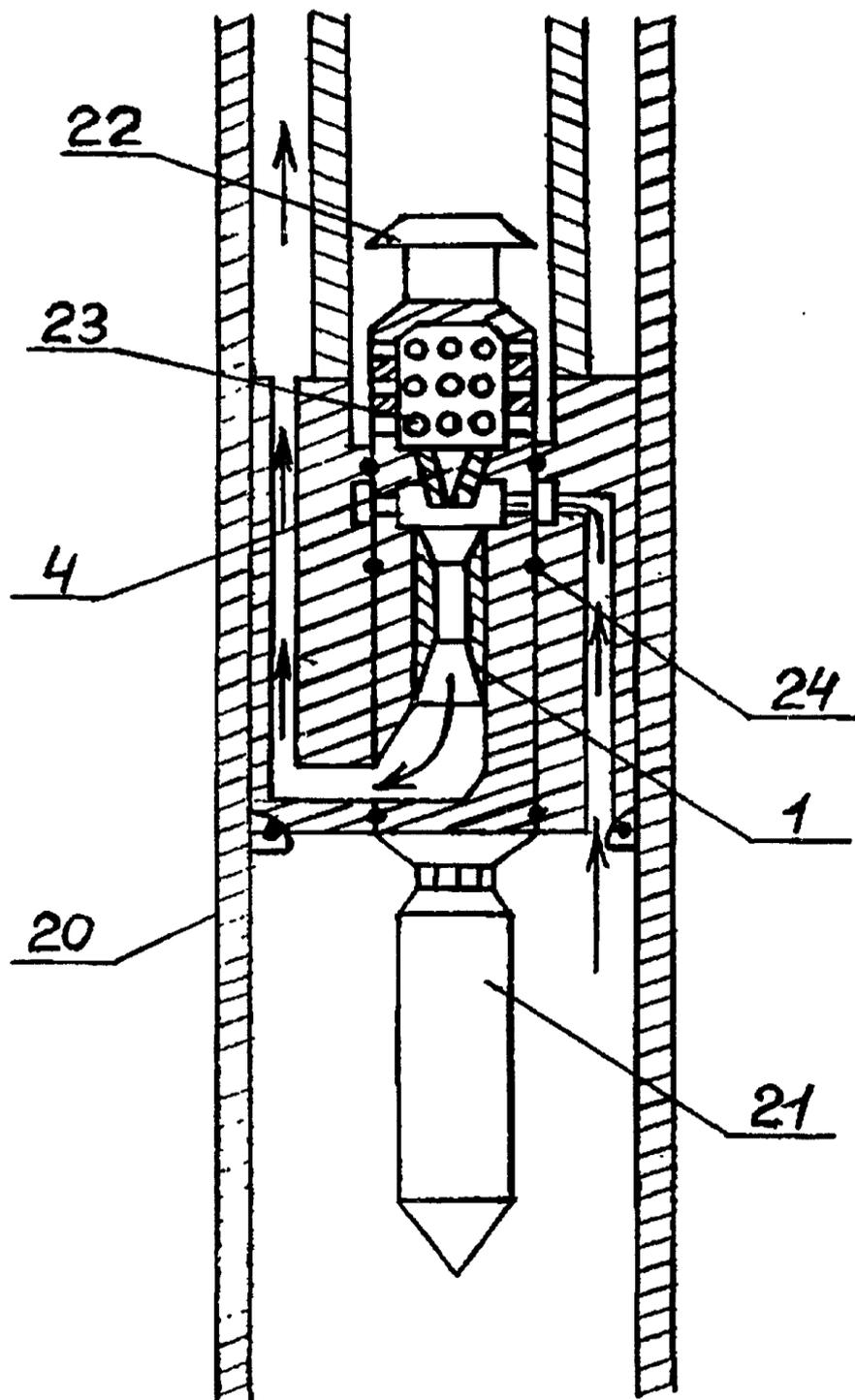


Рисунок 7 - Схема узла установки при спуске струйного насоса с помощью канатной техники

1- струйный насос; 4- сопло СН; 20- колонна двойных НКТ; 21- глубинный манометр; 22- ловильная головка; 23- фильтр; 24- уплотнительные кольца.

Согласно разработанному способу освоения, исследования и эксплуатации скважин струйный аппарат 1 спускают в скважину и извлекают из скважины с помощью канатной техники. Ловильная головка 22 служит для захвата и извлечения из скважины насоса. Фильтр 23 с щелевидными отверстиями предназначен для задержки механических примесей и предотвращает их поступление, а уплотнительные кольца 24 предназначены для предотвращения перетоков жидкости.

При осуществлении способа струйный аппарат 1 спускают совместно с глубинным манометром 21, имеющим блок непрерывной записи забойного давления. При этом после освоения скважины меняют режимы эксплуатации скважины путем изменения давления нагнетания и/или расхода рабочей жидкости и/или замены проточной части струйного аппарата на проточную часть с другими геометрическими размерами площади рабочего сопла и/или камеры смешения, измеряют значения дебита скважины и забойного давления на различных режимах и строят индикаторную диаграмму скважины (рисунок 8)

В связи с тем, что нарушается линейный закон фильтрации индикаторная линия принимает нелинейный вид и становится выпуклой к оси дебитов. Нельзя увеличивать депрессию на пласт, для того, чтобы предотвратить падение дебита. Необходимо иметь запас минимально допустимого забойного давления, с тем, чтобы не перейти границу рациональной области эксплуатации скважины, исходя из соотношения (2.7).

При реализации способа по полученным замерам забойного давления строят карты изобар разрабатываемого нефтяного пласта.

Таким образом, указанная совокупность технологических операций разработанной технологии освоения, исследования и эксплуатации скважин с помощью насосно - эжекторных систем позволяет снизить материально-технические и трудовые затраты путем существенного

упрощения и удешевления процесса контроля забойного давления, облегчения условий

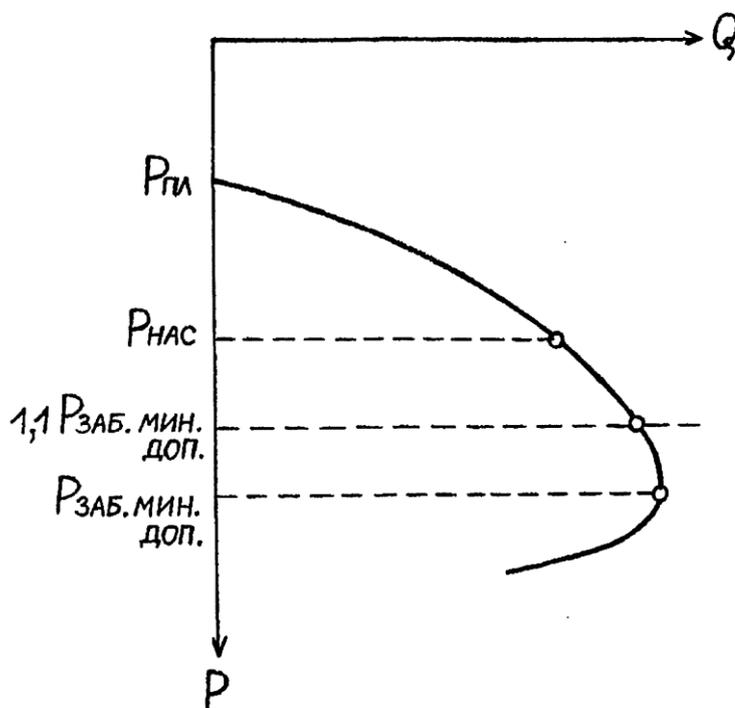


Рисунок 8 - Индикаторная диаграмма скважины

подъёма продукции скважины и сепарации смеси на поверхности, минимизации потерь давления на трение, своевременной диагностики состояния сопла струйного аппарата, а также предотвращения осложнений, связанных с добычей скважинной продукции по эксплуатационной колонне. Кроме того, предотвращаются недопустимые режимы эксплуатации скважины.

Тем самым, расширяется область применения разработанной технологии освоения, исследования и эксплуатации скважин по сравнению с известными технологиями.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б33Т	Владыко Иван Владимирович

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/ специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость внедрения устройства «Погружной сепаратор механических примесей»
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Доля единовременных и переменных затрат, стоимость проведения ГТМ
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ ФЗ «О таможенном тарифе»

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет системы показателей, отражающих эффективность мероприятий применительно к условиям рыночной экономики, с включением в экономические расчеты платежей и налогов
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование затрат на установку погружных сепараторов механических примесей
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Анализ эффективности применения погружных сепараторов механических примесей и расчет показателя экономической эффективности

Перечень графического материала

1. Расчетные формулы

2. Таблицы:

- Показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования
- Исходные данные для расчета экономических показателей

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Владыко Иван Владимирович		

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

В работе рассматриваются способы повышения эффективности защиты струйных насосов от механических примесей посредством установки на прием насоса погружного сепаратора механических примесей. Основным показателем, характеризующим экономическую эффективность данного мероприятия будет увеличение межремонтного периода скважин и как следствие дополнительная добыча нефти.

Расходы на проведение данного мероприятия будут складываться из единовременных затрат на покупку оборудования и эксплуатационных затрат, связанных с текущими издержками на оплату электроэнергии, добычу нефти, переработку, транспортировку, обслуживание скважины в течение года и заработную плату работников.

Так как проектируемое мероприятие по установке гравитационного фильтра на прием струйного насоса проводится в течение одного года и эффект от его проведения наблюдается только в текущем году, то экономическая эффективность рассчитывается без учета дисконтирования. Исходные данные для проведения расчёта приведены в таблицах 3.1 и 3.2.

Таблица 3.1 – Расчетные показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования

Показатель	Значение до внедрения	Значение после внедрения
Средний дебит по нефти, т/сут.	20	20

Средняя наработка на отказ, сут.	148	234
Средняя продолжительность ремонта, час	124	124
Средняя стоимость 1 ремонта ТРС руб./ед.	469300	469300
Затраты на приобретение фильтра ПСМ5-114, руб./ед.	0	276000

Таблица 3.2 – Исходные данные для расчета экономических показателей

Показатель	Единица измерения	Значение
1	2	3
Цена реализации:		
Нефти на внутреннем рынке (с НДС)*	руб./т	12829,65
Нефти на внешнем рынке**	долл.США/баррель	46,54
Налоги и платежи (НК РФ):		
Таможенная пошлина*	долл.США/т	12,1
НДС	%	18
Налог на прибыль	%	20
Ставка НДС*	руб./т	766
Эксплуатационные затраты:		
Стоимость 1 операции ТРС*	руб./бр.час	5867,9
Энергетические на 1т добычи жидкости механизированным	руб./т	38,24

способом*		
Расходы на оплату труда*	тыс.руб./скв.	904,7
Сбор и транспорт нефти*	руб./т	60,49
Технологическая подготовка нефти*	руб./т	26,73
Расходы по экспорту нефти*	руб./т	912
Дополнительные данные:		
Курс российского рубля**	руб./долл.США	60,96
Доля нефти для продажи на внешнем рынке*	%	30

3.1 Расчёт дополнительной добычи

Расчет прироста добычи нефти. Дополнительную добычу нефти (ΔQ) от оборудования скважин погружным сепаратором механических примесей вычислим согласно ГОСТ Р 53710-2009 от 01.07.2011 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки»:

$$\Delta Q_t = (q_1 - q_2) \times 365 \times K_3 + \Delta MPP \quad (3.1)$$

где q_1 и q_2 - среднесуточный дебит скважины нефти до и после, т/сут;

K_3 – коэффициент эксплуатации;

365 – количество дней в году;

ΔMPP - дополнительная добыча нефти в результате увеличения межремонтного периода.

$$\Delta MPP = (N_{до} - N_{после}) \times T \times q_{ср} \quad (3.2)$$

Где $N_{до}$ – количество ремонтов за скользящий год до установки ПСМ, по причине засорения мехпримесями;

$N_{после}$ – количество ремонтов за скользящий год после установки фильтров, по причине засорения мехпримесями;

$q_{ср}$ – средний дебит одной скважины;

T – средняя продолжительность ремонта;

$$N_{до} = \frac{365}{СНО_{до}} \quad (3.3)$$

$$N_{после} = \frac{365}{СНО_{после}} \quad (3.4)$$

Где $СНО_{до}$ и $СНО_{после}$ – средняя наработка на отказ до и после установки ПСМ соответственно.

$$N_{до} = \frac{365}{148} = 2,47$$

$$N_{после} = \frac{365}{234} = 1,56$$

$$\Delta MRP = (2,47 - 1,56) \times \frac{124}{24} \times 20 = 94,03 \text{ т/год}$$

$$\Delta Q_t = 0 + 94,03 = 94,03 \text{ т/год}$$

Причем дебит скважины за год при использовании фильтра составил $Q_{н} = 7394,03 \text{ т}$.

3.2 Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений

К единовременным затратам отнесем затраты на покупку ПСМ:

$$Z_{ед} = 276000 \text{ руб}$$

Согласно постановления Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 06.07.2015) "О Классификации основных средств, включаемых в

амортизационные группы", «Погружной сепаратор механических примесей» отнесен к 1-ой амортизационной группе (от 13 до 24 месяцев); оборудование для различных способов добычи нефти и газа прочее; код ОКОФ - 14 2928510, куда относится все недолговечное имущество, в т.ч. клапаны скважинные, пакеры добычные, фильтры и сепараторы скважинные. Норма амортизации составляет 14,3% в год. Срок полезного использования – 2 года.

Произведем расчет размера амортизационных отчислений за 1 год использования. Размер амортизационных отчислений за первый год вычислим линейным методом.

$$A_r = \frac{C_{п} \times H_A}{100\%} = \frac{276000 \times 14,3\%}{100\%} = 39468 \text{ руб} \quad (3.5)$$

Где $C_{п}$ – первоначальная стоимость данного вида основных средств, руб.;

H_A – норма амортизационных отчислений, %.

3.3 Расчёт эксплуатационных затрат

При расчете эксплуатационных затрат на дополнительную добычу нефти необходимо учитывать только переменные затраты, зависящие от объема добычи нефти. Затраты включают в себя текущие издержки на добычу дополнительной нефти и затраты на закачку реагента (при необходимости). Дополнительным капитальным вложением будет являться покупка погружного сепаратора механических примесей.

Расчет себестоимости одной тонны нефти до установки ПСМ на прием насоса:

Энергетические затраты:

$$Z_3 = Q_n \times Y_3 \quad (3.6)$$

Где Y_3 – удельные затраты на электроэнергию для добычи нефти механизированным способом.

$$З_з = 7300 \times 38,24 = 279152 \text{ руб.}$$

Сбор и транспорт нефти:

$$З_{тн} = Q_n \times Y_{тн} \quad (3.7)$$

Где $Y_{тн}$ – удельные затраты на сбор и транспорт нефти.

$$З_{тн} = 7300 \times 60,49 = 441577 \text{ руб.}$$

Технологическая подготовка нефти:

$$З_n = Q_n \times Y_n \quad (3.8)$$

Где Y_n – удельные затраты на подготовку нефти.

$$З_n = 7300 \times 26,73 = 195129 \text{ руб.}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$З_т = Q_n \times X \times Y_т \quad (3.9)$$

Где $Y_т$ – удельные затраты на транспорт экспортируемой нефти;

X - доля нефти на экспорт.

$$З_т = 7300 \times 0,3 \times 912 = 1997280 \text{ руб.}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$З_{от} = n \times Y_{от} \quad (3.10)$$

Где $Y_{от}$ – удельные затраты на оплату труда за одну скважину в год;

n – количество скважин.

$$З_{от} = 1 \times 904700 = 904700 \text{ руб.}$$

Расходы, связанные с обслуживанием скважин (ремонт насоса от засорения мехпримесями):

$$З_{рем} = n \times Y_{рем} \quad (3.11)$$

Где $Y_{рем}$ – удельные затраты на ремонт одной скважины в год;

n – количество ремонтов.

$$Y_{рем} = C_{бр} \times T \quad (3.12)$$

где $C_{бр}$ – стоимость 1 часа работы бригады ТРС;

T – средняя продолжительность ремонта.

$$Y_{рем} = 5867,9 \times 124 = 727619,6 \text{ руб}$$

$$Z_{\text{рем}} = 2,47 \times 727619,6 = 1797220 \text{ руб.}$$

Себестоимость одной тонны нефти до установки ПСМ на прием насоса:

$$C_1 = \frac{Z_{\text{общ}}}{Q_0} \quad (3.13)$$

Где $Z_{\text{общ}}$ – общие эксплуатационные затраты до внедрения мероприятия, тыс. руб.;

Q_0 – объем добычи нефти до внедрения мероприятия, т.

$$C_1 = \frac{Z_{\text{общ}}}{Q_0} = \frac{5615058}{7300} = 7691,9 \text{ руб.}$$

Расчет себестоимости одной тонны нефти после установки ПСМ на прием насоса:

Энергетические затраты:

$$Z_3 = 7394,03 \times 38,24 = 282748 \text{ руб.}$$

Сбор и транспорт нефти:

$$Z_{\text{тн}} = 7394,03 \times 60,49 = 447265 \text{ руб.}$$

Технологическая подготовка нефти:

$$Z_{\text{п}} = 7394,03 \times 26,73 = 197642 \text{ руб.}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$Z_{\text{т}} = 7394,03 \times 0,3 \times 912 = 2023007 \text{ руб}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$Z_{\text{от}} = 1 \times 904700 = 904700 \text{ руб.}$$

Расходы, связанные с обслуживанием скважин (ремонт насоса от засорения мехпримесями):

$$Z_{\text{рем}} = 1,56 \times 727619,6 = 1135086,58 \text{ руб.}$$

Себестоимость одной тонны нефти после установки ПСМ определяется по формуле:

$$C_2 = \frac{Z_{\text{общ}}}{Q_0 + \Delta Q} \quad (3.14)$$

где ΔQ – изменение объема добычи нефти после внедрения мероприятия, тыс.т.

$$C_2 = \frac{4990448}{7300 + 94,03} = 6749 \text{ руб.}$$

3.4 Расчет экономического эффекта мероприятия

Экономический эффект при технико-экономическом обосновании внедрения фильтра на приеме струйного насоса определяется по формуле:

$$\text{Эффект} = P_t - \Delta Э \quad (3.15)$$

$$\text{Эффект} = 39670 + 624610 = 664280 \text{ руб.}$$

Где P_t – стоимостная оценка результатов мероприятия (выручка от реализации продукции);

$$P_t = \Delta Q \times C_t = 94,03 \times 0,1364 \times 46,54 \times 60,96 = 36387 \text{ руб.} \quad (3.16)$$

C_t – оптовая цена предприятия за единицу продукции.

Для расчета были использованы средневзвешенные данные за 2015 год. Стоимость 1 барреля нефти принималась равной 46,54\$. 1 баррель \approx 0,1364 т, курс доллара: 1\$ = 60,96руб.

Снижение себестоимости одной тонны нефти определяем по формуле:

$$C_{\text{ср}} = \frac{C_1 - C_2}{C_1} \times 100\% = \frac{7691,9 - 6749}{7691,9} \times 100\% = 12,3\% \quad (3.17)$$

где C_1 – себестоимость на добычу нефти до внедрения мероприятия,

C_2 – себестоимость одной тонны нефти после внедрения мероприятия.

Объем выручки определяется от реализации продукции на внешнем и внутреннем рынках. При реализации на экспорт выручка определяется с учетом доли продукции, реализуемой на экспорт по соответствующей цене в твердой валюте, с переводом ее в рублевый эквивалент по принятому курсу.

Выручка от реализации нефти на внешнем рынке:

$$\Delta B_{\text{в}} = Q_{\text{н}} \times X \times C_{\text{в}} \times C_{\text{з}} = 94,03 \times 0,1364 \times 0,3 \times 46,54 \times 60,96 = 10916 \text{ руб.} \quad (3.18)$$

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке:

$$\Delta B_{\text{вн}} = Q_{\text{н}} \times (1 - X) \times C_{\text{вн}} = 94,03 \times (1 - 0,3) \times 12829,65 = 844460 \text{ руб.} \quad (3.19)$$

После расчета выручки определяется величина уплачиваемых налогов.

Налог на добычу полезных ископаемых в части нефти определяется по формуле:

$$\text{НДПИ} = K_{\text{ц}} \times 766 - D_{\text{н}} \quad (3.20)$$

где 766 рублей – ставка НДС в период с 1 января по 31 декабря 2015 года за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной.

$$K_{ц} = \frac{(Ц - Ц_{баз}) \times P}{261} \quad (3.21)$$

$$D_{н} = K_{ндпи} \times K_{ц} \times (1 - K_{в} \times K_{з} \times K_{д} \times K_{дв}) \quad (3.22)$$

$K_{ндпи} = 530$ руб./т на период с 1 января по 31 декабря 2015 года;

$K_{в}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов участка;

$K_{з}$ – коэффициент, характеризующий величину запасов участка;

$K_{д}$ – коэффициент, характеризующий сложность добычи нефти;

$K_{дв}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов залежи;

$K_{кан}$ – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойств нефти;

Однако с учетом того, что значения коэффициентов $K_{в}$, $K_{з}$, $K_{д}$, $K_{дв}$ равны 1, сумма НДС к уплате определяется по формуле:

$$\text{НДС} = B_{с} \times \frac{(Ц - Ц_{баз}) \times P}{261} \times Q_{н} = 766 \times \frac{(46,54 - 15) \times 60,96}{261} \times 94,03 = 530593 \text{ руб.} \quad (3.23)$$

Где $B_{с}$ – ставка НДС (766 руб/т);

$Ц$ – цена нефти на мировом рынке (долл./барр.);

$Ц_{баз}$ – базовая цена нефти (15 долл./барр.);

P – курс доллара;

Таможенная пошлина:

$$\text{ТП} = \Delta Q_{н} \times X \times C_{тп} \times P \quad (3.24)$$

где $C_{тп}$ – размер таможенной пошлины на 1 т. нефти.

$$\text{ТП} = 94,03 \times 0,1364 \times 0,3 \times 12,1 \times 60,96 = 2838 \text{ руб.}$$

Налог на прибыль:

$$\text{НП} = \Pi \times C_{нп} \quad (3.25)$$

где $C_{нп}$ – ставка налога на прибыль (20%);

Π – валовая прибыль.

$$\text{НП} = 631087 \times 0,2 = 126217$$

Валовая прибыль:

$$\begin{aligned} \Pi = \Delta B_{\text{вн}} + \Delta B_{\text{з}} - \Delta Z_{\text{з}} - \Delta Z_{\text{тн}} - \Delta Z_{\text{п}} - \Delta Z_{\text{т}} - \Delta Z_{\text{рем}} - Z_{\text{ед}} - A_1 - \text{НДПИ} - \text{ТП} = 844460 + \\ 10916 - 3596 - 5688 - 2513 - 25727 + 662134 - 276000 - 39468 - 530593 - 2838 = \\ 631087 \text{ руб.} \end{aligned} \quad (3.26)$$

Чистая прибыль:

$$\text{ЧП} = \Pi - \text{НП} = 631087 - 126217 = 504870 \text{ руб.} \quad (3.27)$$

Изменение производительности труда:

$$P_y = \frac{Q_t / N_{\text{спт}}}{Q_o / N_{\text{спo}}} \times 100\% - 100\% = \frac{7394,03}{7300} \times 100\% - 100\% = 1,29\% \quad (3.28)$$

Примечание: численность работников не изменилась.

Выводы к разделу:

1. Техничко-экономическая оценка предложенного мероприятия показала, что установка погружного сепаратора механических примесей на прием насоса увеличивает СНО, что положительно влияет на стоимость одной тонны добытой нефти. Так же увеличивается и количество добытой нефти на одну скважину (на 12,3%). После проведения технологического мероприятия на скважине дополнительная добыча нефти предположительно составляет 94,03 тонн.

2. В результате расчета экономический эффект составляет 664280 рублей. Чистая прибыль от реализации дополнительно добытой нефти составит 504870 рублей. Так как данное технологическое внедрение имеет положительный экономический эффект, будем полагать его применение рациональным.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б33Т	Владыко Ивану Владимировичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является эксплуатация установки струйного насоса при добыче скважинной продукции. Назначение объекта исследования – контроль забойного давления при проведении технологического процесса с помощью струйных насосов.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов 1.2. Анализ выявленных опасных факторов	Вредные факторы на месторождении: 1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 2. Неудовлетворительные метеорологические условия; 3. Повышенный уровень шума и вибрации; 4. Неудовлетворительная освещенность. Опасные факторы: 1. Поражение электрическим током; 2. Пожароопасность; 3. Взрывоопасность; 4. Давление в системах работающих механизмов.
2. Экологическая безопасность	1. Защита селитебной зоны 2. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 3. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);

	4. Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	1. Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации объекта; 2. Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; 3. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества»; 2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»; 3. СНиП 2.09.04.87 4. ГОСТ 356 – 80 «Давления условные пробные и рабочие»; 5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Владыко Иван Владимирович		

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Добываемая жидкость со скважин при помощи установок электроцентробежных насосов подаётся на устье скважины, далее через фонтанную арматуру и выкидные линии проходит через АГЗУ (автоматизированная газо – замерная установка), где замеряется количество добываемой нефти, воды и газа. После замера дебита скважины, жидкость по трубопроводу транспортируется на УПН. Для системы поддержания пластового давления на Линейном месторождении пробурены две водозаборные скважины. При помощи УЭЦН-СН вода сеноманского горизонта через блок распределения воды под высоким давлением распределяется по нагнетательным скважинам.

4.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

Таблица 4.1 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации фонда скважин

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Обслуживание и эксплуатация фонда скважин	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 2. Неудовлетворительные метеорологические условия; 3. Повышенный уровень шума и вибрации; 4. Отсутствие или неудовлетворительное освещение	1. Поражение электрическим током; 2. Пожароопасность; 3. Взрывоопасность; 4. Давление в системах работающих механизмов	1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества»; 2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»; 3. СНиП 2.09.04.874. ГОСТ 356 – 80 «Давления условные пробные и рабочие»; 5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, .

Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны

При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) [30].

СИЗОД подбираются по размерам и хранятся на рабочих местах в шкафах, каждая в своей ячейке. На каждой ячейке и на сумке противогаза должна быть укреплена бирка с указанием фамилии владельца, марки и размера маски. СИЗОД проверяются и заменяются в сроки, указанные в их технических паспортах и заводских инструкциях по эксплуатации.

В газоопасных местах вывешиваются предупредительные надписи: «Газоопасно», «Проезд запрещен» и т.п.

К газоопасным работам допускаются только после проведения инструктажа, получения наряда–допуска, а также утвержденного плана ведения газоопасных работ.

При газоопасных работах необходимо пользоваться газозащитными средствами (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы).

Пониженная температура окружающей среды

В целях предупреждения несчастных случаев, связанных с работой на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях в холодное время года, установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы на открытом воздухе [31]:

1) лесозаготовительные работы:

без ветра: - 39 °С; при скорости ветра: до 5 м/с: - 38 °С; от 5 до 10 м/с: - 37 °С; свыше 10 м/с: -36 °С;

2) ремонтные и строительные – монтажные работы:

без ветра: - 36 °С; при скорости ветра до 5 м/с: -33 °С; от 5 до 8 м/с: - 31 °С; свыше 8 м/с: - 29 °С;

3) все остальные работы:

без ветра: - 37 °С; при скорости ветра до 5 м/с: - 36 °С; от 5 до 10 м/с: - 35 °С; свыше 10 м/с: - 33 °С.

При работах в необогреваемых закрытых помещениях работы прекращаются при температуре - 37 °С и ниже.

При температуре окружающего воздуха - 11 °С и ниже лица, работающие на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях, предоставляются перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях.

Повышенный уровень шума и вибрации

Многие производственные процессы (клепка, штамповка, ковка, зачистка, работа производственного оборудования) сопровождаются значительным уровнем шума или вибрации, которые являются причиной отрицательного действия не только на органы слуха, но и на нервную систему человека. Допустимый уровень шума в механических цехах не должен превышать 80дБ [30]. Мероприятия по устранению этих вредных факторов, является применение СИЗ для органов слуха такие как антифоны-заглушки (снижение шума) при технологических процессах, беруши, электронные и активные наушники.

Антифоны-заглушки изготавливают из плексигласа, они представляют собой конусообразный корпус (со сквозным каналом с нарезкой), в который вставляют алюминиевую головку с ленточной резьбой.

Звук, проходя по резьбе головки, поступает в слуховой проход значительно ослабленным.

Антифоны-заглушки монтируются в эбонитовую часть наушника, прикрывающую снаружи не только ушную раковину, но и околоушную область.

При использовании антифонов-заглушек высокочастотный шум 1200-8000 Гц снижается на 12-15 дБ, при этом звук воспринимается органом слуха мягче, разборчивость речи сохраняется.

Ношение антифонов-заглушек должно быть периодическим: на период 30-40 минут с последующим перерывом в течение того же времени.

Неудовлетворительная освещенность

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

Измерение освещенности внутри помещений (в том числе участков, отдельных рабочих мест, проходов и так далее) проводится при вводе сети освещения в эксплуатацию в соответствии с нормами освещенности, а также при изменении функционального назначения помещений.

Во всех производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами.

Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения [34].

Таблица 4.2 - Нормы освещенности рабочих поверхностей при искусственном освещении основных производственных зданий и площадок в нефтяной промышленности

Наименование объекта	Разряд работ	Освещенность (лк) при общем освещении лампами накаливания
На буровых установках:		
а) рабочая площадка	IX	30
б) роторный стол		100
в) пульт и щит управления без измерительной	VI	75

аппаратуры (рычаги, рукоятки)		
г) пульт и щит управления с измерительной аппаратурой	IVв	150
д) дизельное помещение	VI	50
е) компенсаторы буровых насосов	VI	75
ж) люлька верхового рабочего, полати	IX	30
з) механизм захвата и подъема труб АСП и МСП	IX	50
и) редуктор (силовое помещение)	VIIIa	30
к) желобная система	XI	10
л) приемный мост, стеллажи	XI	10
м) глиномешалка, сито, сепаратор	VIIIa	30
н) маршевые лестницы, переходы вдоль желобной системы и т.п.	XI	10
Рабочие места при подземном и капитальном ремонтах скважин:		
а) рабочая площадка	IX	30
б) люлька верхового рабочего		100
в) роторный стол	IX	50
г) приемный мост, стеллаж	XI	10
Насосные станции	VI	50
Компрессорные цеха газоперерабатывающих заводов	IV	75
Места замеров уровня нефти в резервуарных парках	IX	50
Устья нефтяных скважин, станки-качалки (при их обслуживании в темное время суток)	X	30
Места управления задвижками на территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	VIIIa	30
Территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	XIII	2
Нефтеналивные и сливные эстакады:		
на поверхности пола	X	30
на горловине цистерны	IX	50

Вывод: При соблюдении установленных работ по световым нормам перечисленных выше, является допустимо КЛ 2.

Поражение электрическим током

При возникновении каких-либо неисправностей электроэнергетического оборудования, электрических сетей, а также при несоблюдении персоналом правил электробезопасности существует опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала, занятого в процессе добычи нефти и газа.

Электрооборудование должно иметь исправную взрывозащиту, проходить техническое обслуживание и текущие ремонты согласно графика ППР с записью в «Журнале осмотра взрывозащищенного оборудования», который храниться у мастеров цеха. В журнале указываются виды проведенных работ, с подписями их производивших. Работы, выполняемые на кустовых площадках, должны проводиться искробезопасным инструментом.

Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления. Паспорт контура заземления (заземляющей установки) хранится и ведется электромехаником промысла. К сетям заземления присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции.

Средства защиты хранятся в условиях, гарантирующих сохранность от химического и механического воздействия, солнечных лучей, холода и перепадов температур.

Средства защиты от поражения электрическим током:

1) Перчатки (Защитные перчатки должны быть широкими и не менее 35 см в длину, чтобы их было удобно надевать поверх шерстяных перчаток, а сами они покрывали кисть и часть руки.)

2) Обувь (Галоши и ботинки предназначаются для защиты от земного и шагового напряжений.)

3) Подставки (Подставки делают из стекла, фарфора или металла, металл нельзя использовать для соединения, минимальный размер — 0,75×0,75 м.)

4) Указатели (Для проверки техники с рабочим напряжением менее 500 Вольт.)

5) Щиты (Щиты для временных ограждений электрических установок делают из промасленного дерева или текстолита.)

Пожаро - и взрывоопасность

В связи с тем, что при ликвидации возникших осложнений при добыче и перекачке нефти, могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, (нефть, сероводород, природный газ, меркаптаны, диэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества) в соответствии со СНиП 2.09.04.87 данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1.

Кустовые площадки спроектированы с соблюдением действующих норм и правил. Пожаробезопасность кустовых площадок обеспечивается рядом противопожарных мероприятий [32]:

- сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции;
- кустовые площадки обеспечены осветительной аппаратурой во взрывозащищенном исполнении;
- используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении, соответствует категории и зоне взрывоопасности площадок;
- объем КИПиА позволяет держать под контролем технологический процесс добычи нефти и закачки воды в пласт, добычи сеноманской воды;

- предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;
- ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости;
- на кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами;
- дыхательные клапаны подземных емкостей оснащены встроенными огнепреградителями;
- конструкция насосных агрегатов подземных емкостей и объем защит обеспечивает нормальную его работу и автоматический останов агрегата при возникновении условий, нарушающих безопасность;
- согласно РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» опасность действия статического электричества устраняется тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращая накопление энергии заряда выше уровня 0,4А·мин;
- все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования заземляются. Заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами электрооборудования;
- основные потребители электроэнергии – электродвигатели технологического оборудования, электроприемники блок-боксов и освещение территории кустовых площадок относятся по надежности электроснабжения ко II категории.

Для взрывоопасных помещений, площадок наружных помещений проведена классификация по категориям взрывопожарной опасности, определены границы взрывоопасных зон (таблица 4.3).

Классификация технологических блоков по взрывоопасности приведена в таблице 4.3.

Планировка площадок кустов скважин, при возникновении аварии, захватывающей большую площадь, позволяет перемещаться по территории людям и пожарной технике; имеет площадку для размещения пожарной техники, два въезда.

Основные причины пожаров на производстве:

- Не соблюдение техники безопасности;
- Неосторожное обращение с огнем;
- Неудовлетворительное состояние электротехнических устройств и нарушение правил их монтажа и эксплуатации;
- Нарушения режимов технологических процессов;
- Неисправность отопительных приборов и нарушение правил их эксплуатации.

Для устранения очагов возгорания территория где проводятся работы, должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения, например пожарный щит в состав которого входят следующие компоненты:

1. Ломы(для вскрытия дверей, окон и других конструкция)
2. Багры пожарные, крюки с деревянной рукояткой(для разборки и растаскивания горящих конструкций)
3. Вилы , лопаты(штыковые и совковые)
4. Емкости для воды и ящики для песка(для хранения средств тушения)
5. Ведра и ручные насосы(для транспортировки воды)
6. Кошма, асбестовое полотно (для накрытия очага возгорания)

Своевременно обнаруженный очаг возгорания позволяет избежать больших потерь имущества, а иногда и жизни людей, причиняемых огнем. Но не менее важной является возможность подачи сигнала тревоги, по

которому проводится эвакуация рабочих и служащих с территории, на которой возник пожар.

Для этого в каждом здании устанавливается оповещатель пожарный работающий в комплексе с системой сигнализации. Это одно из технических средств пожарной сигнализации. Оно предназначается для оповещения людей о возникновении очага возгорания. В качестве сигнала может применяться свет, звук, речевое сообщение. Использование оповещателя пожарного позволяет организованно провести мероприятия по эвакуации людей. В зависимости от конструктивного исполнения различают приборы пригодные к установке в помещении или на улице

Таблица 4.3 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных сооружений

Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория взрывопожарной и пожарной опасности по НПБ 105-03	Классификация взрывоопасных зон			Границы взрывоопасной зоны
		по ПУЭ		ПоПБ 08-624-03	
		Класс зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей		
Технологический блок, замерная установка	A	B-1a	IIA-T1 IIA-T3	1	<p>Зона B-1г – до 0,5 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от проемов за наружными ограждающими конструкциями помещения</p> <p>Зона 1 (ПБ) закрытое помещение в котором установлено закрытое технологическое оборудование, содержащее нефть</p> <p>Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали вокруг отверстий блока</p>

				1	
Блок автоматики замерной установки	Д	-	-	-	-
Блок напорной гребенки	Д	-	-	-	-
Устье нефтедобывающей скважины	Ан	В-1г	ПА-Т1 ПА-Т3	0 1	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0
Устье нагнетательной скважины	Д	-	-	-	При «отработке» на нефть - см. п. 4 таблицы
Устье водозаборных скважин	Ан	В-1г	ПА-Т1	0 1	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0

Таблица 4.4 – Классификация технологических блоков по взрывоопасности

Имя блока	Номера позиций аппаратуры, оборудования, составляющие технологического блока	Относительный энергетический потенциал технологического блока	Категория взрывоопасности	Классы зон по уровню опасности возможных разрушений, травмирования персонала*
Блок ЗУ	ЗУ	9,977	III	Зона 1 R=3,23 Зона 2 R=4,76 Зона 3 R=8,15

				Зона 4 R=23,78 Зона 5 R=47,56
Блок Е	Е	6,588	III	Зона 1 R=1,41 Зона 2 R=2,07 Зона 3 R=3,56 Зона 4 R=10,37 Зона 5 R=20,74
Блок н-д	н19	9,325	III	Зона 1 R=2,82 Зона 2 R=4,15 Зона 3 R=7,12 Зона 4 R=20,77 Зона 5 R=41,54
Блок в-д	ВВ4	8,197	III	Зона 1 R=2,18 Зона 2 R=3,21 Зона 3 R=5,50 Зона 4 R=16,06 Зона 5 R=32,10

**Примечание:*

Зона 1 – сильное разрушение всех сооружений;
 Зона 2 – среднее разрушение всех сооружений;
 Зона 3 – среднее повреждение всех сооружений;
 Зона 4 – легкое повреждение всех сооружений;
 Зона 5 – частичное разрушение остекления.

1. Работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников мерам пожарной безопасности осуществляется путём проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно – технического минимума;

2. Вся территория производственных объектов должна постоянно содержаться в чистоте и порядке. Мусор и другие отходы должны убираться, места разлива горючих жидкостей должны засыпаться сухим песком;

3. Запрещается курение на территории вахтового посёлка, в общежитиях, столовой, бане, на территории и в помещениях взрывопожароопасных объектов. Курить только в отведенных местах для курения;

4. Въезд на территорию объектов нефтедобычи техники допускается только по разрешению инженерно-технического работника, ответственного за этот объект. При этом автотранспорт, тракторы и другие агрегаты должны быть оборудованы глушителями с искрогасителями;

5. Запрещается применять для освещения факелы, свечи, керосиновые фонари и другие источники открытого огня;

6. Отогрев замерзшей аппаратуры, арматур, трубопроводов, задвижек разрешается горячей водой или паром;

7. Нагревательные приборы, не оснащенные автоматикой, оставлять без присмотра запрещено;

8. Автоцистерны, находящиеся под наливом и сливом горючих жидкостей, должны быть присоединены к заземляющему устройству. Проводник необходимо присоединять к корпусу автоцистерны при помощи болтов для обеспечения надежного контакта;

9. По окончании работы ответственные за пожарную безопасность осматривают помещения, территорию. Закрывают на замок помещения, которые работают не в круглосуточном режиме.

За нарушение требований настоящей инструкции рабочие и ИТР несут ответственность в административном, дисциплинарном или судебном порядке.

Давление в системах работающих механизмов

К обслуживанию сосудов, работающих под давлением, допускаются лица достигшие 18 лет, обученные в учебных заведениях, аттестованные комиссией с участием инспектора Ростехнадзора и имеющие удостоверения на право обслуживания сосудов с указанием

наименования, рабочих параметров рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых они допущены.

Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, так же со схемами включения сосудов с указанием источника давления, параметров, рабочей среды арматуры, контрольно - измерительных приборов, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств.

Персонал обязан периодически в течение смены:

- осматривать закрепленные за ними сосуды, обращать внимание на состояние сварных заклепочных соединений, запорной и запорно – регулируемой арматуры, кранов слива конденсата;
- осматривать контрольно-измерительные приборы, предохранительные устройства и указания уровня жидкости, убедиться в их исправности
- убеждаться в отсутствии пропуска воздуха в соединениях элементов сосуда и трубопроводов;
- следить за давлением в сосуде, заметив опасность, угрожающую работникам, необходимо принять меры по ее незамедлительному устранению.

Порядок проверки исправности обслуживаемых сосудов и относящихся к ним оборудованию в рабочем состоянии:

- оператор обязан проводить проверку предохранительных клапанов путем принудительного открытия;
- оператор обязан проводить проверку манометров посадкой стрелки на нуль с помощью трехходового крана;
- оператор обязан проводить проверку в течение смены исправность сосудов путем внешнего осмотра, исправность запорной арматуры, манометров и предохранительных клапанов;

- обо всех этих операциях аппаратчик должен делать запись в сменном журнале.

Проверку арматуры, предохранительных устройств, приборов автоматики защиты и сигнализации проводится ежемесячно.

Ремонт сосудов и их элементов, находящихся под давлением, запрещается.

4.2 Экологическая безопасность

Основными типами антропогенных воздействий на природу, изменение природы под их влиянием, являются:

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природо-охранных требований;

- загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях нагаза нефтепроводах;

- загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;

- развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетне-мерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод);

- значительное изъятие земель и изменение баланса земельного фонда за счет сельскохозяйственных и лесохозяйственных предприятий.

В соответствии с действующими законами, постановлениями и положениями Правительства РФ во всех проектных документах по разработке Линейного месторождения должны быть предусмотрены и реализованы на практике экологические исследования района работ и

основные организационно-технические мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану недр, окружающей среды от возможных вредных воздействий, связанных с эксплуатацией залежи нефти.

4.2.1 Анализ воздействия объекта на окружающую среду

При строительстве, обустройстве, эксплуатации и обслуживании объектов месторождения, воздействию подверглись все компоненты окружающей среды. В первую очередь это коснулось почвенного, растительного покрова, поверхностных вод и атмосферы.

Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды недро-пользователю рекомендуются следующие мероприятия:

- закрытая система сбора и транспорта нефти. Автоматическое отключение насосов, перекачивающих нефть, при падении давления в трубопроводе и установка запорной арматуры для отключения участка трубопровода в случае его порыва;
- в случае аварийной ситуации локализация разливов осуществляется следующим образом; при средних аварийных разливах - путем установления барьеров из земли с устройством защитных экранов, предотвращающих интенсивную пропитку барьера нефтью; локализация больших объемов разлитой нефти производится с помощью отрывных траншей;
- площадки размещения технологического оборудования выполнены из сборных бетонных плит и ограждены бордюрным камнем и имеют дождеприемные колодцы, через которые загрязненные дождевые стоки и разлившаяся при аварии жидкость стекает в закрытую сеть производственно-дождевой канализации в очистные сооружения при УПСВ с последующей утилизацией в систему ППД;
- по периметру площадки куста предусмотрено обвалование, необходимо устройство приустьевых площадок для сбора возможных

утечек с сальников фонтанной арматуры и загрязненного поверхностного стока, со сбросом в дренажно-канализационную емкость, с дальнейшей закачкой в систему нефтесбора;

- на каждой скважине разрабатывается организационный план ликвидации аварий, который позволит правильно организовать работу во время аварии и уменьшит возможное отрицательное воздействие на компоненты окружающей среды.

При возникновении аварийных ситуаций запланированы ликвидационные мероприятия, реализуемые в следующей последовательности:

ликвидировать источник разлива нефти;

- оценить объем происшедшего разлива и оптимальный способ его ликвидации;
- локализовать нефтяной разлив и предотвратить его дальнейшее распространение;
- собрать и вывезти собранную с почвы, болотной и водной поверхности нефть на комплексный пункт сбора продукции скважин или ближайший пункт утилизации.

Аварийные разливы на скважинах должны локализоваться в пределах обвалованных площадок. После сбора задержанной нефти следует проводить обработку биологическими препаратами типа “Путидойл”, периодическое рыхление поверхности и залужение семенами злаков. Для более полного сбора нефти наряду с механическими средствами могут быть использованы сорбенты различных типов. Рекомендуется применения сорбента – собирателя ДН – 75, представляющего собой биоразлагаемую композицию синтетических поверхностно – активных веществ двойного действия. Средство обладает высокой собирающей и удерживающей способностью при начальной

толщине пленки до 1 мм. После сбора нефти с поверхности проектом предусматривается рекультивация замазученных земель.

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

4.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования

В случае нарушения технологического процесса добычи нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из технологических систем и, как следствие, появляется реальная угроза возникновения чрезвычайной ситуации на объекте. Наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины.

Основными источниками ЧС на территории Линейного нефтяного месторождения являются:

- аварии в результате ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин;
- аварии в результате разгерметизации РВС для нефти на территории ДНС;
- аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального нефтепровода.

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами с огнепреградителями,

арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня;

- технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;
- предусмотрены дренажные емкости, для опорожнения технологических аппаратов и трубопроводов;
- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;
- полная герметизация технологического процесса подачи и перекачки нефтепродуктов;
- монтаж и испытание трубопроводов предусмотрены в соответствии с требованиями РД 39-132-94, СП 34-116-97 и ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- на наружную поверхность подземных трубопроводов наносится защитное покрытие усиленного типа.

При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам.

4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие [33].

В данном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах крайнего Севера – 24 календарных дня, в местностях приравненных к районам крайнего севера -16 календарных дней.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проанализирована технология освоения, исследования и эксплуатации скважин с помощью насосно-эжекторных систем, позволяющая оперативно контролировать забойное давление при проведении технологического процесса. Сделаны расчетные соотношения для определения забойного давления, что позволяет отказаться от дорогостоящих и трудоемких работ с использованием каротажной станции. Сделан акцент на освоения, исследования и эксплуатации скважин гидроструйными насосными установками с двухрядным лифтом. Проанализирована разработка эффективного применения технологий с колонной двойных насосно - компрессорных труб. Кроме того, дублирование замера забойного давления по предложенной формуле дает возможность провести диагностику состояния сопла струйного аппарата.

Проанализирована технология освоения и эксплуатации скважин, в которой струйный аппарат совместно с глубинным манометром спускают в скважину и извлекают из скважины с помощью канатной техники. При этом после освоения меняют режимы эксплуатации скважины, измеряют значения дебита скважины и забойного давления на различных режимах и строят индикаторную диаграмму, по которой определяют границу рациональной области эксплуатации скважины.

Проведен анализ подбора методик для расчета кавитационных характеристик высоконапорных гидроструйных насосов с конкретным основным геометрическим параметром. Сделана методика расчета кавитационного режима работы высоконапорного струйного аппарата к конкретным условиям призабойной зоны скважины.

Полученные замеры забойного давления используют при построении карты изобар разрабатываемого нефтяного пласта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Лямаев Б.Ф. Гидроструйные насосы и установки. - Л.: Машиностроение, 1988.-256с.
2. Дроздов А.Н. Разработка, исследование и результаты промышленного использования погружных насосно-эжекторных систем для добычи нефти. Дис... д.т.н., Москва, 1998. - 423с.
3. Тиме И.А. Второе исследование водоструйных приборов. – Горный журнал, 1892. - Т.1, № 2, стр. 25-31.
4. Гончаров В.Н. Теория эжектора. - Новочеркасск: Изв. Донецкого политехнич. ин-та, 1930. -Т.14, с.14-18.
5. Леонович К.М. Теория гидроэлеваторов и практика их применения. - Советская золотопромышленность, 1937. - № 9, с. 20-25.
6. Леонович К.М. Гидроэлеваторы. - Гидротехническое строительство, 1935, №12.
7. Ржаницын Н.А. Водоструйные насосы (гидроэлеваторы). - М, ГОНТИ, Ред.энергетич. лит-ры. 1938,-120 с.
8. Временная методика испытания пластов и освоения скважин для условий объединения «Укрнефть»: ИФИНГ, 1980.
9. Каменев Н.П. Смещение потоков. - М, ГОНТИ, 1936, - 215 с.
10. Каменев Н.П. Гидроэлеваторы в строительстве.- М.: Стройиздат, издание 2 переработ, и дополнен, 1970,415с.
11. Соколов Е.Я. Расчет и построение характеристик пароструйных компрессоров и водоструйных насосов с цилиндрической камерой смешения. - М., Известия ВТН, 1948. - № 9, с. 15-21.
12. Соколов Е.Я. Теоретическое и экспериментальное исследование водоструйных насосов и методика их расчета. - М., Известия ВТН, 1950, № 3, с 22-28.
13. Соколов Е.Я., Зингер Н.М. Струйные аппараты. - М, Госэнергоиздат, 1960-370 с.

14. Марьенко В.П., Мищенко И.Т., Миронов С.Д., Цепляев Ю.А. Применение струйных насосов для подъема жидкости из скважин. - М., Обзор информ. ВНИИОЭНГ, 1986, вып. 14 (21), 56 с.
15. Гумерский Х.Х. Особенности эксплуатации добывающих скважин струйными насосными установками. Дис....к.т.н., Москва, 1997 - 149 с.
16. Мищенко И.Т., Гумерский Х.Х., Марьенко В.П. Струйные насосы для добычи нефти. / Под ред. Мищенко И.Т. - М.: Нефть и газ, 1996. -150 с.
17. Овнатанов Г.Т. Вскрытие и обработка пласта. - М.: Недра, 1970.
18. Сидоровский В.А. Опробование разведочных скважин. - М.: Недра, 1968.
19. Яремийчук Р.С, Качмар Ю.Д. Вскрытие продуктивных пластов и освоение скважин. - Львов, Вища школа, 1982,143с.
20. Яремийчук Р.С, Хоминец З.Д., Лотовский В.Н., Возный В.Р. Освоение скважин с непрерывным контролем состояния призабойной зоны -Нефтяное хозяйство, 1988, № 4.
21. Яремийчук Р.С, Джавадян А.А. Применение струйных аппаратов при интенсификации притока нефти - Нефтяное хозяйство, 1988, № 8.
22. Мищенко И.Т. Теория и практика механизированной эксплуатации скважин с вязкими и многофазными флюидами. Дис....д.т.н., Москва, 1984.-469с.
23. Мищенко И.Т., Ибрагимов Л.Х. Разработка и внедрение технологии управляемого воздействия на призабойную зону пласта. - Нефтепромысловое дело, № 4-5,1995.
24. Помазкова Л.С. Расчет струйных насосов к установкам для нефтяных скважин. - М., ЦБТИ, 1961 г., - 66 с.
25. Хоминец З.Д., Шановский Я.В. и др. Разработка технологических процессов исследования скважин на базе струйных насосов. – Нефтяное хозяйство, 1989, № 9, с. 61-62.

26. Цепляев Ю.А. О струйном способе подъема жидкости из скважин. - Труды Гипротюменнефтегаз, Тюмень, 1971 г., вып. 23, с. 22-26.
27. Цепляев Ю.А., Захарченко И.П., Каган ЯМ. Применение струйных насосов для добычи нефти. - Нефтяное хозяйство, 1987, № 9, с. 34-36.
28. Миронов С.Д. Исследование процесса подъема жидкости из нефтяных скважин струйными насосами, Дис....к.т.н., Москва, 1980. - 175с.
29. Просвилов С.С. Струйник и пульсатор - в одном аппарате. – Нефть России, 1998, №10-11.
30. План по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти на объектах Линейного нефтяного месторождения, Томск 2011г.;
31. Проектная документация: «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 12ГОЧС, 2014г.;
32. Проектная документация: «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 09ПБ, 2014г.;
33. Петров А.Я. «Особенности правового регулирования труда работников нефтегазовой отрасли», (Трудовое право, 2008, №5);
34. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013г. №103