

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

Инженерная школа: Природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы: Нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ процесса добычи нефти и газа винтовыми насосами на месторождениях России

УДК: 622.323:621.665

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Пак Ген Хо		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт	Чернова Оксана Сергеевна	К.Г.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	Д.Т.Н		

Томск – 2018 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
Р1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
Р2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
Р3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
Р4	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22;
Р5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20;
Р6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
Р7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды,	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13;

	умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ПК-14; ПК-15; ПК-23
Р8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-8; ПК-23

	оборудования с учетом оптимальных рабочих характеристик, расчет капитальных вложений, расчет амортизационных отчислений, затраты на демонтаж и монтаж скважинных насосных установок, затраты на материалы, расчет затрат на оплату труда, производственная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях, правовые и организационные вопросы.
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Доцент Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент Абраменко Никита Сергеевич
Иностранный язык	Доцент Швагрукова Екатерина Васильевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Введение
 1. Общие сведения о скважинных винтовых насосах
 2. Характерные причины эксплуатационных проблем при эксплуатации винтовыми насосами
 3. Технологическое обоснование эксплуатации скважин установками винтового насоса в различных геолого-физических условиях
 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
 5. Социальная ответственность
 Заключение
 Artificial lift

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	26.02.2018г.
---	--------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.-м.н.		26.02.2018г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Пак Ген Хо		26.02.2018г.

Реферат

Магистерская диссертация 93 с., рисунков 37, таблиц 16, источников 47 и 4 приложения.

Ключевые слова: метан, месторождение, винтовой насос, электроцентробежный насоса, осложняющие условия.

Объектом исследования является нефтяные и угольные месторождения, скважины которых оборудованы установками винтовых насосов.

Цель работы – повышение эффективности работы установок электровинтового насоса и формулирования научно-методических основ их применения в различных геолого-физических условиях.

В процессе исследования: изучались основные причины отказа установок винтового насоса, проведен углубленный анализ технических и технологических характеристик работы установок, а также основные причины, осложняющие работу винтовых насосов и подбор оптимальных условий эксплуатации при осложненных условиях эксплуатации.

Область применения: полученные выводы по теме исследования могут быть использованы в подборе скважинного оборудования, эксплуатации скважин насосными установками и в увеличении продолжительности работы установок винтового насоса.

В будущем планируется разрабатывать данную тему исследования в практическом плане на будущем месте работы.

Обозначения, определения и сокращения

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

ОПИ – опытно-промышленное испытание

ГРП – гидроразрыв пласта

НГДУ – нефтегазодобывающее управление

ППД – поддержание пластового давления

ПАВ – поверхностно-активные вещества

НКТ – насосно-компрессорные трубы

СИЗ – средства индивидуальной защиты

ПЭД – погружной электродвигатель

ВНР – вывод на режим

КВЧ – количество взвешенных частиц

ТМПН – трансформатор маслonaполненный повышающий наружный

КПД – коэффициент полезного действия

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса

УЭВН – установка электровинтового насоса

УШГН – установка штангового глубинного насоса

ВН – винтовой насос

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1 Общие сведения о скважинных винтовых насосах	10
1.1 Область применения и классификация винтовых насосных установок	10
1.2 Устройство и принцип действия винтового насоса	13
1.3 Современный обзор использования установок винтового насоса.....	23
2 Характерные причины эксплуатационных проблем при эксплуатации винтовыми насосами	35
2.1 Подбор типоразмера установки электровинтового насоса.....	35
2.2 Влияние различных факторов на параметры и характеристики винтовых насосов	37
2.3 Анализ условий эксплуатации, влияющих на работоспособность обоймы скважинных винтовых насосов	47
2.4 Характерные неисправности винтовых насосов при эксплуатации добывающих скважин	53
2.6 Особенности скважинного оборудования с учетом оптимальных рабочих характеристик.....	64
3 Технологическое обоснование эксплуатации скважин установками винтового насоса в различных геолого-физических условиях	66
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	69
4.1 Расчет капитальных вложений	69
4.2 Расчет амортизационных отчислений	70
4.3 Затраты на демонтаж и монтаж скважинных насосных установок	71
4.4 Затраты на материалы	72
4.5 Расчет затрат на оплату труда	73
5 Социальная ответственность.....	78
5.1 Производственная безопасность	78
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов.....	79
5.1.2. Анализ опасных производственных факторов.....	82
5.2 Экологическая безопасность	85
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	87
5.4 Правовые и организационные вопросы.....	90
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	92
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	93
Приложение А.....	97
Приложение Б	109
Приложение В	110
Приложение Г	111

ВВЕДЕНИЕ

Винтовые насосы уже более 30 лет успешно применяются по всему миру для добычи тяжелой и легкой нефти, метана из угольных пластов, а также перекачивания вязких, абразивных и деликатных жидкостей. Эффективность и ресурс винтового насоса во многом зависят от правильности его подбора. Разные эластомеры, профили насоса, погружное и наземное оборудование применяются в зависимости от добываемой жидкости и условий эксплуатации: вязкость и температура жидкости, содержание механические примесей и/или газа, наличие ароматических соединений, интенсивность набора кривизны ствола скважины, давление в пласте, ожидаемый суточный объем добычи и другие параметры.

В условиях падающей добычи, высокой вязкости добываемого флюида, значительного содержания механических примесей, аномально высоких или низких цифр пластового давления при постоянно увеличивающемся влиянии осложняющих факторов на работу установок механизированной добычи нефти осложняет добычу нефти и снижается эффективность использования установок электроцентробежного насоса.

Для осложненных условий эксплуатации скважин одним из наиболее эффективных способов механизированной добычи нефти является использование установок винтовых насосов, которые полностью или частично обеспечивают решение проблем добычи нефти в большинстве случаев осложненного фонда скважин. Также винтовые насосы хорошо подходят для обезвоживания скважин в угольных пластах.

1 Общие сведения о скважинных винтовых насосах

1.1 Область применения и классификация винтовых насосных установок

Винтовые насосы имеют давнюю историю, берущую начало еще с древней цивилизации Месопотамии. Примерно за 250 лет до нашей эры великий греческий ученый Архимед изобрел водоподъемную машину, вошедшую в историю как Архимедов винт (рисунок 1), действие которого основывается на использовании силы тяжести и свойствах винтовой поверхности.

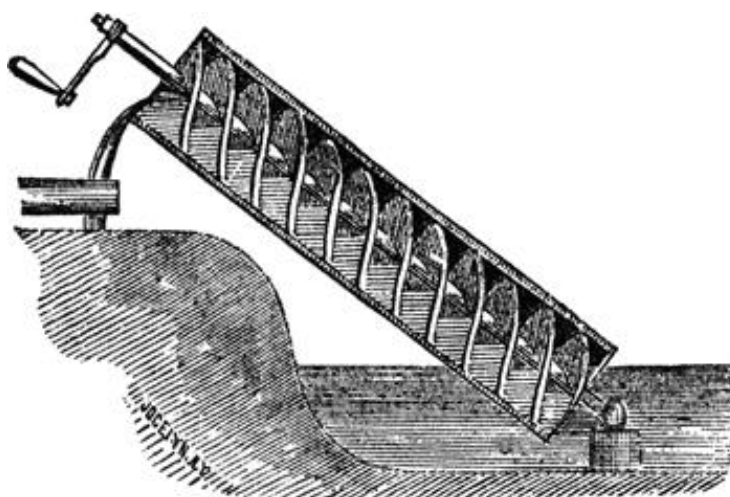


Рисунок 1 – Архимедов винт [4]

Только спустя два тысячелетия идея Архимедова винта была преобразована в объемный насос. В конце 1920-х годов Рене Муано разработал концепцию насосов с косозубыми шестернями. К одним из них относится винтовой насос, или насос Муано, который в 1936 году впервые был введен в практику.

Винтовой насос – это устройство, в котором образование напора нагнетаемой жидкости происходит благодаря вытеснению жидкости винтовыми роторами, выполненными из металла, вращающимися вокруг статора определенной формы [4].

Винтовой насос нашел широкое применение во многих отраслях

промышленности: химической, угольной, пищевой, металлообрабатывающей, а также в горном деле, в бумажно-текстильной, табачной промышленности, в водном хозяйстве, при переработке отходов и в нефтяной промышленности.

В 80-е годы XX века установки электровинтовых насосов начали применяться для добычи нефти из скважин в Канаде и Южной Америке, после чего постепенно распространились по всему миру. Это связано с ростом объема добычи нефти, осложнением условий эксплуатации месторождений (увеличением доли механизированного способа добычи, снижением среднего дебита скважин, увеличением вязкости пластовой жидкости, а также содержания в ней газа и механических примесей).

В России технология добычи нефти с помощью винтовых насосов не имеет широкого применения, когда как в Канаде и Южной Америке доля винтовых насосов в механизированной добыче достигает 40 %. И этому есть несколько причин. Основным сдерживающим фактором является недостаток информации о данной технологии, оборудовании и условиях его применения. Нефтедобывающие компании при решении проблем, возникающих при добыче нефти с высоким содержанием механических примесей, не задумываясь, прибегают к использованию винтовых насосов. Такой подход объясняется тем, что у большинства компаний еще нет полного и ясного понимания принципов, на которых основана технология. Так, узнав, что с помощью винтовых насосов может добываться пластовая жидкость с содержанием песка до 80 %, многие ограничиваются только этой информацией и заказывают оборудование, не принимая во внимание, что винтовой насос – это основная, но все-таки одна из частей целой технологической системы. Остальную часть составляет вспомогательное оборудование: гидравлические приводы, подогреваемые емкости, установки по промывке скважин, танкеры, передвижные вакуумные установки и насосно-компрессорные трубы.

Отрицательный опыт во многом обусловлен неправильным подбором

винтовой насосной системы. На рисунке 2 представлена классификация винтовых насосных установок для добычи нефти.



Рисунок 2 – Классификация винтовых насосных установок для добычи нефти [1]

Основные преимущества винтовых насосов перед другими насосными системами для механизированной добычи состоят в низких эксплуатационных затратах, простоте эксплуатации, высокой гибкости режимов добычи в изменяющихся условиях эксплуатации и притока скважины, а также в способности справляться со «сложными» жидкостями (высокое газосодержание, вязкие и абразивсодержащие жидкости).

.Благодаря этим преимуществам, за последние три десятилетия системы объемных винтовых насосов стали распространенным способом механизированной добычи: на данный момент около 80 тыс. скважин по всему миру оснащены установки винтового насоса. С 90-х годов прошлого века и до настоящего времени винтовой насос чаще всего применяется в Канаде для добычи холодной тяжелой нефти с механическими примесями. Также они применяются с целью осушения газовых скважин, в том числе при добыче метана из угольных пластов, в качестве способа механизированной добычи используются именно установки винтовых насосов.

Как показывает промысловый опыт, установки винтовых насосов следует внедрять преимущественно в таких районах, где эксплуатация другого оборудования малоэффективна или совсем невозможна. Это в основном относится к месторождениям со сложными условиями эксплуатации, такими, например, как с вязкой нефтью, с большим содержанием газа при высоком давлении насыщения, с низким коэффициентом продуктивности и др [1].

1.2 Устройство и принцип действия винтового насоса

Промышленный опыт эксплуатации насосов показал, что винтовые насосы являются одним из наиболее эффективных средств механизированной добычи высоковязких нефтей. Помимо этого может откачивать поступающие из пласта флюиды, содержащие песок и частицы абразивных материалов, и обычно не забивается механическими примесями.

Среди основных характеристик винтовых насосов выделяют:

- рабочую глубину по вертикали;
- дебит;
- температуру продукта;
- плотность жидкости;
- кривизну ствола скважины.

Работа насоса характеризуется следующими параметрами [3]:

- производительность, то есть количество жидкости, подаваемой насосом через напорный патрубок в единицу времени ($\text{м}^3/\text{час}$);
- давление, то есть сила, отнесенная на единицу площади (бар, м.в.ст., МПа);
- напор, который является высотой столба жидкости, создаваемой насосом, прямопропорциональной давлению (м);
- мощность насоса, то есть мощность, потребляемая насосом, подводимая на вал насоса от двигателя и приблизительно равная мощности электродвигателя (кВт);
- число оборотов рабочего колеса насоса в единицу времени (об/мин).

Принята следующая структура условного обозначения установок:

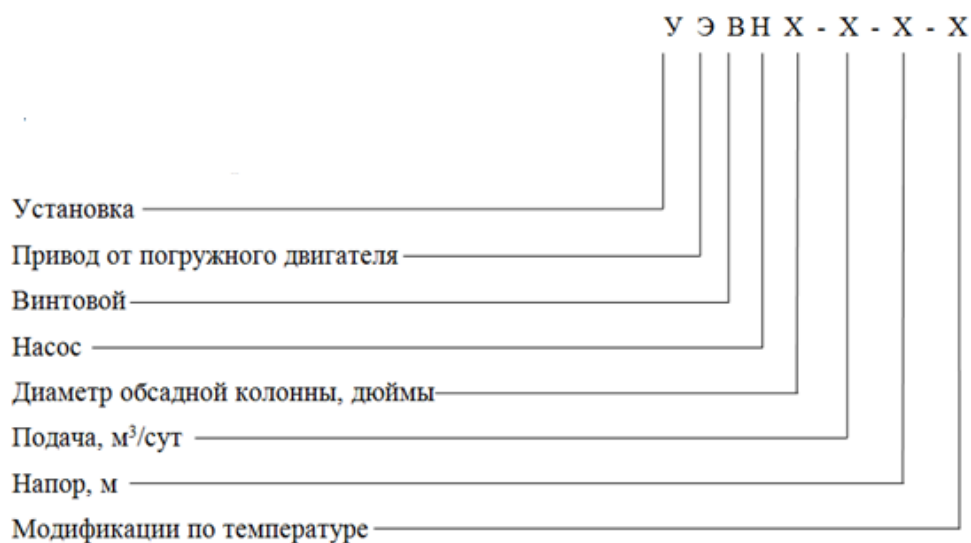


Рисунок 3 – структура условного обозначения винтового насоса [3]

Винтовой насос подвешивается в скважине на насосно-компрессорных трубах вместе с протектором, электродвигателем и токоподводящим кабелем. В состав каждой установки винтового насоса входит оборудование, обозначенное на рисунке 4.

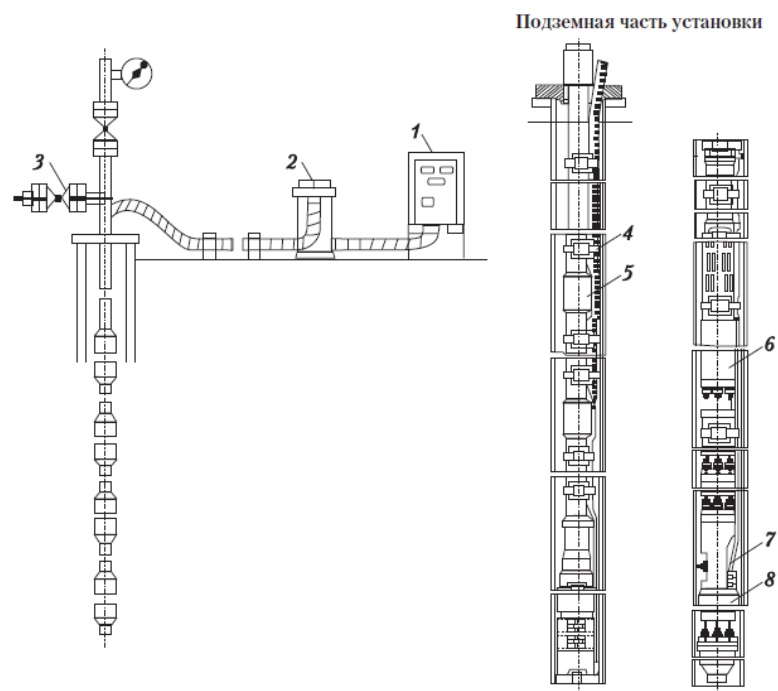


Рисунок 4 – Общий вид винтового насоса с погружным двигателем [1]

В составе каждой установки винтового насоса есть:

- 1 – станция управления;
- 2 – трансформатор;
- 3 – оборудование устья;
- 4 – хомуты;
- 5 – НКТ;
- 6 – насос;
- 7 – кабельная линия;
- 8 – электродвигатель с гидрозащитой.

1. Станция управления, которая предназначена для работы в комплектных приводах погружных винтовых насосов для управления электродвигателем. Станция управления осуществляет следующие действия:

- управление двигателем (плавный пуск, остановка, изменение скорости и направления вращения);
- автоматическое изменение оборотов двигателя при изменении давления на приеме насоса;
- выполнение команд оператора;

- отображение информации по основным параметрам работы двигателя и станции управления;
- регистрацию, обработку и накопление информации;
- защиту электродвигателя и станции управления;
- защиту от несанкционированного доступа к изменению установок работы станции управления.

2. Трансформатор типа ТМПН, который необходим для компенсации падения напряжения в кабеле, подводящем ток к электродвигателю. Имеет масляное охлаждение, используется для работы на открытом воздухе. На высокой стороне напряжения обмоток трансформаторов имеются переключения для подачи оптимального напряжения на электродвигатель в зависимости от длины кабеля, загрузки электродвигателя и напряжения сети. Трансформатор состоит из магнитопровода, обмоток высокого и низкого напряжения, бака, крышки с вводами. Бак трансформатора заполняется трансформаторным маслом, имеющим пробивное напряжение не ниже 40кВт.

3. Клапаны сбивной и обратный. Обратный предназначен для опрессовки колонны насосно-компрессорных труб, герметизации трубного лифта при проведении ремонтных и аварийных работ. Клапан сливной служит для слива жидкости из колонны насосно-компрессорных труб при демонтаже установки.

4. Кабельная линия, которая применяется для подвода электроэнергии к электродвигателю и данных телеметрии установки погружного насоса, состоящая из основного питающего кабеля и сращенного с ним удлинителя с муфтой кабельного ввода, обеспечивающей герметическое присоединение кабельной линии к электродвигателю.

5. Винтовой насос состоит из двух основных частей: движущегося стального ротора в виде простой спирали и неподвижного статора в виде двойной спирали из эластомерного материала. Между ротором и статором формируется ряд герметичных полостей. По мере вращения ротора полости

перемещаются, что приводит к проталкиванию жидкости снизу вверх.

6. Узел разгрузки, использующийся для компенсации осевой и радиальной нагрузки, возникающей при работе скважинного одновинтового насоса с погружным приводом. Узел крепится между винтовым насосом и гидрозащитой электродвигателя, передавая крутящий момент от двигателя к ротору винтового насоса.

7. Гидрозащита, которая необходима для:

- защиты внутренней полости двигателя от попадания пластовой жидкости и предотвращения утечки масла при передаче крутящего момента от вала электродвигателя к валу узла разгрузки;
- компенсации тепловых изменений объема масла при работе электродвигателя и его остановках;
- выравнивания давления во внутренней полости двигателя с давлением пластовой жидкости в скважине;
- отвода газа из внутренней полости двигателя в затрубное пространство через клапаны, установленные в гидрозащите.

8. Электродвигатель представляет электромашину, перестраивающую электрическую энергию в механическую. Обычно электрическая машина реализует механическую работу благодаря потреблению приложенной к ней электроэнергии, преобразовывающейся во вращательное движение.

Винтовые насосы могут быть с несколькими или с одним винтом. Для перекачивания нефти используются одновинтовые насосы. Установки винтовых насосов состоят из двух основных узлов — ротора и статора (рисунок 5).



Рисунок 5 – Винтовой насос [5]

1 – ротор; 2 – статор; 3 – посадочный патрубок

На рисунке 6 показан общий вид винтового насоса.

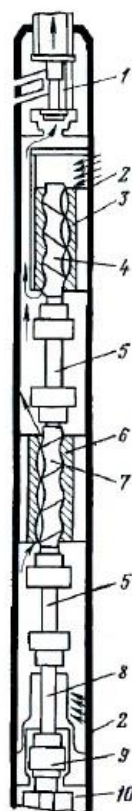


Рисунок 6 – Схема винтового скважинного насоса [10]

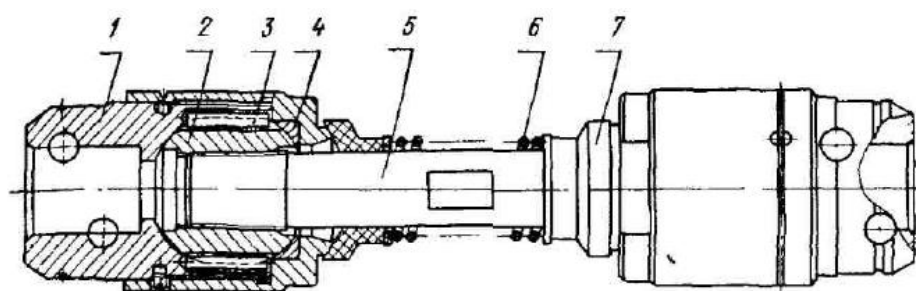
Винтовой скважинный насос имеет два рабочих винта 4 и 7 и две обоймы 3 и 6. Прием жидкости из скважины ведется через две фильтрующие сетки 2. Нагнетаемая жидкость поступает в полость между винтами и за обоймой 3 проходит к предохранительному клапану 1 и далее в насосно-компрессорные трубы. Насос приводится от двигателя через протектор 10, пусковую муфту 9 и вал 8. Шарнирные муфты 5 позволяют осям винтов вращаться по окружности с радиусом, равным эксцентриситету. Осевые усилия от двух винтов приложены к муфте, расположенной между ними, и взаимно компенсируются.

В погружных винтовых насосах применяется ряд специфических узлов и деталей – пусковая и эксцентриковая муфты, предохранительный клапан, шламовая труба.

Пусковая муфта служит для соединения, вала протектора с валом насоса при вращении двигателя с рабочим числом оборотов и разъединения

их в момент запуска электродвигателя, когда развиваемый им крутящий момент мал. Таким образом, обеспечивается максимальный крутящийся момент по валу насоса при его пуске. Помимо этого пусковая муфта не позволяет при обесточивании двигателя вращаться валу насоса в противоположную сторону. При аварийном выходе из строя насоса пусковая муфта отключает вал протектора от вала насоса.

Необходимость установки эксцентриковой муфты обусловлена особенностями кинематики насоса. Помимо того, что винт вращается вокруг собственной оси, одновременно происходит вращение оси винта, причем направления этих движений противоположны. Эксцентриковые муфты устанавливаются между валом протектора и винтом и между винтами. Муфта (рисунок 7) состоит из двух шарнирных узлов, соединенных резьбовым валиком 5. Вращение в муфте передается через ролики 3, расположенные в специальных гнездах поводка 2 и корпуса 1. Осевая сила воспринимается поводком и сферической шайбой 4. Резиновые манжеты 7 и пружина 6 сохраняют смазку в шарнирном узле и защищают его от механических примесей. Шарнирность узла обеспечивается сферическими опорными поверхностями поводка и шайбы и зазором между роликами и соответствующими отверстиями в корпусе и поводке.



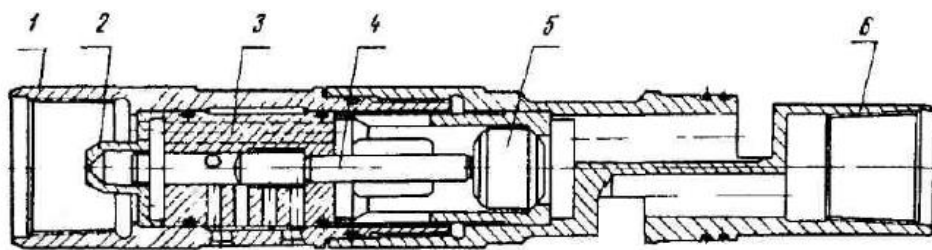
1 – корпус; 2 – поводок; 3 – ролики; 4 – сферическая шайба;
5 – валик; 6 – пружина; 7 – уплотняющая манжета

Рисунок 7 – Эксцентриковая муфта [10]

Шламовая труба защищает насос от механических примесей, выпадающих из колонны труб, заполненных жидкостью, при остановке насоса. Корпусные детали составляют трубчатый корпус насоса. Рабочие

органы насоса — обоймы в комплекте с рабочими винтами. Внутренняя поверхность обоймы выполнена из твердой маслобензостойкой резины и имеет двухзаходную винтовую поверхность с шагом в 2 раза большим, чем шаг винта, причем направление спирали одной обоймы — левое, а другой — правое. Вследствие разных направлений спирали на обоймах и соответственно на винтах обеспечивается гидравлическая разгрузка насоса. Для насосов с подачей до 25 м³/сутки винты изготавливают из стали, а для насосов с подачей до 200 м³/сутки — из титанового сплава. Это позволяет уменьшить массу винта, что способствует снижению вибрация насоса.

Предохранительный клапан расположен в верхней части насоса (рис. 8).



1, 6 — корпусная деталь, 2 — амортизатор,
3 — корпус золотника, 4 — золотник, 5 — поршень

Рисунок 8 – Предохранительный клапан [10]

Клапан состоит из корпуса золотника 3, золотника 4, поршня 5, амортизатора 2 и корпусных деталей 1 и 6. Клапан обеспечивает технологические и эксплуатационные операции по обслуживанию и монтажу насоса. Основные функции клапана: защита насоса от перегрузки в случае повышенного давления в напорной линии; обеспечение слива и залива колонны труб при спуско-подъемных операциях; перепуск жидкости из напорной линии обратно в скважину или при недостаточном притоке жидкости из пласта в скважину, или при содержании в жидкости большого количества газа; предотвращение обратного потока откачиваемой жидкости из труб через рабочие органы при остановках насоса.

На рисунке 9 показаны три промежуточных положения клапана при

эксплуатации насоса:

- заполнение жидкостью колонны труб и слив жидкости при спуске и подъеме установки (рисунок 9а);
- подача жидкости на поверхность при работающей установке (рисунок 9б);
- сброс жидкости при недостаточном притоке жидкости или большом газовом факторе обратно в скважину (рисунок 9в).

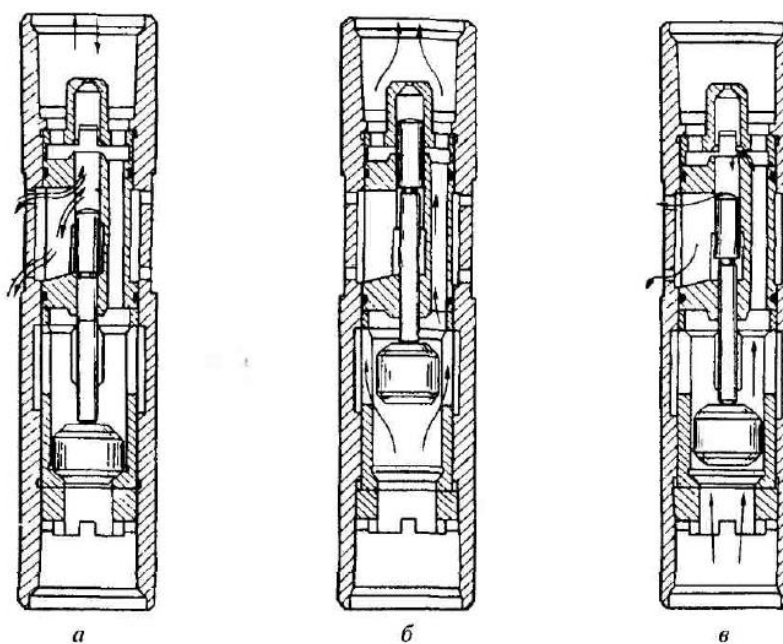


Рисунок 9 – Схема работы предохранительного клапана [10]

Винтовые насосы относятся к объемным насосам. Как было, сказано ранее состоят из двух основных узлов — ротора и статора. Геометрия этой пары такова, что они образуют две или более линзовидные замкнутые полости, расположенные по спирали и отделенные друг от друга. На рисунке 10 показан насос в разрезе; хорошо видно полости с перекачиваемым флюидом при работе насоса.

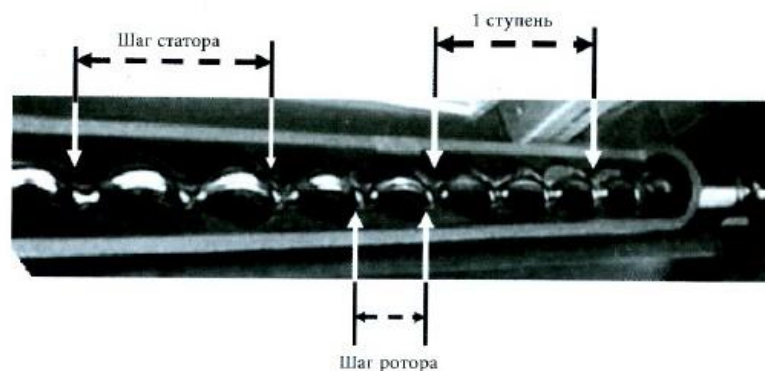


Рисунок 10 – Геометрия ротора и статора винтового насоса [5]

Между ротором и статором формируется ряд герметичных полостей. По мере вращения ротора полости перемещаются, что приводит к проталкиванию жидкости снизу вверх (рисунок 11).

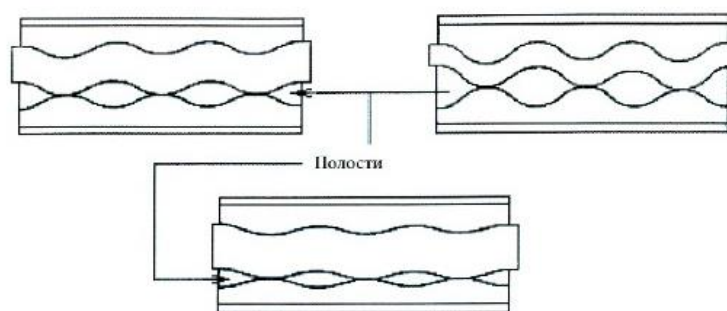


Рисунок 11 – Цикл работы винтового насоса [4]

Для увеличения долговечности насоса и прежде всего винта и обоймы, работающих в условиях абразивного изнашивания, сочетающегося с коррозионным воздействием перекачиваемой жидкости, их изготавливают: винт из стали с покрытием хромом, обойму – из маслостермостойкой резины с высоким сопротивлением абразивному изнашиванию.

Коэффициент полезного действия насосов находится в пределах 0,4-0,7. При этом с увеличением вязкости перекачиваемой жидкости коэффициент полезного действия насоса не уменьшается так, как например, у центробежных насосов.

1.3 Современный обзор использования установок винтового насоса

В сложившихся рыночных условиях, в частности при установившихся низких ценах на нефть, на первый план выходят вопросы повышения эффективности механизированной добычи нефти и снижения общих затрат на подъем углеводородного сырья. Снижение затрат может предполагать оптимизацию режимов работы насосов, повышение энергоэффективности и устранение преждевременных отказов погружного оборудования.

В настоящее время в результате ввода новых скважин в зонах расположения пластов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами и краевых зонах постоянно увеличивается малодебитный фонд скважин, для эксплуатации которых необходимо применять специальное оборудование. Наряду с этим отмечается нехватка надежных малопроизводительных установок (как штанговых, так и центробежных насосов), способных работать в осложненных условиях в постоянном режиме при дебитах жидкости 35 м³/суток и меньше. В этой связи малодебитные скважины приходится спускать высокопроизводительное погружное оборудование, что приводит к росту фонда скважин, эксплуатируемых в периодическом режиме.

Для решения проблем, возникающих при эксплуатации малодебитного фонда, компании проводят опытно-промысловые испытания электровинтовых насосов.

Начиная с 2015 года на малодебитном фонде скважин ООО «РН-Юганскнефтегаз» проводятся опытно-промысловые испытания насосных установок различных видов и типоразмеров, в том числе винтовых насосов, низкопроизводительных установок электроцентробежного насоса, штанговых глубинных насосов с наземным приводом, погружных установок электроцентробежного насоса с расширенным диапазоном подач, плунжерных насосов с линейным приводом и вихревых насосов.

По итогам проведенных испытаний винтовых насосов разных компаний-производителей успешными были признаны только одни опытно-промышленные испытания – винтового насоса серии ЭОВНБК5 производительностью 6 и 20 м³/сут производства ООО «ПК «Борец». В настоящий момент продолжается тиражирование данного оборудования: в 2015 и 2016 годы были внедрены по 50 комплектов электроцентробежных насосов, еще 12 комплектов были внедрены в 2017 году.

С отрицательным результатом завершились опытно-промышленные испытания винтового насоса производства ООО «ЭЛКАМ», насосов LIFTEQ (Baker Hughes), KUDU («Шлюмберже») и винтового насоса серии УОРН92-10 (АО «Новомет-Пермь»). В первых двух случаях оборудование не прошло испытания по причине конструктивного недостатка (несовершенство эластомера), которое делает его эксплуатацию невозможной в условиях малодобитного фонда ООО «РН-Юганскнефтегаз». В свою очередь, внедрение насоса KUDU было признано экономически нецелесообразным в связи с его высокой стоимостью. Проект внедрения винтового насоса серии УОРН92-10 отклонен по причине отсутствия целевого фонда (вязкость – 5 сСт, количество взвешенных частиц не более 200 мг/л, обводненность не более 40%).

Среди текущих проектов следует назвать опытно-промышленные испытания винтового насоса серии ЭОВНБК5 (ООО «ПК «Борец») производительностью 20 м³/сут с эластомером специального исполнения, рассчитанным на эксплуатацию в скважинах с температурой пластовой жидкости до 120°С. Винтовые насосы могут использоваться в скважинах с дебитом 15 м³/сут и ниже, однако эластомеры, которыми они комплектуются, зачастую не подходят для условий эксплуатации в скважинах ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Эксплуатация малодобитного фонда скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, сопряжена с рядом осложнений, вызванных конструктивными особенностями и размерами проточной части

как рабочих колес, так и направляющих аппаратов, термобарическими условиями эксплуатации скважин и невысоким коэффициентом полезного действия.

В нефтегазодобывающем управлении «Нижнесортимскнефть» компании ОАО Сургутнефтегаз имеется ряд осложняющих факторов при эксплуатации малодебитного фонда скважин, оборудованных установками электроцентробежного насоса, таких как:

- засорение механическими примесями, частицами породы и продуктами гидроразрыва пласта, выносимыми из пласта;
- солеобразование на рабочих органах и поверхностях глубинно-насосного оборудования в результате эксплуатации в левой зоне напорно-расходных характеристик и влияния термобарических условий;
- рост интенсивности образования асфальтосмолопарафиновых отложений на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб в связи с низкой скоростью подъема жидкости;
- повышение газосодержания на приеме насоса в результате снижения забойного давления до уровня или ниже давления насыщения (уменьшения столба жидкости на приеме насоса), что приводит к перегреву погружного кабеля, отложению солей и к постоянным остановкам по причине срыва подачи.

Для решения проблем, связанных с эксплуатацией малодебитного фонда, в нефтегазодобывающем управлении «Нижнесортимскнефть» под контролем производственного отдела ОАО «Сургутнефтегаз» проводились работы по подбору и внедрению погружного оборудования, испытанию различных типов насосов, а также профилактические работы с применением различных ингибиторов.

Затем на фонде скважин с осложненными условиями эксплуатации проводились опытно-промышленные испытания электроодносекционных винтовых насосов (ЭОВН). Использование насосов в комплектации с вентильным электродвигателем (ВЭД) позволило выводить установки на

постоянный режим с регулировкой подачи от 3 до 20 м³/сут, а также изменять частоту вращения ротора двигателя без потери напора. Глубина спуска электроодносекционных винтовых насосов составила 2100-2200 м.

Меньшие габаритные размеры электроодносекционных винтовых насосов по сравнению с установками электроцентробежного насоса позволяют использовать их в наклонно-направленных и искривленных скважинах. Удельный расход электроэнергии винтового насоса на 19% ниже расхода установками электроцентробежного насоса, работающих в периодическом режиме эксплуатации, что достигается за счет более высокого коэффициента полезного действия и более низких значений пускового и рабочего токов винтового насоса (рисунок 12).

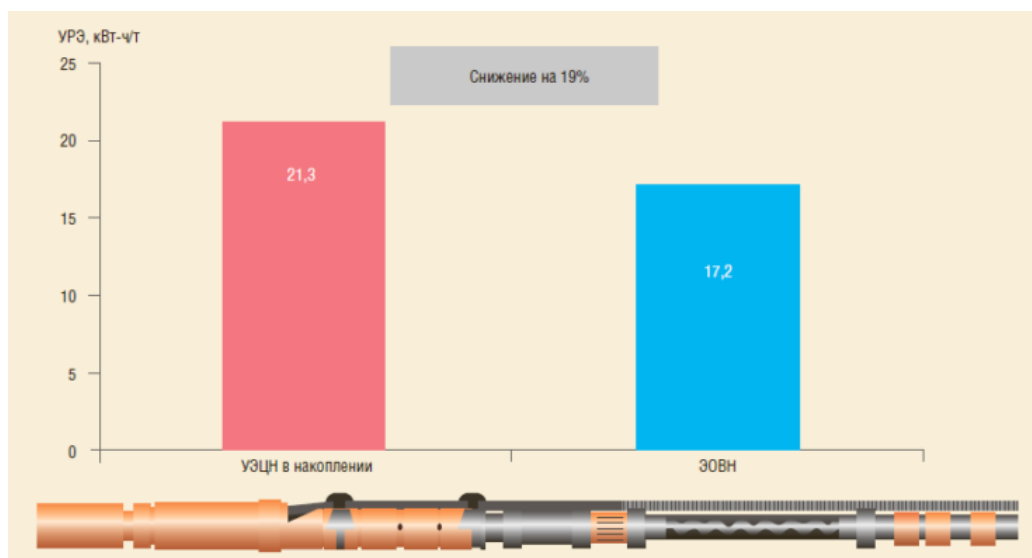


Рисунок 12 – Сравнение удельного расхода электроэнергии установок электроцентробежного насоса в накоплении и электроодносекционных винтовых насосов [6]

Вместе с тем, по результатам опытно-промышленных испытаний выявлена низкая конструктивная надежность винтовых насосов, связанная с разрушением и разбуханием эластомера статора. Этим обусловлена низкая наработка на отказ электроодносекционных винтовых насосов, составившая всего 115 суток.

Рост малодобитного и периодического фондов скважин на месторождениях нефтегазодобывающего управления «Талаканнефть»,

прежде всего, обусловлен вовлечением в разработку зон с низкими коллекторскими свойствами пластов и отсутствием компенсации отборов из-за несформированной системы поддержания пластового давления. Рост данных фондов также связан с постепенным снижением коэффициента продуктивности скважин, достигнутого при освоении после бурения, либо изначальным недостижением вводимыми из бурения скважинами проектной продуктивности.

В настоящее время 17% скважин фонда работают со сверхнормативным удельным потреблением электроэнергии. Наибольшую часть этой категории фонда (34%) составляют скважины, оснащенные ЭЦН-15 (коэффициент полезного действия ступени 24%), работающие в постоянном и периодическом режимах (рисунок 13, рисунок 14).

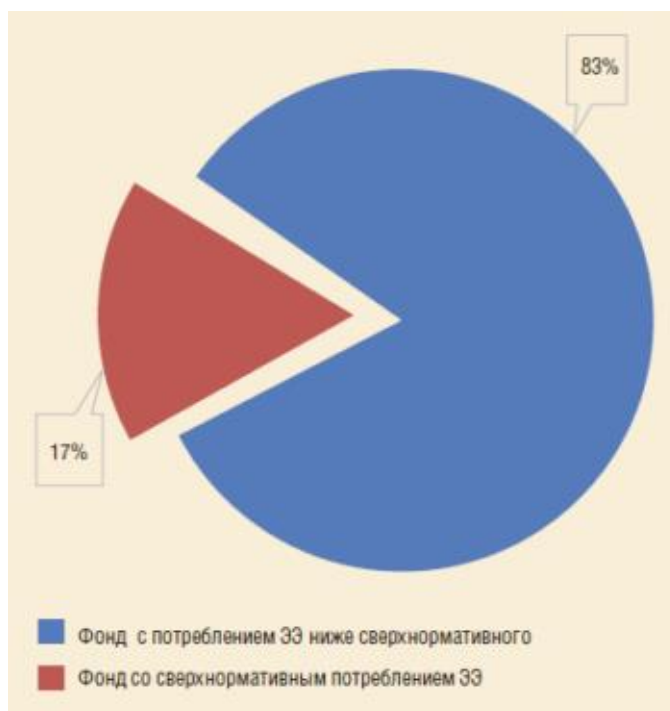


Рисунок 13 – Структура фонда установок электроцентрового насоса по энергопотреблению [6]



Рисунок 14– Структура фонда электроцентробежных насосов нефтегазодобывающего управления «Талаканнефть» со сверхнормативным потреблением электроэнергии на добычу жидкости [6]

Маркировка одновинтовых насосных установок, поставляемых в нефтегазодобывающее управление «Талаканнефть», отличается от распространенной системы обозначения установок электроцентробежного насоса. Вместо оптимального напора используется максимальный динамический напор, соответствующий максимальному давлению, которое может развить насосная пара в скважинных условиях. Так, например, маркировка установки ЭОВНБ 5-10-2000 означает, что ее максимальный динамический напор составляет около 2000 м при производительности 10 м³/сутки. При этом зона работы с оптимальным коэффициентом полезного действия насоса находится в пределах от 1000 до 1600 м, то есть оптимальный напор будет составлять также около 1300 м, а производительность – около 15 м³/сут, что соответствует ЭЦНД 5-15-1300.

Одновинтовые насосные агрегаты отличаются от установок электроцентробежного насоса как типом привода, так и типом насоса (рисунок 15). В качестве привода используется низкоскоростной вентильный

электродвигатель (ВЭД) с рекомендуемым диапазоном частоты вращения ротора от 350 до 750 об/мин при технически реализованном диапазоне от 250 до 1000 об/мин. В качестве насоса используется рабочая пара «резинометаллическая обойма – металлический винт», коэффициент полезного действия которой (в зависимости от типоразмера) находится в пределах от 40 до 44%.

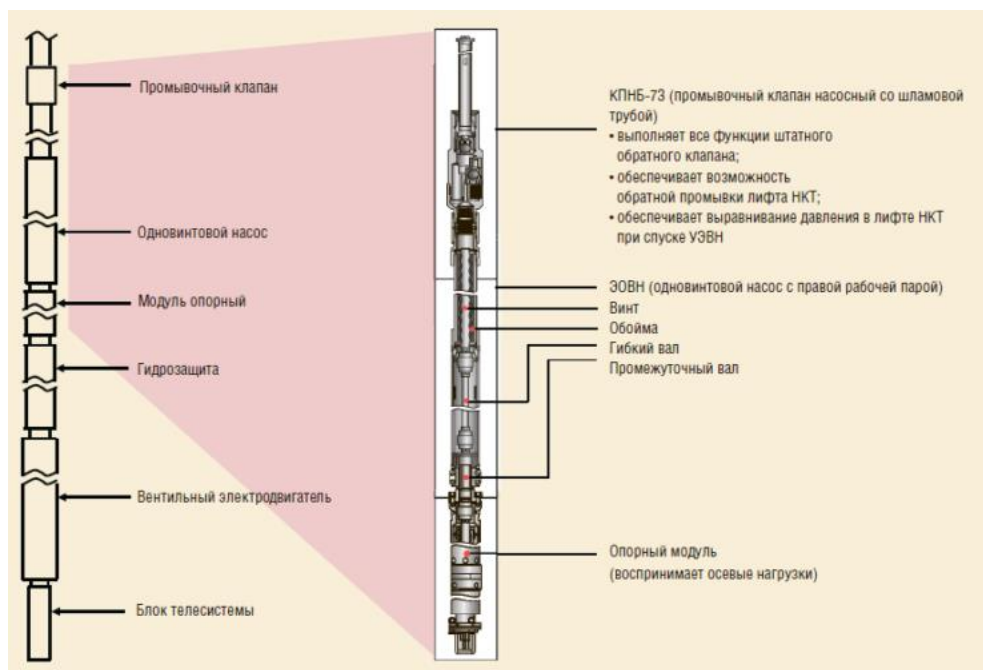


Рисунок 15 – Схема конструкции и устройство основных узлов одновинтовой насосной установки на основе низкоскоростного вентильного привода производства ООО ПК «Борец» [6]

В нефтегазодобывающем управлении «Талаканнефть» поставляются установки с винтами производства компании Kaeschele из стали с износостойким покрытием и обоймой из высоконитрилового каучука с маслобензостойкими и износостойкими характеристиками, рассчитанные на максимальную температуру откачиваемой жидкости 80°C (таблица 1).

Таблица 1 – Технические характеристики установок электровинтового насоса с низкоскоростным вентильным двигателем [6]

Параметры	Значения
Максимальная плотность жидкости, кг/м ³	1400
Максимальная температура перекачиваемой жидкости, °С	80
Диапазон регулирования частоты, об/мин	350-1000
Максимальная вязкость пластовой жидкости, сСт	800
Максимальное объемное содержание свободного газа на приеме насоса, %	50
Максимальная массовая концентрация твердых частиц содержание, мг/л	600
Твердость частиц мехпримесей, баллов по Моосу	5

На данный момент с помощью установок электровинтового насоса эксплуатируются всего 22 скважины, из них пять установками ЭОВН 5-10-2000 и 17 – установками ЭОВН 5-6-2000 (рисунок 16). Такой малочисленный парк оборудования объясняется тем, что внедрение в основном проводилось после оценки производительности при продолжительной эксплуатации скважин в условиях сформированной закачки. Установки внедрялись преимущественно для сокращения периодического фонда скважин.

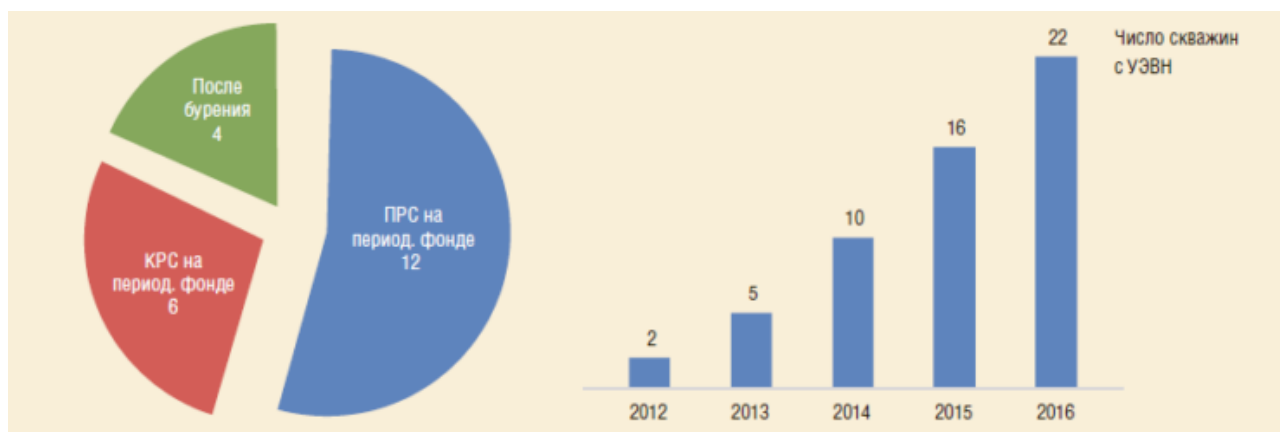


Рисунок 16 – Причины внедрения и динамика роста фонда скважин с установками электровинтового насоса [6]

Средняя текущая наработка спущенных в скважины установок электровинтового насоса составляет 435 суток при минимальной наработке 10 суток, а максимальной – 1185 суток (рисунок 17).



Рисунок 17 – Текущая наработка установок электровинтового насоса [6]

На рисунке 18 представлена статистика отказов одновинтовых компоновок. Один отказ установки ЭОВН 510-2000 с наработкой 762 сут произошел по причине отсутствия циркуляции вследствие интенсивных солеотложений (галиты) в лифте насосно-компрессорных труб.



Рисунок 18 – Причины отказов и наработка установок электровинтового насоса [6]

Еще два отказа – из-за отсутствия подачи в установках ЭОВН 5-6-2000 (наработка 15 суток) и ЭОВН 510-2000 (наработка 44 суток) по причине отказа рабочей пары эластомер-винт. В одном из случаев подача отсутствовала сразу после спуска, в другом – был получен отказ по причине нарушения технологии эксплуатации.

Шесть отказов произошли из-за нарушения изоляции (R-0) вентильного электродвигателя на одной установке ЭОВН 5-6-2000 (наработка 202 суток) и на пяти установках ЭОВН 5-102000 (средняя

наработка 85 суток). Данные отказы не были связаны с нарушением технологии эксплуатации. В условиях сложной логистики и отсутствия специализированного оборудования в Восточной Сибири детально причина снижения сопротивления изоляции вентильного электродвигателя после отказа по месту не выявлялась, оборудование было отправлено для разбора на базу производственного обслуживания электропогружных установок в Западной Сибири. Следует отметить, что все установки работали в условиях пластовых температур 12-16°C.

К наиболее актуальным для нефтегазодобывающего управления «Талаканнефть» технологическим и эксплуатационным преимуществам насосных агрегатов с вентильным приводом можно отнести:

1. энергоэффективность (в среднем удельный расход электроэнергии при внедрении установок был снижен на 15 кВт-ч/т, или 57%);

2. возможность удаленного регулирования подачи и смены режимов работы установки с помощью контроллера «АРГУС» станции управления производства ООО ПК «Борец», в котором используется интерфейс RS-485 с протоколом Modbus-RTU.

Из недостатков можно отметить следующее:

1. стоимость установки электровинтового насоса примерно в два раза выше стоимости установки электроцентробежного аналогичного типоразмера;

2. при внедрении установки электровинтового насоса неоднократно происходили засорение и отказ промывочного клапана КПНБ-73. Установки приходилось поднимать по причине отсутствия подачи и исключать из компоновки оборудования промывочный клапан. После этого установка спускалась обратно и успешно запускалась в работу. В связи с этим вместо клапана КПНБ-73 в компоновку низа установки винтового насоса было принято решение устанавливать обратный клапан КОШ-73 и клапан фонтанирования КФ-73 (рисунок 19). Следовательно, необходимо

дополнительно повысить надежность оборудования, в том числе за счет комплектации более надежным промывочным клапаном;

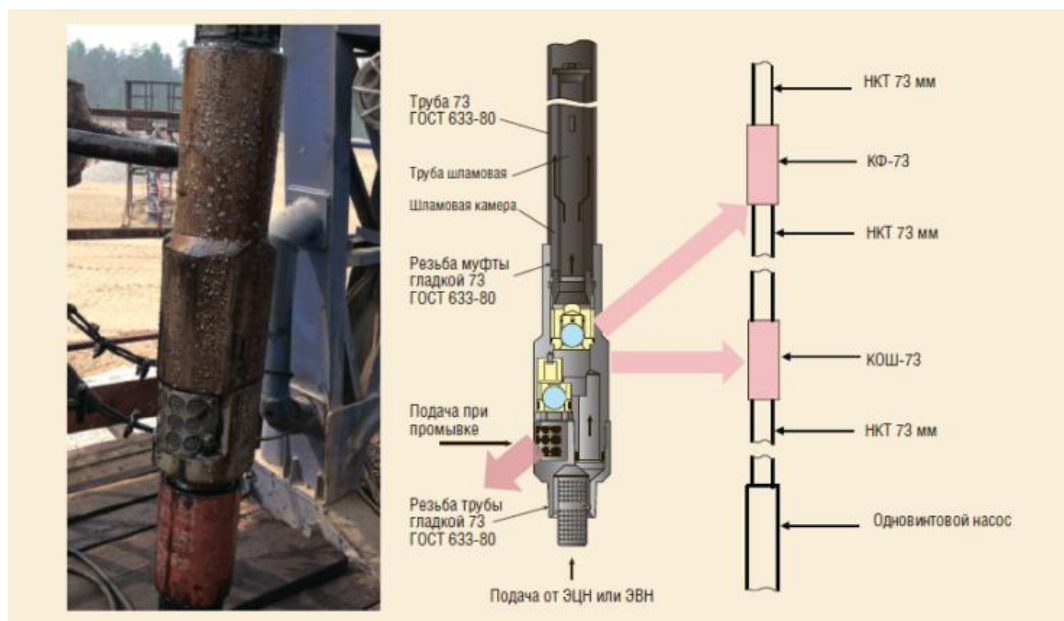


Рисунок 19 – Внедрение обратного клапана и клапана фонтанирования вместо КПНБ [6]

3. невозможность проведения ремонта ЭВН силами ЦБПО ЭПУ ОАО «Сургутнефтегаз». Допуск «зазор-натяг» для каждой винтовой пары индивидуален и подбирается заводом-изготовителем [6].

В ходе эксплуатации одновинтовых насосных установок с низкоскоростным вентильным приводом в нефтегазодобывающем управлении «Талаканнефть» удалось подтвердить их высокую энергоэффективность. Фонд, оснащенный данным оборудованием, будет планомерно увеличиваться. В первую очередь, установки будут использоваться для сокращения числа скважин, эксплуатирующихся в периодическом режиме, и установок электроцентробежного насоса работающих со сверхнормативным потреблением электроэнергии, а также введенных после бурения скважинах с подтвержденным притоком в диапазоне от 6 до 12 м³/сутки.

Таким образом, благодаря низкой частоте вращения при стабильном высоком моменте можно экономить электроэнергию и повышать ресурс установок погружных винтовых насосов.

Среди недостатков установок винтовых насосов следует отметить и относительно низкие показатели по наработке на отказ. Такая ситуация связана с более жесткими условиями, в которых эксплуатируются винтовые насосы. Кроме того, «слабым звеном» винтового насоса является эластомер, разрушение которого чаще всего становится причиной отказа установки.

2 Характерные причины эксплуатационных проблем при эксплуатации винтовыми насосами

2.1 Подбор типоразмера установки электровинтового насоса

Подбор типоразмера установки винтового насоса включает определение: модели насоса, в том числе типа эластомера, частоты вращения ротора, глубины установки насоса, требуемой мощности и модели привода, и требует следующих исходных данных [1]:

- данные о конструкции скважины: общая свободная глубина перфорации, диаметр обсадной колонны и насосно-компрессорных труб, наличие пакера и (или) хвостовика, данные инклинометрии, если скважина искривленная или наклонная;

- промысловые данные: статический уровень жидкости в скважине, давление на устье, статическое забойное давление, динамический уровень или динамическое пластовое давление для заданной подачи, коэффициент продуктивности скважины, необходимая подача насоса, температура на забое и устье скважины;

- данные о продукции скважины: удельная плотность нефти, давление насыщения нефти, газовый фактор, обводненность продукции, вязкость жидкости при заданной температуре, содержание H_2S и (или) CO_2 , ароматических соединений, песка.

Данные о скважине, перечисленные выше, не всегда требуются в полном объеме. Поскольку статический и динамический уровни, подача и коэффициент продуктивности не являются независимыми параметрами и связаны между собой, достаточно знать три из них, чтобы определить четвертый. При высокой обводненности продукция скважины имеет низкую вязкость, которая практически не влияет на гидравлический напор, так как падение давления в насосно-компрессорных трубах незначительно. При этом нет необходимости точно определять вязкость и можно принять ее равной 1 мПа·с (вязкость воды). Аналогично можно пренебречь определением этих

параметров в случае низкой вязкости (плотности) нефти. Если вязкость продукции скважины низкая, нет необходимости в точном определении температуры. Только в случае высокой вязкости продукции температуры на забое и устье скважины могут быть критичными при определении параметров установки. При нулевом или незначительном газожидкостном факторе (значительное погружение насоса под динамический уровень жидкости в скважине, низкий газовый фактор нефти, высокая обводненность продукции) точное давление насыщения не требуется.

Независимо от того, будут ли параметры определяться «вручную» или с помощью компьютерной программы, важно убедиться, что соблюдаются надежность и совместимость данных, а также безопасность. Выбор следующих элементов имеет особое значение:

- модель винтового насоса в зависимости от напора (рекомендуется всегда выбирать модель, номинальный напор которой приблизительно на 30 % выше, чем ожидаемое давление);

- частота вращения ротора винтового насоса в зависимости от подачи (частота должна сохраняться в среднем диапазоне, предпочтительно ниже 400 мин⁻¹; при одинаковой подаче для модели насоса с большим рабочим объемом ротор должен вращаться с меньшей скоростью);

- глубина установки насоса в зависимости от газожидкостного фактора (важно обеспечить достаточное погружение, чтобы иметь запас погружения и предохранять винтовой насос от попадания свободного газа).

Определение параметров установки винтового насоса не всегда однозначно. Довольно часто возникают следующие проблемы:

- существует более, чем одна возможная конструкция; наиболее частый случай – наличие более чем одной модели насоса, отвечающей требуемым данным (оптимальная модель выбирается на основе параметров, которые влияют на срок службы насоса, в основном на основе частоты вращения, напора и наличия песка);

- исходные данные не позволяют выбрать приемлемую

конструкцию, например из-за того, что невозможно обеспечить необходимую продуктивность для требуемой подачи; слишком велик газожидкостный фактор на приеме насоса;

– высокая вязкость продукции скважины вызывает большую потерю давления в насосно-компрессорных трубах и требует чрезмерного напора насоса.

Указанные проблемы можно решить только путем изменения исходных данных, таких как заданная подача, диаметр насосно-компрессорных труб или глубина установки насоса (если она является частью исходных данных).

2.2 Влияние различных факторов на параметры и характеристики винтовых насосов

С увеличением частоты вращения ротора одновинтового насоса повышаются предельное давление, подача, полезная мощность и крутящий момент в оптимальном и экстремальном режимах [4]. Коэффициент полезного действия насоса при изменении частоты вращения ротора в допустимом диапазоне изменяется незначительно. Подача одновинтового насоса в холостом режиме пропорциональна частоте вращения ротора. Нижний предел частоты вращения ротора ограничивается нагрузочной способностью (предельным давлением) насоса. Верхний предел допустимой частоты вращения ротора ограничивается следующими факторами:

– инерционные нагрузки, обусловленные эксцентриситетом и явлением непостоянной ориентации ротора, неблагоприятно влияют на долговечность рабочих органов насоса, а также на общий уровень вибрации;

– зависимость коэффициента полезного действия одновинтового насоса от частоты вращения его ротора. При определенном натяге существует оптимальная частота вращения, соответствующая максимальному общему коэффициенту полезного действия. При дальнейшем увеличении частоты вращения ротора коэффициент полезного действия

одновинтового насоса снижается. Это обусловлено тем, что рост гидромеханических потерь в рабочих органах с увеличением частоты вращения ротора опережает снижение объемных потерь (объемный коэффициент полезного действия насоса с увеличением частоты вращения ротора возрастает);

– износ рабочих органов вследствие повышенных скоростей скольжения в винтовой паре, а также скоростей течения перекачиваемой жидкости в каналах рабочих органов. Возможный диапазон изменения частоты вращения ротора одновинтового насоса зависит от кинематического отношения рабочих органов (500–3000 мин⁻¹ для пар с кинематическим отношением 1:2 и 100–300 мин⁻¹ для многозаходных рабочих органов), а также вязкости перекачиваемой жидкости. При выборе частоты вращения ротора одновинтового насоса необходимо учитывать способ передачи вращения от двигателя: непосредственно через муфту (гибкий вал), – характеристики приводного двигателя и кинематическую схему привода, а также возможные способы регулирования скорости насосной установки.

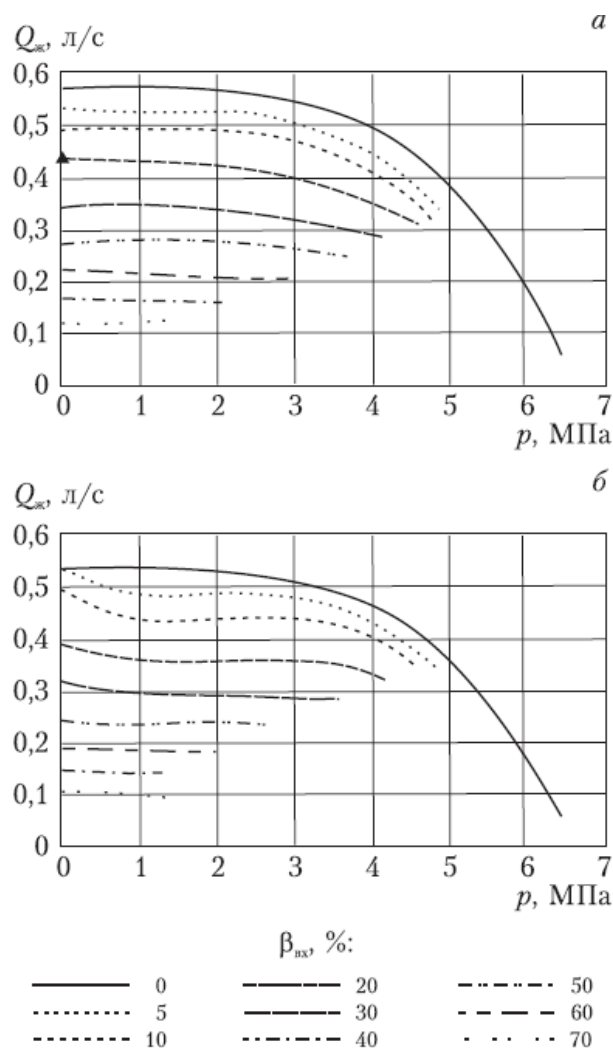
Газосодержание перекачиваемой жидкости. Объемное газосодержание на входе в насос определяется по формуле [1]:

$$\beta_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{г.вх}}}{Q_{\text{г.вх}} + Q_{\text{ж}}}, \quad (1)$$

где $Q_{\text{ж}}$, – расход жидкости на входе в насос;

$Q_{\text{г.вх}}$ – расход газа на входе в насос.

Экспериментальные характеристики расход жидкости – давление при перекачке винтовым насосом газожидкостной смеси обычно сравнивают с характеристикой насоса на воде (рисунок 20) [1].

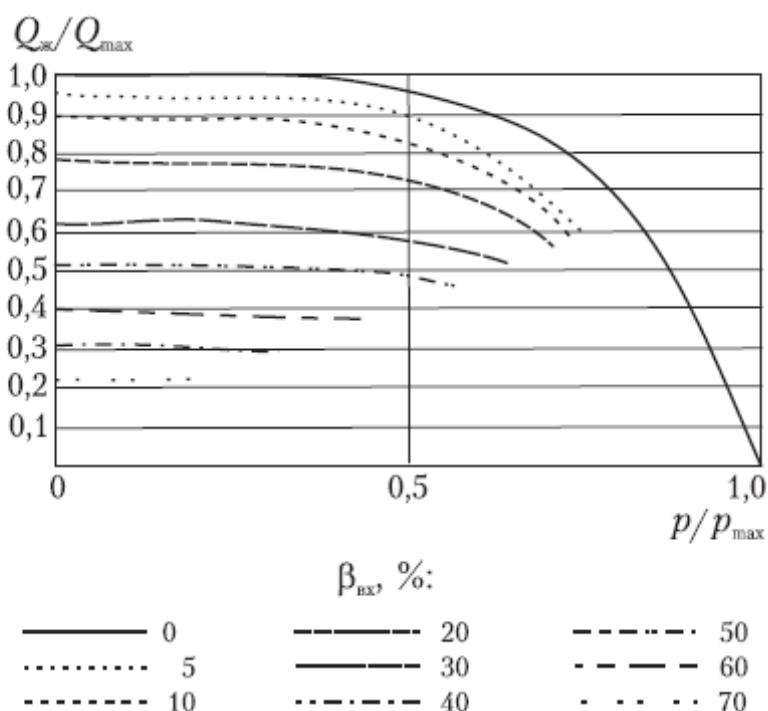


a, б – смесь соответственно
вода – воздух и вода – ПАВ – воздух

Рисунок 20 – Характеристики одновинтового насоса при различном газосодержании на входе $\beta_{вх}[1]$

Вид характеристик насоса (нелинейность, кривизна, наклон) существенно зависит от объемного газосодержания, а также типа смеси. Чем выше $\beta_{вх}$, тем ниже степень нелинейности зависимости $Q_{ж} - p$ и выше ее жесткость $dQ_{ж}/dp$, которая характеризует падение подачи при увеличении давления. При $\beta_{вх} > 40\%$ характеристики приблизительно можно считать прямолинейными. При работе на смеси с ПАВ подача насоса при низких давлениях меньше, чем на смеси вода – газ (в данном случае в среднем на 7%). При давлении более 4 МПа характеристики одновинтового насоса на обоих типах газожидкостной смеси практически совпадают. Для оценки

влияния свободного газа на характеристики $Q_{ж} - p$ последние строят в относительном (безразмерном) виде (рисунок 21) [4].



$$Q_{\max} = Q_{ж} \text{ при } p = 0, \beta_{вх} = 0;$$

$$p_{\max} = p \text{ при } Q_{ж} = 0, \beta_{вх} = 0$$

Рисунок 21 – Относительные характеристики одновинтового насоса при различном газосодержании на входе $\beta_{вх}$ (смесь вода – воздух)[1]

При содержании газа в смеси до 20 % недоподача жидкости практически соответствует объему газа на входе в винтовой насос. При $\beta_{вх} > 20 \%$ снижение подачи жидкости $Q_{ж}$ становится непропорциональным и более заметным. Например, при работе одновинтового насоса на смеси вода – газ при $\beta_{вх} = 40 \%$ фактическое снижение подачи (по сравнению с характеристикой на воде) составляет 50 %, т.е. при не учете этого обстоятельства относительная погрешность расчета составляет $[(0,6 - 0,5)/0,5]/100 = 20\%$, что может быть недопустимым при проектировании режима эксплуатации скважины. Для смеси вода – поверхностно-активные вещества – газ картина в целом аналогична, однако непропорциональное снижение подачи жидкости наблюдается уже при невысоком газосодержании

(5-7 %). Полная полезная мощность насоса (полезная мощность двухфазного нагнетания) определяется по формуле [4]:

$$N_{\Pi} = N_{\text{ж}} + N_{\text{г.из}} \quad (2)$$

где $N_{\text{ж}} = Q_{\text{ж}}p$ – полезная гидравлическая мощность винтового насоса; $N_{\text{г.из}} = Q_{\text{ж}}p_{\text{вх}} \ln \varepsilon$ – полезная мощность изотермического сжатия газа; $\varepsilon = p_{\text{вых}}/p_{\text{вх}}$ – степень повышения давления в насосе.

Экспериментально установлено, что полная полезная мощность винтового насоса максимальна при перекачке жидкости без газа (рисунок 22) [4].

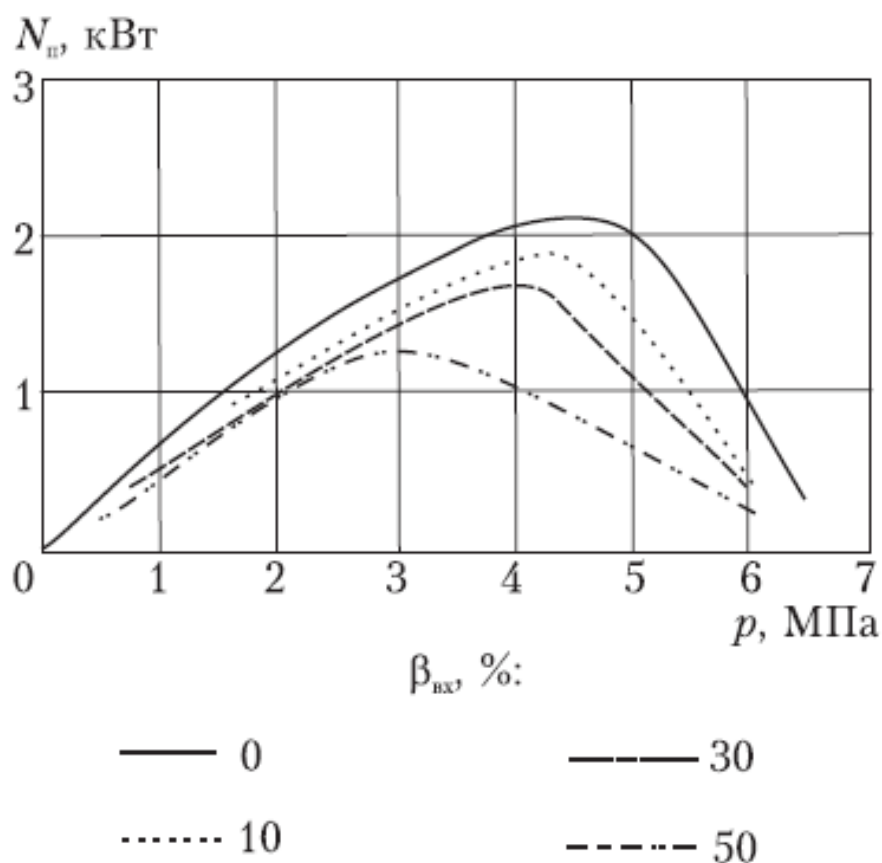


Рисунок 22 – Зависимость полезной мощности насоса N_{Π} от давления при различном газосодержании $\beta_{\text{вх}}$ (смесь вода – воздух)[4]

С увеличением содержания газа в перекачиваемой смеси полезная мощность двухфазного нагнетания снижается. Таким образом, можно заключить, что:

– одновинтовой насос способен без каких-либо специальных входных устройств (газовых якорей или диспергаторов) перекачивать газожидкостную смесь с объемным содержанием газа на входе до 80 %;

– наличие свободного газа в перекачиваемой среде снижает подачу винтового насоса по жидкости непропорционально объему газа, приведенному к условиям всасывания;

– введение в водовоздушную смесь поверхностно-активные вещества увеличивает расход утечек в рабочих органах винтового насоса и, как следствие, снижает объемный коэффициент полезного действия и подачу жидкости;

– полезная мощность одновинтового насоса достигает максимального значения при работе без газа.

Сравнение характеристик одновинтовых насосов на воде и других жидкостях показывает, что с увеличением плотности и вязкости перекачиваемой жидкости существенно возрастают как предельное давление винтового насоса, так и полезная мощность в экстремальном режиме.

С ростом плотности и вязкости при постоянстве межвиткового перепада давления объемные потери снижаются, что обуславливает увеличение нагрузочной способности винтового насоса. Вместе с тем в общем случае данная взаимосвязь более сложна и неоднозначна, поскольку увеличение плотности и вязкости приводит к росту гидравлических потерь, снижению индикаторного давления, изменению силовых факторов и механических потерь в рабочих органах одновинтовых насосов. Вязкость перекачиваемой жидкости может изменяться в больших пределах, чем плотность.

Рассмотрим влияние вязкости перекачиваемой жидкости на работу одновинтового насоса более подробно. При работе винтового насоса следует учитывать, что для жидкости определенной вязкости существует предельная скорость движения, выше которой силы внутреннего трения становятся преобладающими. В таком режиме работы насоса значительно снижаются

подача и коэффициент полезного действия одновинтового насоса. Большое значение имеет также первоначальный натяг между ротором и упругой обоймой статора. Таким образом, эксплуатация насосов при перекачивании вязких жидкостей лимитируется скоростью движения жидкости в каналах рабочих органов и отношением δ_0/D . Ввиду сложности процессов теоретически сложно учесть все особенности рабочего процесса одновинтового насоса при перекачке вязкой жидкости, поэтому наряду с аналитическими исследованиями используют данные экспериментов. В частности, результаты такого эксперимента для насосов с рабочими органами, имеющими первоначальный натяг 0,14; 0,3; 0,45 мм; отношения δ_0/D , равные $1,75 \cdot 10^{-3}$; $3,75 \cdot 10^{-3}$; $5,6 \cdot 10^{-3}$ при перекачке жидкости вязкостью от 0,34 до 6,2 Па·с, приведены в работе. При исследовании работы насоса с отношением $\delta_0/D = 5,6 \cdot 10^{-3}$ насос работает нормально до вязкости 0,63 Па·с. При большей вязкости резко возрастает температура рабочих органов. Работа насоса на жидкости большей вязкости становится возможной при применении рабочих органов с меньшим натягом.

В целом можно заключить, что для конкретного винтового насоса при откачке вязкой жидкости существует предельная подача, при превышении которой могут возникать кавитационный режим работы, недопустимо повышаться температура эластомера статора, резко снижаться ресурс работы насоса.

При подборе одновинтовых насосов для подъема вязкой нефти одной из основных задач является определение оптимальной частоты вращения, потребляемой мощности и кавитационного запаса, исходя из заданных параметров, свойств перекачиваемой жидкости, допустимого минимального давления на входе, механических и объемных потерь. Необходимо знать также зависимости подачи насоса Q и потребляемой мощности $N_{\text{потр}}$ от перепада давления Δp , частоты вращения n , свойств перекачиваемой жидкости (вязкости μ) и давления на входе в насос $p_{\text{вх}}$. При давлении на входе в насос, обеспечивающем его бескавитационную работу, три

характеристики из четырех (Δp , n , μ) при заданном рабочем объеме V и перекачивании несжимаемой жидкости полностью определяются зависимостями коэффициента полезного действия насоса [1]:

$$Q = \eta_0 Q_1 = \eta_0 \frac{\eta V}{60}, \quad (3)$$

$$N_{\text{потр}} = \frac{N_{\text{пол}}}{\eta} = \frac{pQ}{\eta} = \frac{p\eta_0 \frac{V}{60}}{\eta} = \frac{npV}{60\eta\eta_0} \quad (4)$$

Частота вращения ротора насоса должна, с одной стороны, обеспечивать бескавитационную работу насоса, с другой, – быть достаточно высокой для обеспечения наилучших технико-экономических показателей работы насоса. Для определения максимально допустимой частоты вращения ротора одновинтового насоса при откачке вязкой жидкости может быть использована формула [1]:

$$n = \frac{15\pi}{W} \frac{D_{\text{вс}}^3}{V} = \frac{\Delta p_{\text{в}}}{\mu} = \frac{npV}{60\eta\eta_0}, \quad (5)$$

где $D_{\text{вс}}$ – диаметр всасывающего канала;

$\Delta p_{\text{в}}$ – кавитационный запас;

W – безразмерный коэффициент пропорциональности

В одновинтовых насосах кавитационный запас обычно составляет не более 0,04 МПа, т.е. $(p_{\text{вх}} - p_t) > 0,04$ МПа (p_t – давление упругости паров). Зависимость безразмерного коэффициента W от вязкости перекачиваемой жидкости определяют экспериментально. В частности, данные для винтового насоса с $D_{\text{вс}} = 10,0$ см; $V = 523$ см³ и $p_{\text{вх}} = 0,04$ МПа приведены на рисунке 23.

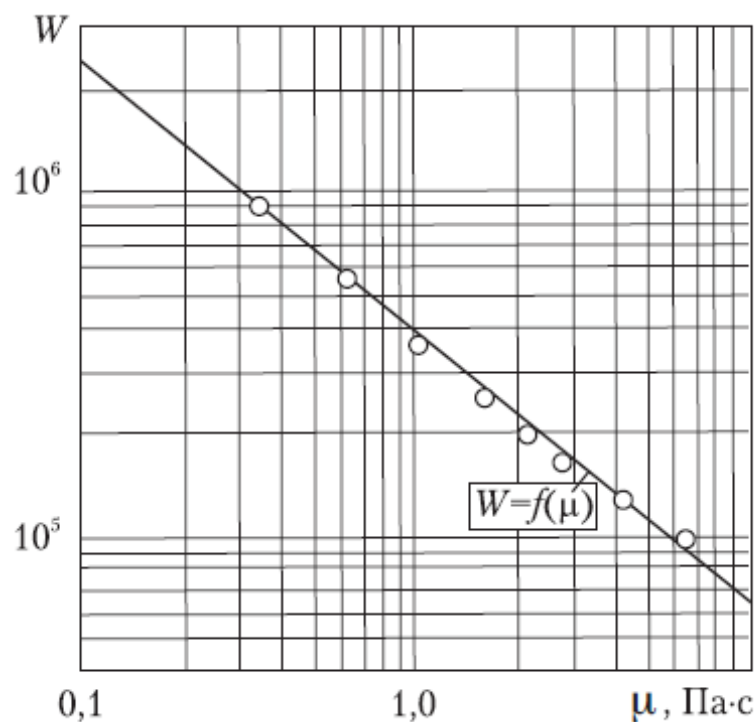


Рисунок 23 – Зависимость безразмерного коэффициента W от вязкости перекачиваемой жидкости μ [4]

Таким образом, имея зависимость $W = f(\mu)$ при заданных значениях $D_{вс}$, V, μ и $\Delta p_{вх}$, используя выражение (5), можно определить максимальную частоту вращения ротора винтового насоса, обеспечивающую его бескавитационную работу. Задав объемный коэффициент полезного действия насоса в зависимости от вязкости жидкости и режима его работы по формуле (3) определяют подачу насоса при различных значениях вязкости жидкости. По результатам расчета строят зависимость подачи насоса от вязкости жидкости при перепаде давления, равном 0,5 и 1,0 МПа и максимальной частоте вращения, обеспечивающей бескавитационную работу насоса. По этому графику определяют подачу и частоту вращения винтового насоса, а также потребляемую мощность насоса в зависимости от вязкости перекачиваемой жидкости.

Эксплуатация скважин с выносом механических примесей. Одновинтовые скважинные насосы лучше, чем другие насосы, приспособлены для перекачки жидкости с содержанием песка, поскольку имеют ротор с твердым покрытием из хрома и сравнительно мягкий упругий

эластомер статора. При перекачке жидкости с песком песчинки, твердость которых существенно выше, чем эластомера, но меньше, чем покрытия ротора, могут передвигаться от приема насоса к его выкиду, вдавливаясь в эластомер. Благодаря этой особенности одновинтовые насосы существенно повышают эффективность добычи тяжелой высоковязкой нефти с высоким содержанием песка на месторождениях Канады. Тем не менее, как показывает опыт применения винтовых насосов в Башкортостане и Татарстане, наличие песка в продукции скважин существенно снижает срок службы насоса из-за абразивного действия песка. Например, опыт эксплуатации винтовых насосов в нефтегазодобывающем управлении «Аксаковнефть» и «Краснохолмскнефть» показал [4], что присутствие абразива в жидкости приводит к существенному износу эластомера статора насоса. В итоге, в первые 12–18 месяцев эксплуатации дебит скважины снизился на 30–50 %.

В случаях остановки насоса и оседания в насосно-компрессорных трубах песка возникают серьезные осложнения при извлечении винтового насоса, рабочие органы винтового насоса могут полностью забиться песком (рис. 24).

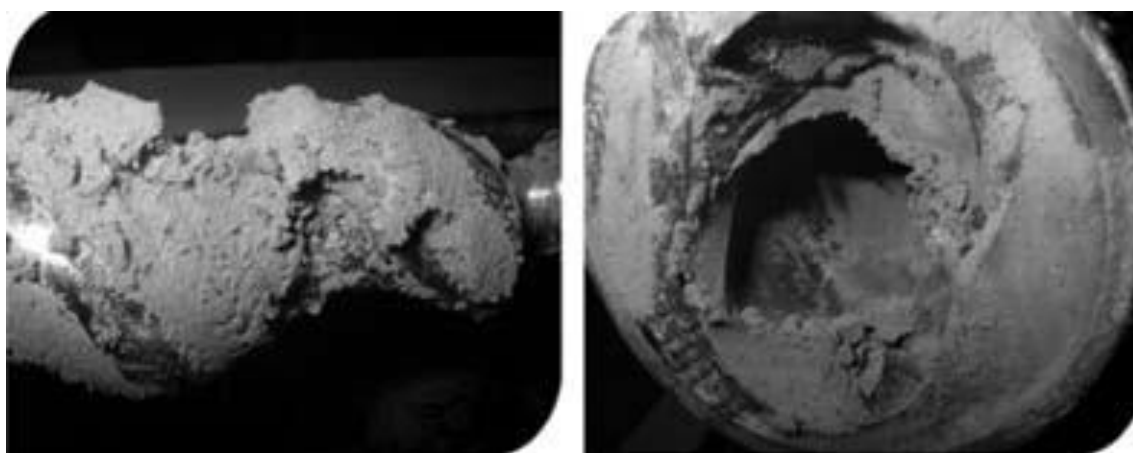


Рисунок 24 – Песок в рабочих органах винтового насоса [4]

Таким образом, необходимым условием эксплуатации скважин, в продукции которых содержится песок, будь то винтовой насос с погружным приводом либо штанговый винтовой насос с наземным приводом, является

обеспечение выноса всех механических примесей потоком продукции на поверхность без осаждения в насосно-компрессорных трубах. Для выноса всего песка, поступающего с продукцией скважины, скорость подъема продукции в насосно-компрессорных трубах должна быть не менее чем в 2 раза выше скорости свободного падения песчинок в неподвижной продукции [4]. Если расчетный дебит оказывается больше дебита скважины, то следует рассмотреть следующие варианты эксплуатации скважины:

- повышение скорости восходящего потока жидкости за счет уменьшения диаметра насосно-компрессорных труб;
- увеличение подачи насоса и организация эксплуатации скважины с подливом жидкости в объеме, равном разнице между увеличенной подачей насоса и дебитом скважины; принятие мер к снижению количества выноса песка в скважину (установка в скважине механического и гравийного фильтров, применение химических методов крепления призабойной зоны [4] и др.).

2.3 Анализ условий эксплуатации, влияющих на работоспособность обоймы скважинных винтовых насосов

В первой главе было отмечено, что наиболее слабым звеном винтовых насосов является эластомер — обойма статора. Эластомер – материал, который образует внутренний профиль статора – выбран из-за его упругой деформации. Это свойство, называемое также «памятью», объединяет упругость и сопротивление деформации, дает возможность создавать насосы с посадкой с натягом между ротором и статором. Натяг обеспечивает герметичность уплотнения между полостями и, следовательно, номинальный напор насоса.

Характеристики упругих элементов зависят от химических и механических свойств эластомеров, из которых они изготавливаются. Наиболее важны следующие свойства эластомеров [4]:

- твердость (по Шору): весьма важное свойство, так как оно

определяет связь между величиной натяга и результирующим усилием герметизации полостей;

- сопротивление разрыву: следующее по важности свойство, определяющее способность противостоять разрыву и прямо связанное с усталостной прочностью и сопротивлением изнашиванию;

- прочность на растяжение;
- сопротивление изнашиванию;
- упругость.

В равной мере важными являются также стойкость эластомера к воздействию жидкостей, к набуханию под воздействием газа и температурному старению, хотя они и не относятся к механическим свойствам.

Проблемой эластомеров является то, что они состоят из материалов, на которые могут неблагоприятно воздействовать некоторые свойства скважинного флюида, такие как плотность нефти, содержание воды, газосодержание и температура на приеме насоса, наличие абразивных частиц (песка), ароматических соединений (бензола, ксилола, толуола), диоксида углерода (CO_2), сероводорода (H_2S).

Наиболее типичными изменениями, которым могут подвергнуться эластомеры в винтовых насосах, являются:

- разбухание, приводящее к чрезмерному натягу в рабочей паре и, следовательно, перегреву эластомера, а также чрезмерному крутящему моменту на колонне насосных штанг;
- затвердевание, вследствие которого теряется эластичность и, следовательно, уменьшается срок службы насоса;
- размягчение, результатом которого является ухудшение уплотнения между полостями и, следовательно, снижение номинального напора.

Все это приводит к снижению коэффициента полезного действия насоса и увеличению величины крутящего момента, необходимого для

поддержания требуемой подачи насоса (рис 25).

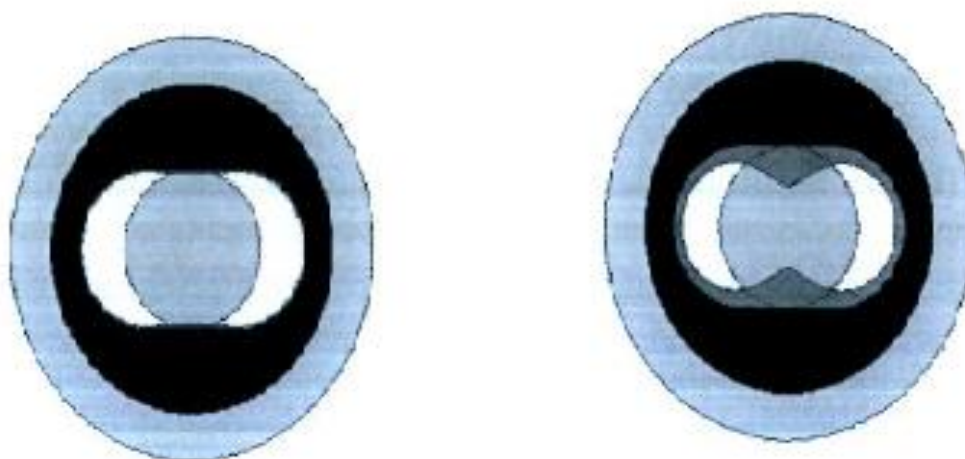


Рисунок 25 – Изменение формы и поверхности статора [5]

Эластомер является материалом с «памятью»: он возвращается к своей первоначальной форме после прекращения действия деформирующей силы. В винтовых насосах деформации происходят с частотой несколько сотен раз в минуту, поэтому период восстановления должен быть весьма коротким.

Сероводород, присутствующий во многих видах сырой нефти, является причиной затвердевания, усадки эластомеров и образования трещин, развивающихся с поверхности внутрь и разрушающих насос. Ароматические соединения пропитывают эластомеры, вызывая их разбухание и размягчение, ухудшая их механические свойства. Если продукция скважины содержит свободный газ на приеме насоса, газ проникает в эластомер, находясь в нем как бы в растворенном виде. Когда насос поднимают из скважины из-за понижения внешнего давления, газ, содержащийся внутри эластомера, расширяется. Если проницаемость эластомера не позволяет выпускать газ, расширение газа создает пузыри, которые проявляются вздутиями и могут, в конечном счете, взрываться, если давление продолжает уменьшаться. Это явление, разрушающее статор, называется взрывной декомпрессией и может проявляться также при сливе флюида из насосно-компрессорных труб во время остановки скважины,

вызывающей падение давления в выкидной линии.

Перечисленные изменения усиливаются под действием температуры. Таким образом, выбор эластомера является критическим шагом при разработке и выборе конструкции установки скважинного винтового насоса.

Поскольку не существует марки эластомера, в одинаковой мере пригодной для разных скважинных условий, каждая компания, выпускающая винтовые насосы, предлагает свою гамму эластомеров.

В качестве примера в таблице 2 представлен набор марок эластомеров для статоров скважинных винтовых насосов компании KUDU, в таблице 3 – компании Weatherford.

Таблица 2 – Марки эластомеров для статоров скважинных винтовых насосов компании KUDU[1]

Условия эксплуатации эластомера	Номер эластомера				
	159	194	198	199	204
Абразивный износ	В	А	В	С	С
Образование газовых пузырей	А	В	В	А	А
Нефти:					
тяжелые	А	А	В	С	В
средние	А	В	В	А	А
легкие	С	С	В	А	А
Ароматические соединения	В	С	С	А	А
CO ₂	В	С	В	В	А
H ₂ S	В	В	А	В	А
Водозаборные скважины	В	С	С	С	С
Максимальная температура, °С	110	80	120	100	120
Примечание. Шкала оценок: А – хороший, В – средний, С – неудовлетворительный.					

Таблица 3 – Марки эластомеров для статоров скважинных винтовых насосов компании Weatherford[1]

Показатели	Тип эластомера			
	Buna	High Nitrile	Гидрогенный	Viton
Механические характеристики	Высокие	Хорошие	Хорошие	Низкие

Износостойкость	Высокая	Хорошая	Хорошая	Низкая
Стойкость: к ароматическим соединениям	Хорошая	Высокая	Хорошая	Высокая
к H ₂ S	Хорошая	Высокая	Высокая	Высокая
Водостойкость	Высокие	Хорошая	Высокая	Высокая
Предельная температура, °С	95	105	135	150
Примечание. 1. Buna, High Nitrile эластомеры с соответственно средним и высоким содержанием акрилонитрила; Viton - термостойкий эластомер. 2. Температура продукции на приеме винтового насоса должна быть на 20-30°С ниже, чем указано в таблице из-за нагрева от трения в рабочих органах винтового насоса при его работе.				

Промысловые жидкости, в которых эксплуатируются винтовые насосы, представляют собой весьма агрессивную среду для эластомеров, что повышает требования к подбору материала. Обкладка статора обычно изготавливается из маслбензостойких резин, основой которых является бутадиен нитрильный каучук (БНК). Бутадиеннитрильные эластомеры стойки к действию разбавленных растворов кислот, щелочей, растворов солей, не растворяются в неполярных растворителях, алифатических углеводородах, нефтепродуктах, но растворяются в полярных растворителях (например, в кетонах), ароматических и хлорсодержащих углеводородах.

Таким образом, испытательная среда содержит значительные количества сероводорода, общей серы и ароматических углеводородов, которые являются агрессивными компонентами по отношению к бутадиеннитрильному каучуку. Так как бутадиеннитрильные резины устойчивы к действию солевых растворов, испытания проводились в нефти, сепарированной из этой промышленной жидкости.

Набухание резины в агрессивных растворителях, содержащих серу или ее соединения, может приводить к разрушению серных связей, структурированию и перегруппировке полисульфидных связей аналогично обменным реакциям и реакциям перегруппировки связей при вулканизации. Для резины на основе бутадиеннитрила, имеющих в своем составе некоторое

количество ненасыщенных связей, вероятность таких процессов повышается. Проницаемость резин на основе бутадиеннитрила для различных углеводородов снижается в ряду: ароматические, нефтеновые, парафиновые. Наблюдаемое к концу испытаний резкое уменьшение жесткости бутадиеннитрильных эластомеров по сравнению с результатами испытаний за 10 сут может быть связано с некоторым их растворением в ароматических составляющих нефти либо смягчающим влиянием некоторых компонентов нефти.

В реальных условиях эксплуатации насосов все вышеописанные процессы разрушения резины усугубляются влиянием повышенных температур, перепадами давлений и циклически изменяющимися нагрузками. Так, при повышении температуры скорость проникновения жидкости в резины и деструкция полимера возрастают.

Содержание жидкости в полимерах зависит от деформации образца и внешнего давления, приложенного к образцу. Равновесное набухание резин в жидкостях возрастает при растяжении и снижается при сжатии образца.

При добыче нефти среда в скважинах различается для разных месторождений, кроме того, меняется в процессе разработки, особенно в условиях заводнения и широкого применения химических методов увеличения нефтеотдачи. На сегодняшний день не существует поэтапной методики для выбора эластомера, так как это требует знания точного состава скважинного флюида и условий в стволе скважины. Кроме того, для того чтобы найти наилучшее соотношение между характеристиками эластомера и скважинным флюидом, а также условиями в стволе скважины, необходимы опыт и знания.

В связи с этим выбор эластомера для конкретных условий является сложной задачей и, как правило, должен осуществляться на основе экспериментальных исследований набухания эластомера.

2.4 Характерные неисправности винтовых насосов при эксплуатации добывающих скважин

Грамотно подобранный к условиям скважины винтовой насос обеспечивает длительную и эффективную эксплуатацию добывающей скважины. Однако если какие-либо параметры при эксплуатации скважины выходят за пределы технической характеристики винтового насоса, возникают эксплуатационные проблемы. Рассмотрим наиболее характерные эксплуатационные проблемы, связанные с винтовым насосом, их внешние признаки, причины возникновения и необходимые меры по устранению.

При эксплуатации вследствие ряда причин винтовой насос может подвергаться действию перепада давления, превышающего допустимый для рабочих органов данного насоса. Высокий перепад давления характеризуется появлением твердых, блестящих поверхностей с зазубренными краями вдоль линии уплотнения между эластомером и ротором. В крайних случаях, по всей длине насоса наблюдается обширный вынос больших участков резины (рисунок 26).



Рисунок 26 – Разрушение эластомера статора в результате действия высокого перепада давления [4]

Под действием повышенного перепада давления могут необратимо измениться свойства отдельных участков эластомера статора, возникнуть явление гистерезиса (рисунок 27).

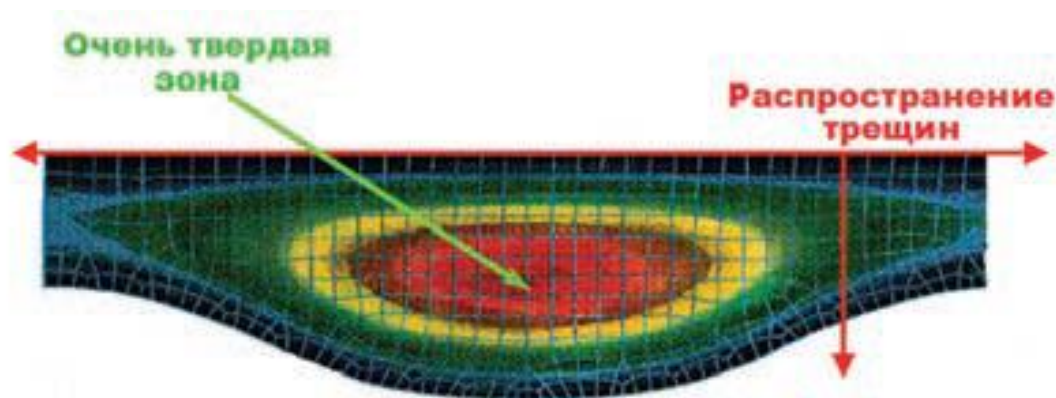


Рисунок 27– Изменение свойств эластомера статора при гистерезисе [1]

Гистерезис характеризуется появлением трещин, которые возникают в зоне эластомера с максимальной толщиной и распространяются по поверхности эластомера и (или) корпуса статора. В зонах отсутствия эластомера поверхности представляют собой твердые, блестящие и зазубренные участки. Развитие трещин может вызвать отслоение эластомера вдоль линий уплотнения. В крайних случаях, если жидкость под высоким давлением попадает в зону между эластомером и корпусом статора, происходит обширное отслоение эластомера (рисунок 28).



Рисунок 28 – Характер разрушения эластомера статора при гистерезисе [1]

Знакопеременные нагрузки приводят к нагреванию эластомера от внутреннего трения, при этом повсеместная (по всему объему эластомера) вулканизация ухудшает его механические свойства. Причиной усталостного разрушения эластомера может быть чрезмерная плотность посадки ротора в

статоре (первоначальный натяг либо увеличение натяга под действием эксплуатационных факторов). Тугая посадка ротора в статоре приводит к высоким срезным усилиям. Высокое давление создает большие усилия, деформирующие эластомер. Если в процессе эксплуатации при взаимодействии с перекачиваемой средой эластомер разбухает, то это также чрезмерно увеличивает плотность посадки ротора в статоре.

Меры по недопущению этого осложнения заключаются в правильном выборе марки эластомера статора и первоначального натяга посадки ротора в статоре насоса. Проблему можно также устранить применением насоса с постоянной толщиной эластомера. Перепад давления на насосе, превышающий номинальное значение, установленное фирмой-производителем, может возникнуть из-за увеличения гидравлического сопротивления после насоса вследствие ограничения по размерам насосно-компрессорных труб и трубопроводов, непредсказуемого закрытия клапанов или арматуры на выкидной линии, а также при применении винтового насоса с недостаточным номинальным напором. Во избежание применения винтового насоса с недостаточным номинальным напором давление насоса должно превышать рабочее давление на 30-40 %.

Кроме того, опасность разрушения эластомера статора зависит от частоты вращения ротора: чем выше частота вращения, тем значительнее воздействие силовых факторов на эластомер. Имеет значение и расход добываемой жидкости, поскольку от производительности скважины зависит теплоотдача. Для предотвращения указанных осложнений необходимо выбирать эластомер в соответствии со свойствами и составом скважинной жидкости и посадку ротора в статоре (первоначальный натяг) с учетом разбухания эластомера в перекачиваемой среде. Кроме того, проблему можно решить, применив насос большего объема и эксплуатируя его на низких частотах вращения ротора, а также применив насос с более высоким допустимым перепадом давления на рабочих органах.

Размывание эластомера под высоким давлением. Это явление

характеризуется червеобразными порами и канавками (рисунок 29).



Рисунок 29 – Виды повреждения эластомера статора при размывании под действием высокого давления [1]

Его причина заключается в том, что содержащиеся в продукции скважины частицы механических примесей внедряются в эластомер, создавая между ним и твердым ротором каналы малого сечения, через которые под действием перепада давления между полостями нагнетания и всасывания с большой скоростью истекает жидкость. В результате размывающего действия этих струй происходит эрозионный износ эластомера и ротора. Меры по устранению этого явления заключаются в применении эластомера с более высокими характеристиками упругости и более твердого покрытия ротора.

Несовместимость эластомера статора и откачиваемой жидкости. Такая несовместимость может вызвать поглощение эластомером статора газа и жидкостей из откачиваемого флюида, следствием чего могут явиться

размягчение, разбухание эластомера (уменьшение плотности и увеличение объема), образование в материале эластомера статора пузырей. Это ухудшает механические характеристики эластомеров. Разбухание эластомера, кроме того, увеличивает плотность посадки ротора в статоре, вызывает необходимость повышения крутящего момента и мощности привода насоса, усиливает действие гистерезиса.

Взрывная декомпрессия. Из-за взрывной декомпрессии, являющейся следствием резкого снижения внешнего давления, на поверхности эластомера статора образуются пузыри (рисунок 30).



Рисунок 30 – Характер повреждения эластомера статора в результате взрывной декомпрессии [4]

Взрывная декомпрессия возникает, если материал эластомера подвергается действию высокого давления в течение времени, достаточного для проникновения молекул газа в материал эластомера. Последующее резкое уменьшение давления может вызвать развитие внутренних трещин и образование пузырей. Основной причиной неисправностей, связанных с взрывной декомпрессией, является воздействие на эластомеры CO_2 . Резкое уменьшение давления, как правило, обусловлено слишком быстрым подъемом насоса на поверхность, резким выравниванием уровня жидкости между обсадными трубами и насосно-компрессорными в скважинах. Чем глубже скважина, тем больше проявляется перепад давления. Большинство повреждений статоров одновинтовых насосов происходит в области нагнетания насоса. Проникновение откачиваемой среды в материал статора

представляет собой процесс диффузии, который регулируется температурой, перепадом давления и толщиной эластомера. Для предотвращения указанного осложнения необходимо выбирать эластомер в полном соответствии со свойствами скважинной жидкости и применять насосы с постоянной толщиной эластомера.

Превышение рабочей температуры насоса. Повреждения, обусловленные высокой температурой статора, проявляются в образовании твердых, хрупких поверхностей с обширными зонами трещин в эластомере статора. Причиной этого может быть продолжительная эксплуатация насоса без притока жидкости, которая вызывает обширную вулканизацию эластомера. Для предотвращения этого осложнения следует отслеживать положение динамического уровня жидкости в скважине, не допуская его снижения ниже заданного, использовать тандемные установки или винтовые насосы с удлиненными роторами.

Причиной перегрева статора может служить также добыча горячей продукции. Перегрев насоса может вызвать обширную вулканизацию эластомера, привести к ухудшению его механических характеристик и нарушить целостность соединения эластомера и корпуса статора (рисунок 31).

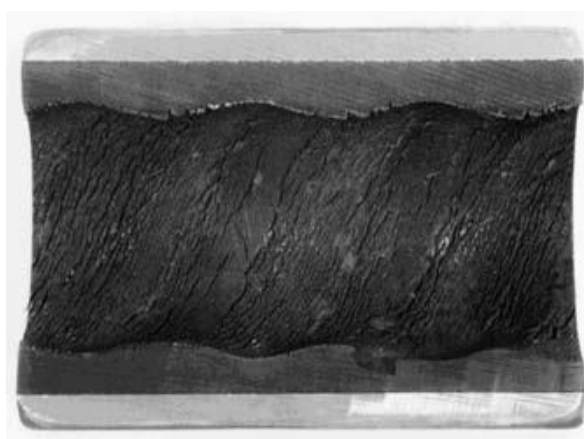


Рисунок 31 – Характер повреждения эластомера статора при превышении рабочей температуры [4]

Мерами по устранению этого осложнения являются выбор эластомера в соответствии с условиями скважины и использование насоса с эластомером

постоянной толщины.

Износ ротора, характеризуется горизонтальными линиями износа на наружной поверхности ротора и является результатом нормальной работы насоса (рисунок 32).

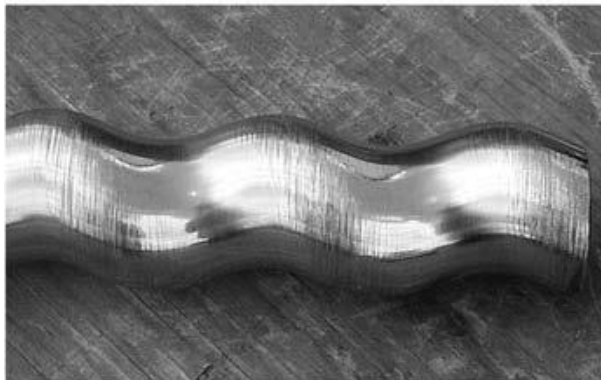


Рисунок 32 – Износ поверхности ротора одновинтового насоса [1]

Ротор может изнашиваться до основного металла по внешней поверхности (рисунок 33).



Рисунок 33 – Износ поверхности ротора одновинтового насоса до основного металла [4]

Одна из причин заключается в тугей посадке ротора в статоре. Ускорение износа может быть вызвано количеством и качеством абразивных частиц, частотой вращения ротора и перепадом давления. Меры по устранению – спуск насоса с более высоким допустимым напором, использование альтернативных покрытий для ротора, в частности, применение борирования. Другой причиной может быть несовместимость материала покрытия ротора и добываемой жидкости, в частности, после солянокислотной обработки призабойной зоны пласта. Типичное хромовое

покрытие ротора не обладает необходимой стойкостью к действию кислот, применяемых при обработках. Вследствие коррозионного воздействия жидкостей удаляется хромированное покрытие, возникает точечная коррозия. Потеря хромированного покрытия ускоряет износ основного металла, точечная коррозия приводит к появлению зон концентрации напряжений, которые могут инициировать усталостные трещины.

Следствием коррозии ротора может стать высокий момент трения. Кроме того, необходимо иметь в виду, что H_2S и CO_2 в сочетании с водой образуют слабые кислоты, которые действуют на хромированное покрытие. Меры по устранению осложнений – применение стойких защитных покрытий ротора (например, бор) или выполнение ротора целиком из нержавеющей стали. В любом случае перед спуском насоса необходимо осуществить промывку скважин, обработанных кислотами, до получения нейтральной среды в стволе.

Термические трещины на поверхности ротора (рисунок), возникают в результате действия высокой температуры в хромированном покрытии ротора появляются тонкие трещины вследствие дифференциального теплового расширения между хромированным покрытием и основным металлом ротора.

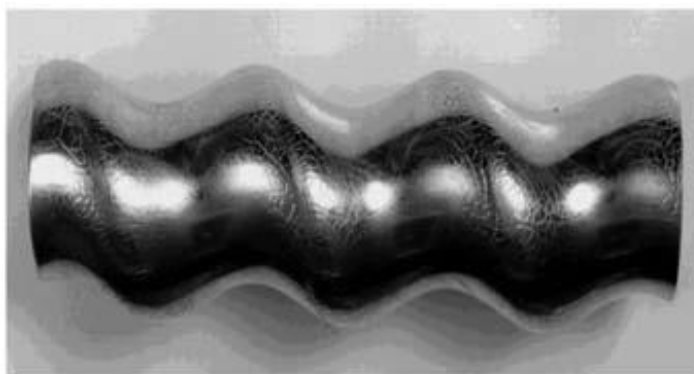


Рисунок 34 – Термические трещины на поверхности ротора[1]

Большинство эксплуатационных проблем, с которыми сталкиваются при использовании установок винтовых насосов, обусловлены несоответствием характеристик насосной установки условиям применения.

Как правило, этих проблем можно избежать или минимизировать их проявление, если:

- данные, используемые для определения параметров установки винтового насоса, являются характерными для состояния скважины;
- типоразмер насосной установки был выбран в соответствии с рекомендуемыми параметрами, полученными из графиков и (или) данных, предоставленных фирменной программой расчета;
- номинальный напор выбранной модели насоса превышает ожидаемый эксплуатационный напор на 25–30 %;
- данные о флюиде достоверны и позволяют выбрать соответствующий эластомер;
- профиль ствола скважины не имеет сверхнормативных отклонений по геометрии (темпу набора кривизны);
- ротор винтового насоса размещен по отношению к статору в соответствии с рекомендациями поставщиков винтовых насосов;
- эксплуатация скважины не осложнена асфальтосмолопарафиновыми или отложениями солей;
- на месторождении не применяются химические методы обработки призабойных зон скважин и повышения нефтеотдачи с использованием реагентов, не совместимых с материалом эластомера статора насоса, а также разрушающих покрытие ротора;
- скорость осаждения выносимого из пласта песка в насосно-компрессорных трубах не менее чем в 2 раза ниже скорости восходящего потока продукции;
- режим работы насосной установки соответствует притоку продукции из пласта и не приводит к периодическому снижению динамического уровня до приема насоса и срыву подачи.

2.5 Добыча метана из угольных пластов

Метан угольных пластов встречается практически везде, где залегает

уголь. В угольной промышленности содержащийся в угольных пластах метан является опасной помехой, однако он может стать богатым источником чистой энергии, который придет на смену уменьшающимся запасам других углеводородов. Последние технологические достижения играют большую роль в освоении этого ресурса.

О наличии газа в угольных залежах известно давно. Это один из существенных факторов риска в процессе эксплуатации шахт. Метан может находиться в угольных пластах, как в свободном, так и сорбированном или растворённом видах. При соприкосновении с воздухом и угольной пылью метан имеет свойства образовывать взрывоопасные смеси.

Для откачивания пластовой жидкости из скважин используются различные типы погружного оборудования в комплекте с наземным оборудованием. Для обезвоживания скважин в угольных хорошо подходят установки винтового насоса пластах, которые могут быть использованы для удаления скопившейся жидкости в газовых скважинах; однако необходимо следить за тем, чтобы уровень жидкости не опускался до приема насоса и насос даже кратковременно не начинал откачивать газ.

Целью дегазации является снижение поступления газа в горные выработки, предотвращающие его внезапные выделения. Технологический процесс извлечения метана из угольных пластов состоит из следующих этапов:

- первичное вскрытие угольных пластов по средствам бурения;
- крепление ствола скважины и разобщение угольных пластов обсадными трубами и тампонажными материалами;
- вторичное вскрытие продуктивного пласта по средствам перфорации обсадной колонны. Перфорацию на метаноугольных скважинах целесообразно осуществлять с помощью кумулятивных перфораторов, обладающих повышенной пробивной способностью.

Вызов притока происходит при снижении уровня жидкости в эксплуатационной колонне с помощью погружного насоса. Откачку воды из

скважин необходимо начинать с минимальных дебитов, чтобы избежать интенсивного выноса пропанта. Вызов стабильного притока газа достигается достижением стабильного равновесия между динамическим уровнем воды в скважине, производительностью насоса, давлением и расходом газа.

Для эффективной добычи сорбированного метана помимо увеличения площади контакта ствола скважины с продуктивным угольным пластом или же повышения проницаемости этого пласта, необходимо создать максимально возможную депрессию на указанный пласт. Выполнение этого условия осуществляется за счет откачки пластовой воды из ствола скважины с помощью погружного насоса, при этом низконапорный газ поступает на поверхность по затрубному пространству скважины, а пластовая вода откачивается по трубному каналу лифтовой колонны (рисунок 35).



Рисунок 35 – Схема обвязки скважины

Оптимальным вариантом размещения погружного насоса следует считать его установку в стволе скважины ниже продуктивного пласта, что позволяет эксплуатировать его при максимальной величине депрессии. В этом случае создаются наилучшие условия для десорбции метана из угольного пласта, а также для первичной сепарации газо-водяной смеси, поступающей в ствол скважины. В вертикальных метаноугольных скважинах размещение погружного насоса ниже продуктивного пласта не вызывает каких-либо сложностей, т.к. для этого специально предусматривается

создание зумпфа глубиной 50-80 м.

Освоение и эксплуатация метаноугольных скважин сопровождаются принудительным откачиванием пластовой жидкости, т.к. при добыче метана из угольных пластов главным препятствием выхода газа из пластов является пластовая вода. Так с момента начала откачки пластовой жидкости дебит скважины постепенно растет по мере увеличения депрессии и через несколько месяцев достигает своего максимального уровня, а затем плавно снижается в течение многих лет. Это коренным образом отличает метаноугольные промыслы от обычных, где дебиты природного газа имеют максимальные значения в момент вскрытия продуктивного пласта и уменьшаются по мере истощения месторождения и падения пластового давления.

2.6 Особенности скважинного оборудования с учетом оптимальных рабочих характеристик

Для подбора в качестве исходной информации используются следующие данные:

- конструкции скважины: глубина перфорации, диаметр обсадной колонны и насосно-компрессорных труб, наличие пакера и (или) хвостовика, данные инклинометрии, если скважина искривленная или наклонная;
- промысловые данные: статический уровень жидкости в скважине, давление на устье, статическое забойное давление, динамический уровень или динамическое пластовое давление для заданной подачи, коэффициент продуктивности скважины, необходимая подача насоса, температура на забое и устье скважины;
- данные о продукции скважины: удельная плотность нефти, давление насыщения нефти, газовый фактор, обводненность продукции, вязкость жидкости при заданной температуре, содержание H_2S и (или) CO_2 , ароматических соединений, песка.

Определение глубины спуска насоса осуществляется также с учетом

возможности вывода на режим (освоения) скважины после глушения задавочной жидкостью при подземном ремонте. При этом осуществляется контроль за тем, чтобы входное газосодержание не превышало допустимых величин для данного типоразмера насоса. Необходимо учитывать сепарацию свободного газа на приеме ЭЦН и ее влияние, как на характеристики насосного оборудования, так и на параметры потока в насосно-компрессорных трубах и в затрубном пространстве скважины.

Расчетная глубина подвески насоса проверяется на возможный изгиб насосной установки, на угол отклонения оси скважины от вертикали, на темп набора кривизны, после чего выбирается уточненная глубина подвески (Приложение Б).

По выбранной глубине подвески, типоразмеру обсадных и насосно-компрессорных труб, а также по планируемому дебиту, обводненности, газовому фактору, вязкости и плотности пластовой жидкости и устьевым условиям определяется потребный напор насоса (Приложение В).

В результатах подбора (Приложение Г), позволяющих создавать оптимальный режим работы при текущих условиях работы скважины или анализировать работу существующей системы установок электроцентробежного насоса, указываются следующие параметры:

- расчетный суточный дебит и напор насоса;
- максимальный наружный диаметр установки и глубина спуска;
- расчетный динамический уровень;
- максимальный темп набора кривизны в зоне спуска и на участке подвески установки электроцентробежного насоса;
- особые условия эксплуатации - высокая температура жидкости в зоне подвески, расчетное процентное содержание свободного газа на приеме насоса;
- количество механических примесей.

3 Технологическое обоснование эксплуатации скважин установками винтового насоса в различных геолого-физических условиях

На самом деле существуют эластомеры, успешно работающие в различных типах погружного оборудования при больших температурах и с различными параметрами среды, но у винтовых насосов для добычи нефтегазожидкостной смеси есть в этом отношении свои особенности.

Наличие эластомера также не позволяет эксплуатировать установки винтового насоса в условиях высокого содержания ароматических углеводородов, столь характерных для легкой нефти: эластомер разбухает и установка отказывает. Для эластомера опасно значительное содержание абразивных мех примесей, хотя считается, что винтовой насос как раз и позволяют успешно решать проблему подъема продукции с высоким количеством взвешенных частиц. Известны примеры внедрения частичек абразива в обойму-эластомер насоса, что приводило к образованию абразивной поверхности, которая истирала хромированное покрытие винта, и соответственно к преждевременному отказу оборудования, а сам эластомер при воздействии абразива приходил в негодность.

Набухание эластомера нередко вызывает и высокий газовый фактор. Вместе с тем установки винтовых насосов не подвержены срыву подачи из-за высокого содержания свободного газа в отличие от установок электроцентробежного насоса.

Винтовому насосу противопоказан периодический режим работы – каждая остановка, а точнее запуск, да если еще это происходит в высоковязкой холодной среде с высокой плотностью, может снижать ресурс эластомера (погружной двигатель в данном случае это отдельная тема) до 10-15 %. Эластомер также является препятствием для создания установок винтовых насосов с большими напорами. Установка может исправно работать лишь в условиях одного-двух осложняющих факторов, тогда как на

практике таких факторов обычно больше. Так, сегодня, если насос подобран под высокую вязкость нефти, а в процессе эксплуатации скважины значительно повысилась обводненность, то производительность насоса снижается. Если винтовой насос подобран специально для работы в условиях высоких внутрискважинных температур, то его использование проблематично при высоком содержании ароматических углеводородов в добываемой жидкости, и наоборот. Такова природа современных эластомеров, используемых для изготовления винтовых насосов.

Установки винтовых насосов хорошо подходят для скважин в угольных пластах. Освоение и эксплуатация метаноугольных скважин сопровождаются откачиванием пластовой жидкости, так как при добыче метана из угольных пластов главным препятствием выхода газа из пластов является пластовая вода. При отборе воды и снижении давления важно в скважине добиться сбалансированного снижения динамического уровня.

Винтовой насос поддерживает стабильный уровень жидкости без колебаний, который может быть на уровне приёмной сетки, следовательно: омыв насос для остужения не требуется, что позволяет избежать перегрева двигателя.

Применение установок электровинтовых насосов дает возможность:

- снизить энергозатраты за счет более высокого коэффициента полезного действия, меньших значений рабочих токов, а также регулирования частоты вращения;

- повысить ресурс установки, так как более низкие рабочие токи уменьшают вероятность перегрева двигателя;

- оптимизации отбора продукции посредством регулирования частоты вращения и работы УЭЦН в циклическом режиме.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа 2БМ6В	ФИО Пак Ген Хо
------------------------	--------------------------

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

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

Стоимость ресурсов научного исследования(НИ): Материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих.	Расчет единовременных (приобретение оборудования и его монтажа) и эксплуатационных затрат на основании технологического решения замены установки электровинтового насоса на установку электроцентробежного насоса.
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения проекта с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Сравнительный анализ стоимости оборудования и его комплектующих
Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа 2БМ6В	ФИО Пак Ген Хо	Подпись	Дата
------------------------	--------------------------	----------------	-------------

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В магистерской диссертации описывается целесообразность внедрения в систему установки электроцентробежного насоса, необходимого для дегазирования угольного пласта. В связи с наработкой на отказ и необходимостью установки насоса с большей производительностью компанией было принято решение о замене электровинтового насоса. Таким образом, в данной главе приводится расчет единовременных (приобретение оборудования и его монтажа) и эксплуатационных затрат на основании технологического решения замены установки электровинтового насоса на установку электроцентробежного насоса.

4.1 Расчет капитальных вложений

В связи с наработкой на отказ электровинтового насоса перед компанией стоял выбор: менять насос на аналогичный или же устанавливать электроцентробежный насос, который по многим характеристикам превосходит электровинтовой. Так, например, электроцентробежные насосы отличаются высокой производительностью. Также значительную роль играет стоимость оборудования. Стоимости насосных установок приведены в таблицах 4 и 5.

Таблица 4 — Стоимость оборудования установки винтового насоса

Наименование	Количество, шт	Стоимость, руб.
УВН-60-1000	1	375000
ШДР (штуцер дискретный)	1	17100
ОП (опорный модуль)	1	150000
ТМПНГ-250/3-11-УХЛ1	1	340000
Итого		882100

Таблица 5 — Стоимость оборудования установки электроцентробежного насоса

Наименование	Количество, шт	Стоимость, руб.
УЭЦН-200-1000	1	263535
ШДР (штуцер дискретный)	1	17100
МВ (модуль входной)	1	13100
ТМПНГ-250/3-11-УХЛ1	1	340000
Итого		633735

Исходя из данных, приведенных в таблицах 4 и 5, можно сделать вывод, что стоимость оборудования винтового насоса превышает стоимость оборудования установки электроцентробежного насоса на 39 % . Таким образом, компании целесообразно заменить электровинтовой насос на электроцентробежный. Далее в главе будет приведен расчет эксплуатационных затрат на демонтаж и монтаж насосов.

4.2 Расчет амортизационных отчислений

Расчет амортизационных отчислений для электроцентробежного насоса и его комплектующих представлен в таблице 6. Расчет проведен согласно постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 07.07.2016) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы".

Таблица 6 — Амортизационные отчисления для оборудования

Наименование	Амортизационная группа	Норма амортизации	Сумма амортизации за 1 год, руб.
УЭЦН-200-100	2 группа	8,8 %	23191
ШДР (штуцер дискретный)	3 группа	5,6 %	957,6
МВ (модуль входной)	2 группа	8,8 %	1152,8
ТМПНГ-250/3-11-УХЛ1	3 группа	5,6 %	29920
Итого			55221,4

4.3 Затраты на демонтаж и монтаж скважинных насосных установок

Для правильной и безопасной работы установки необходим ее правильный монтаж специалистами инженерно-технического отдела. Рассмотрим основные виды работ, которые необходимы для проведения демонтажа и монтажа скважинных насосных установок (табл. 7).

Таблица 7 – Экономические затраты на монтаж установки

Вид монтажных работ	Количество дней	Состав бригады, чел.	Стоимость работ, руб.
Глушение скважины	0,25		
Демонтаж установки электровинтового насоса	1,5	4	70000
Монтаж установки электроцентробежного насоса	1,5	4	80000
Запуск УЭЦН	0,16	1	5000
Итого	3,41	-	155000

Общие затраты на демонтаж установки винтового насоса и монтаж установки электроцентробежного насоса на кустовой площадке составил 155000 рублей. Таким образом единовременные затраты составляют 843956 руб.

В процессе реализации проектов используются различные методы планирования проектов. Цель календарного планирования – получить точное и полное расписание проекта с учетом работ и их длительностей. Одним из инструментов календарного планирования является диаграмма Ганта. Диаграмма Ганта для работ по монтажу установки электроцентробежного насоса представлена на рисунке 36.

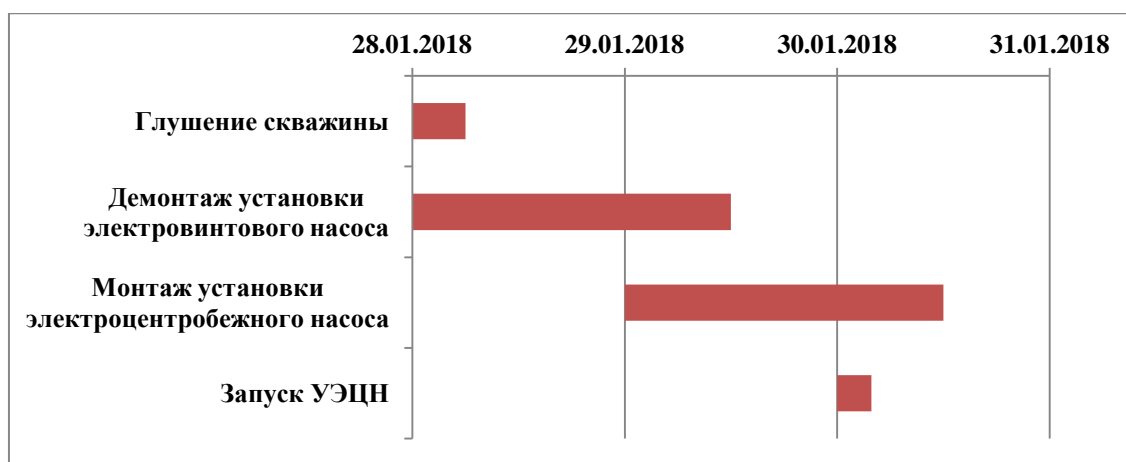


Рисунок 36 – Диаграмма Ганта

4.4 Затраты на материалы

Стоимость материалов на проведение мероприятий для монтажа электроцентробежного насоса рассчитана в таблице 8.

Таблица 8 – Стоимость материалов на проведение мероприятий для монтажа электроцентробежного насоса

Наименование материалов	Количество	Цена, руб.	Сумма, руб.
Кабель погружной	800 метров	337500	270000
Прокладка	6 штук	50	300
Пояс крепления кабеля ПКК (клямса) ПКК-2.5/73	1000 штук	2	2000
Протектолайзер	4 штуки	3000	12000
Мегаомметр	1 штука	8500	8500
Итого			292800

Из таблицы следует, что стоимость материалов, необходимых на проведение мероприятий для монтажа электроцентробежного насоса составляет 292800 руб.

4.5 Расчет затрат на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся:

– суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;

Расчет суммы, начисленной по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда (табл. 9).

Таблица 9 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника

районный коэффициент	1,3
доплата за вредность	1,16
компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,1

– надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Таким образом, рассчитаем затраты на заработную плату рабочих, задействованных в процессе монтажа электроцентробежного насоса (таб. 10)

Таблица 10 – Расчет заработной платы работников

	Оператор КРС (3)	Оператор КИПиА
Часовая тарифная ставка, руб	200	120
Районный коэффициент, руб.	60	36
Доплата за вредность, руб.	32	19,2
Вахтовый метод работы, руб.	20	12
Итого, руб./час	312	187,2
Время работы, часов	40,92	40,92
Итого, руб. за работу 1-го работника, руб	12767,04	7660,2
Общая сумма ЗП, руб.	7660,2+12767,04 · 3= 45961,3	

Согласно данным расчета из таблицы 10 для демонтажа и монтажа

насосного оборудования необходимо 45961,3 руб. на оплату труда работникам на период выполнения работ в объеме 40,92 часов.

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ. Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве представлены в (табл. 11). Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 для предоставления услуг связанных с добычей нефти и газа (код по ОКВЭД - 09.10.2).

Таблица 11 – Расчет страховых взносов

	Оператор КРС (3)	Оператор КИПиА
ЗП на одного сотрудника, руб.	12767,04	7660,2
ФСС (2,9%)	370,2	222,1
ФОМС (5,1%)	651,1	390,7
ПФР (22%)	2808,7	1685,2
Страхование от несчастных случаев (тариф 0,4%)	51,1	30,6
Всего на одного сотрудника, руб.	3881,1	2328,6
Общая сумма, руб.	$3881,1 \cdot 3 + 2328,63 = 13971,9$	

Общая сумма страховых взносов на 4 работников за период демонтажа и монтажа насосного оборудования составила 13971,9 руб. Таким образом, общая сумма по заработной плате составила 59933,2 руб.

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма эксплуатационных затрат (табл. 12).

Таблица 12 – Эксплуатационные затраты на демонтаж и монтаж насосного оборудования

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Амортизационные отчисления	55221,4
Затраты на демонтаж и монтаж скважинных насосных установок	155000
Затраты на материалы	292800

Оплата труда	45961,3
Страховые взносы	13971,9
Накладные расходы (20%)	114590,9
Всего затрат:	677545,5

График структуры затрат приведен на рисунке 37.



Рисунок 37 – График структуры затрат

Экономический расчет показал что эксплуатационные затраты на демонтаж и монтаж насосного оборудования составили 677545,5 руб. Наибольшую долю в структуре затрат составили затраты на материал (43 %).

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Пак Ген Хо

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является глубинный насос для добычи нефти и газа. Область применения: нефтегазодобывающими компаниями для добычи нефти и газа.
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведения допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты. <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты). 	<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Недостаточная освещенность рабочей зоны; - Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ; - Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе; - Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми; - Повышенный уровень вибрации; - Повышенный уровень шума.. <p>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Движущиеся машины и механизмы; - Работы с высоким давлением; - Пожаробезопасность; - Электробезопасность.
<p>2. Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>2. Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (продукты сгорания топлива при работе двигателей); – анализ воздействия объекта на гидросферу (загрязнение грунтовых вод химическими веществами); – анализ воздействия объекта на литосферу (загрязнение почвы и грунтов химическими реагентами и бытовыми отходами); – решение по обеспечению экологической безопасности со

	ссылками на НТД по охране окружающей среды
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера – пожары и взрывы на открытой территории; – выбор наиболее типичной ЧС: - пожар; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).
–	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Пак Г. Х.		

5 Социальная ответственность

В выпускной квалификационной работе рассматриваются причины отказа винтовых насосов в осложненных условиях. Установка винтового насоса является сложным и потенциально опасным процессом. В случае не соблюдения мер безопасности могут произойти чрезвычайные ситуации, которые способны привести к травмированную или даже гибели людей. Таким образом, в данном разделе произведено описание мер по обеспечению благоприятных условий для работы оператора по добыче нефти и газа в работе с винтовыми насосами и на производстве в целом.

5.1 Производственная безопасность

Выполнение технологических операций по эксплуатации скважин нефти и газа сопровождается вредными и опасными факторами, которые приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Опасные и вредные факторы при выполнении контроля добычи нефти и газа

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: отбор проб с нефтяных скважин; работа с оборудованием, находящемся под давлением; снятие показаний с приборов телеметрии; работа с машинами и механизмами; закачка рабочих жидкостей в пласт;	Недостаточная освещенность рабочей зоны; Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ; Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми; Повышенный уровень вибрации и шума.	Движущиеся машины и механизмы; Работы с высоким давлением; Пожаробезопасность; Электробезопасность.	ГОСТ 12.1.005-88 ВСН34-82 ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.2.062-81 ГОСТ Р 52630-2012 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ Р 12.1.019-2009

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов

Операторы добычи нефти и газа в процессе добычи подвергаются негативному влиянию со стороны выделяющихся легких фракций нефти и попутных газов в атмосферу. Их действие, главным образом, приходится на центральную нервную систему. Отравление парами нефти и продуктами ее переработки сопровождается головокружением, головной болью, сухостью во рту, тошнотой, общей слабостью, которая может достигнуть потери сознания. Также может возникнуть ощущение удушья. Содержание вредных веществ в воздухе контролируется посредством измерения предельно допустимой концентрации, значения которой для основных веществ, представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Предельно допустимая концентрация для вредных веществ в воздухе на рабочих местах [24]

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Пары нефти	10	3
Метанол	15	3
Диоксид серы	10	3
Сажа	4	3

Кроме всего прочего, работники на нефтегазопромислах в целях безопасности труда и профилактики заболеваний должны быть снабжены и другими средствами индивидуальной защиты (СИЗ). Они должны предусматривать защиту органов дыхания, слуха, рук, лица и головы, поэтому работникам должны выдаваться спецодежда и специальная обувь, респираторы или противогазы, специальные очки и другие средства, защищающие при выполнении тех или иных технологических операций [16].

Одна из главных особенностей условий труда операторов по добыче нефти и газа – это работа, в основном, на открытом воздухе. При низкой температуре окружающей среды возникает переохлаждение организма, ведущее к различным заболеваниям. Это может послужить причиной несчастных случаев и аварий.

В холодный период года к средствам индивидуальной защиты относятся хлопчатобумажное белье, термобелье, жилет, комплект (пуховик, штаны, шапка), лыжная маска (балаклава), ботинки либо валенки.

При работе в летнее время при высокой температуре возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары. К средствам индивидуальной защиты в теплый период года относят комплект спецодежды из хлопчатобумажной ткани, ударопрочная каска, защитные перчатки, очки, защищающие органы зрения, облегченная обувь.

Воздействие производственной вибрации на человека вызывает изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Изменения в функциональном состоянии организма проявляются в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Изменения в физиологическом состоянии организма — в развитии нервных заболеваний, нарушении функций сердечно-сосудистой системы, нарушении функций опорно-двигательного аппарата и др. Нормируемыми параметрами вибрации агрегатов являются абсолютные значения виброскорости (в м/с) или виброускорения (в м/с^2), а также их логарифмические уровни (в дБ). Характеристикой вибрационного воздействия на оператора является эквивалентный скорректированный уровень вибрации. Предельно допустимые значения вибрации представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Предельно допустимые значения локальной вибрации[48]

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	Допустимые значения			
	В величинах виброускорения		В величинах виброскорости	
	м/с^2	дБ	$\text{м/с} * 10^{-2}$	дБ
8	1,4	73	2,8	115
16	1,4	73	1,4	109
31,5	2,7	79	1,4	109
63	5,4	85	1,4	109

125	10,7	91	1,4	109
250	21,3	97	1,4	109
500	42,5	103	1,4	109
1000	85,0	109	1,4	109
Корректированные и эквивалентные корректированные значения, и их уровни	2,0	76	2,0	112

В качестве коллективных средств защиты от вибраций на пути их распространения применяют вибродемпфирование, виброгашение и виброизоляцию. К средствам индивидуальной защиты относятся виброзащитные перчатки и виброзащитная обувь.

Работа операторов добычи нефти и газа, связана с нахождением на территориях с повышенным уровнем шума. Предельно допустимые значения, влияющие на самочувствие рабочего, должны соответствовать санитарным нормам. Согласно [42], уровень шума на рабочих местах не должен превышать 80 дБ. Воздействие шумов способствует нарушению слуха, сердечно-сосудистым заболеваниям, гормональным расстройствам. Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности измеряются в дБ. Допустимые уровни шума при физических нагрузках в таблице 16.

Таблица 16 – Допустимые уровни шума при физических нагрузках[26]

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75

Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

При работе оператором добычи нефти и газа, существует вероятность получения повреждений различной степени тяжести в результате контакта с насекомыми и животными [43], такими как комары, мошки, клещи и дикие животные. Безопасность труда должна обеспечиваться различными мерами:

- соблюдение определённых правил безопасности, предписанных видами работ на открытой кустовой площадке;
- предварительная вакцинация работников от возможных вирусов, переносимых насекомыми;
- применение специальных средств индивидуальной защиты (энцефалитные костюмы, защитные спреи и аэрозоли).

5.1.2. Анализ опасных производственных факторов

Работники нефтегазопроизводств работают с сосудами и аппаратами, находящимися под большими давлениями (до 30 МПа). В случае неисправностей или непредвиденных аварий возможен риск смертельной опасности трудящихся, поэтому сосуды и баллоны для хранения нефти и газов, а также их транспортировки должны соответствовать требуемым нормам [28], а работники в свою очередь должны периодически проходить производственные инструктажи. Опасность разрыва баллонов возникает особенно при переполнении их сжиженными газами и последующем нагревании. Для всех газов установлены предельные нормы наполнения, превышать которые категорически запрещается.

При эксплуатации баллонов надо предохранять их от огня, действия солнечных лучей, не устанавливать баллоны ближе 1 м от нагревательных приборов и 5 м от печей с открытым огнем, а также беречь от ударных нагрузок. На баллонах должны быть надеты два предохранительных резиновых кольца от ударов. Баллоны с аммиаком нельзя хранить вместе с баллонами, наполненными другим газом, а баллоны с кислородом — в одном помещении с баллонами, наполненными горючими газами. Наполненные баллоны хранят в вертикальном положении, а использованные — в горизонтальном. На использованные баллоны должны быть накручены колпаки, а на корпусе мелом сделана надпись "Пустой". Баллоны для сжатых, сжиженных и растворенных газов подвергают освидетельствованию не реже чем через каждые 12 месяцев, которое производит завод-наполнитель по разрешению местных органов Госгортехнадзора.

Нефтегазовые промыслы отличаются высокой вероятностью возникновения пожаров и опасностей взрывов. С целью предотвращения опасных пожарных ситуаций территория нефтегазовых объектов должна содержаться в порядке и чистоте, все отходы производства, бытовой мусор и складские убранства должны быть утилизированы, хранение нефтепродуктов в открытых ямах запрещается

Нефтегазовое производство должным образом электрифицировано, поэтому работник данной отрасли постоянно сталкивается с электроприборами или оборудованием, находящимся под напряжением. При возникновении опасных ситуаций работник, неквалифицированный в области электробезопасности, не должен предпринимать опасных для своего здоровья действий, а обязан сообщить о неисправности главному инженеру-электрику. Приборы и оборудование, работающие от электричества, должны проходить периодический осмотр, в ходе которого выносится вердикт о возможности их дальнейшего использования. Неисправное оборудование должно своевременно починено, либо заменено на новое.

Для предохранения рабочих от поражения электрическим током электрооборудование УЭЦН должно быть надежно заземлено. Сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом в любое время года. Все соединения выполняются сваркой согласно ПЭУ. После устройства контура заземления необходимо замерить сопротивление и, если оно окажется больше допустимого, забить дополнительные электроды.

На кустовых площадках возможно проведение огневых работ, в частности работа болгаркой и сварочным агрегатом. Основными источниками пожарной опасности при сварке, осуществляемой электрической дугой, являются: пламя дуги, искры раскаленного металла, недоиспользованные электроды; электрические дуги и искры, короткие замыкания и другие неисправности в электрооборудовании. Пожарную опасность при сварочных работах можно снизить правильной организацией рабочего места [47]. Основные требования пожарной безопасности при сварочных работах следующие: сгораемые предметы необходимо удалять от места ручной сварки не менее чем на 5 м; машины для точечной, шовной, роликовой и стыковой сварки следует устанавливать только в помещениях, где не производится пожароопасных операций. При этом сварочные машины удаляют от сгораемых предметов на расстояние не менее 4 м; при стыковой сварке деталей сечением более 50 мм² – не менее 6 м. При невозможности удаления сварочных машин на указанные выше расстояния место сварки отгораживают металлическими или асбестовыми листами.

Сварщики должны быть обеспечены по действующим нормам спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты, которыми они обязаны пользоваться при выполнении работ. Одежда и рукавицы сварщика не должны иметь следов масла, жира, бензина, керосина, а также других горючих жидкостей. Для защиты глаз и лица от действия ультрафиолетовых и инфракрасных лучей сварщик должен пользоваться ручными или

наголовными щитками со стёклами-светофильтрами. Светофильтры при сварке дуговым методом должны применяться в зависимости от силы тока и способа сварки [47].

5.2 Экологическая безопасность

По статистическим подсчетам около 75% всех неблагоприятных воздействий на окружающую среду от нефтегазовых промыслов приходится на атмосферу. Способны выделять загрязняющие вещества в атмосферу следующие технологические объекты: буровые установки, нефтегазопромыслы, установки подготовки нефти и газа, нефтеперерабатывающие заводы, газокompрессорные станции, нефтепроводы различного уровня, станции хранения УВ и др.

Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и азота, сероводород), УВ и их производные и твердые частицы. Производственные отходы, возникающие на нефтегазопромыслах, подлежат к сжиганию на факельных установках, в результате чего в атмосферу выделяются вредные компоненты. Основными мероприятиями по охране атмосферного воздуха при эксплуатации скважин являются:

- использование автотоплива без вредных присадок (тетраэтилсвинца);
- контроль токсичности и дымности отработавших газов автомашин, спецтехники; дизельных установок;
- использование автотранспорта с полной загрузкой, минимизация числа поездок;
- использование строительной техники и транспорта по назначению.

По статистическим оценкам порядка 20% от всех загрязнений углеводородным сырьем приходится на водные ресурсы. Кроме самих УВ в нефтепродуктах, поступающих в различные водные источники, содержатся

соединения кислорода, серы и азота, которые оказывают негативное влияние на водные ресурсы.

Любое загрязнение водоемов нефтепродуктами может привести к гибели водоплавающих птиц, некоторых видов животных, обитающих в водоемах, загрязнению околородной среды и др. Поступившая нефть в воде образует слой на поверхности, в результате чего легкие углеводороды испаряются в атмосферу. Постепенно нефть смешивается с водой и через некоторый промежуток времени сосредотачивается в водных горизонтах. Содержание растворенных нефтепродуктов в воде не должно превышать 10 мг/л. Мероприятия, обеспечивающие рациональное использование и охрану водных ресурсов от загрязнения включают:

- повторное использование воды;
- исключение сбросов в водные объекты и на рельеф отработанных буровых растворов и шлама, хозбытовых и других неочищенных стоков;
- установка специальных поддонов в местах возможных утечек и проливов горюче-смазочных материалов, буровых, тампонажных и других растворов;
- предупреждение загрязнения поверхностных и подземных вод поверхностно-активными веществами и химическими реагентами.

По статистическим данным около 5% всех нефтезагрязнений приходится на почвенную среду. При освоении и прокладки новых дорог, соединяющих технологические комплексы месторождений, обустройство новых трубопроводов и другие организационные работы оказывают влияние на поверхностный слой почвы, заставляя его разрушаться под колесами и гусеницами автотранспорта, под весом колон труб и высоких буровых мачт, а также другой строительной техники и оборудования. В целях рационального использования и охраны недр предусматриваются следующие мероприятия по защите прилегающих земель от поглощения поверхностного стока и загрязнения, в частности [38]:

- исключение сбросов на рельеф отработанных технологических растворов и шлама, хозяйственных и других неочищенных стоков (извлекаемый шлам с водой отстаивается в зумпфе (без сброса));
- установку специальных поддонов в местах возможных утечек и проливов горюче-смазочных материалов, технологических и других растворов.

По окончании работ площадка бурения каждой скважины приводится в естественное состояние:

- ликвидируется строительный мусор,
- убираются отходы буровых и других работ,
- ликвидируются зумпфы путем глинистого тампонажа,
- восстанавливается почвенно-растительный слой и выполняются другие работы по очистке территории.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К основным чрезвычайным ситуациям (ЧС) в условиях нефтегазопромысла относятся ситуации природного или социального характера, а также ситуации, связанные с взрывопожарной и пожарной безопасностью. Главная опасность заключается в непредвиденном возникновении пожаров, которые могут привести к трагическим последствиям. Нефтегазовые промыслы отличаются высокой вероятностью возникновения пожаров и опасностей взрывов. С целью предотвращения опасных пожарных ситуаций территория нефтегазовых объектов должна содержаться в порядке и чистоте, все отходы производства, бытовой мусор и складские убранства должны быть утилизированы, хранение нефтепродуктов в открытых ямах запрещается. Согласно [29], объекты нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал. Сами работники должны периодически проходить противопожарные инструктажи. В случае возникновения пожарной ситуации

основной задачей работников производства является предотвращение образования горючей среды и (или) источников зажигания.

В зависимости от пожаро- и взрывоопасных свойств применяемых, производимых или хранимых веществ, все производство по степени пожарной опасности подразделяется на пять категорий: А, Б, В, Г, Д.

– Категория А. Производство, связанное с получением, применением или хранением: жидкостей, имеющих температуру вспышки паров (28°C) и ниже; паров или газов с нижним пределом взрываемости 10% и менее в количествах, которые могут образовать с воздухом взрывоопасные смеси; горючих жидкостей при температуре нагрева их до 250°C .

– Категория Б. Производства, связанные с применением, получением, хранением или переработкой: жидкостей с температурой паров от 29° до 120°C ; горючих газов, нижний предел взрываемости которых более 10% к объему воздуха, при применении этих газов в количествах, которые могут образовать с воздухом взрывоопасные смеси; производства, в которых выделяются горючие волокна или пыль в таком количестве, что они могут образовать с воздухом взрывоопасные смеси.

– Категория В. Производства, связанные с обработкой или применением твердых сгораемых веществ и материалов, а также жидкостей с температурой вспышки паров выше 120°C .

– Категория Г. Производства, связанные с применением или обработкой несгораемых веществ и материалов в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии и сопровождающиеся выделением лучистой теплоты, искр и пламени, а также производства, связанные с ожиганием твердого, жидкого и газообразного топлива.

– Категория Д. Производства, связанные с обработкой несгораемых веществ и материалов в холодном состоянии.

Для тушения пожара используют следующие средства пожаротушения: ручные пенные огнетушители типа ОП, углекислотные огнетушители ОУ-2, пенопроизводящие установки – пеномесителя,

воздушнопенные стволы, генераторы высококоротной пены, гидранты и другие средства. Первичные средства пожаротушения размещают в легко доступных местах. Огнетушители защищают от солнечных лучей, осадков.

Для того чтобы не допустить пожарные ситуации между отдельными объектами нефтегазопромислов, должны выдерживаться противопожарные размеры: от устья скважины до насосных станций и резервуаров не менее 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м, до общественных зданий – 500 м.

Нефтегазовые промыслы на сегодняшний день высоко оснащены различными электрооборудованиями, которые хоть и предназначены для не самых неблагоприятных условий, однако все равно требуют отдельного внимания со стороны служб электробезопасности. Все приборы и оборудования должны быть исправны, допуск к их использованию должны иметь только лишь специально обученные люди и персонал, прошедший необходимый производственный инструктаж. Технологические участки производства по взрывоопасности относятся к классу В-1Г и В-1 по ПУЭ-85, по характеру пожарной опасности – к категории 1 и 2-А. Все установки, согласно [36], на производственных участках должны быть оборудованы противопожарными системами и противопожарной автоматикой. Любое проявление открытого огня или возгорания необходимо незамедлительно ликвидировать с помощью первичного инвентаря пожаротушения или струей воды, инертного газа, либо изоляцией от воздуха и т.д.

При выбросе нефти или газа со скважины, авариях на трубопроводах и при выполнении технологических операций, может возникнуть газоопасная ситуация, которая характеризуется наличием сероводорода в рабочей зоне концентрацией, превышающей 3 мг/м^3 , либо получением извещения об аварии. Ответственный за пожарную безопасность на случай газовой опасности должен разработать план мероприятий, которые в случае необходимости обеспечат безопасность рабочего персонала. Предупреждение ЧС – не менее важный пункт, чем их ликвидация. К мерам предупреждения ЧС относятся:

- повышение надежности технологического оборудования;
- совершенствование рабочих процессов;
- своевременное обновление используемых материалов, агрегатов и установок;
- применение высококачественного сырья и материалов;
- участие в работах высококвалифицированного персонала.

Согласно [40] основными мероприятиями при возникновении чрезвычайных ситуаций являются:

- укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций;
- эвакуация рабочих из зон ЧС;
- использование СИЗ в случае необходимости;
- оказание медицинской помощи пострадавшим;
- организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС.

5.4 Правовые и организационные вопросы

Работодатели обязаны обеспечить обязательное социальное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний. В процессе производственной деятельности работодатель обязан обеспечить выполнение установленных законодательством условий безопасности, в том числе:

- безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов;
- применение средств индивидуальной и коллективной защиты работников;
- приобретение и выдачу специальной одежды, специальной обуви, других средств индивидуальной защиты;

- рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов,
- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ;
- недопущение работников моложе 18 лет к работам на опасных производственных объектах, а также работников, не прошедших обязательные медицинские обследования или имеющих медицинские противопоказания.

Порядком определяются следующие виды инструктажа работников: вводный, первичный инструктаж на рабочем месте, повторный, внеплановый, целевой.

Предприятие обязано предоставлять следующие льготы для работников, которые работают в районах Крайнего Севера и в приравненных к ним местностях [46]:

- надбавка к месячному заработку, размер которой возрастает с увеличением стажа непрерывной работы в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- дополнительные отпуска сверх установленных ежегодных отпусков; в районах Крайнего Севера - продолжительностью 18 рабочих дней;
- полное или частичное соединение отпусков;
- в случае временной утраты трудоспособности предприятие, учреждение, организация доплачивают разницу между размером пособия по социальному страхованию и фактическим заработком.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Главным недостатком установок электровинтового насоса являются относительно низкие показатели по наработке на отказ. Такая ситуация связана с более жесткими условиями, в которых эксплуатируются винтовые насосы. Кроме того, «слабым звеном» винтовых насосов является эластомер, разрушение которого чаще всего становится причиной отказа установки.

Приведенный анализ показывает, что наработку винтовых насосов можно значительно увеличить за счет использования обойм изготовленных из эластомеров, состав которых выбран исходя из конкретных скважинных условий в частности физико-химических свойств пластовой жидкости. Почти все жидкости, прокачиваемые через насос, в определенной степени влияют на характеристику насоса и механические свойства упругого элемента. На упругий элемент влияют также повышенные температуры и некоторые химикаты, такие как ингибиторы коррозии на основе аминов.

На сегодняшний день не существует поэтапной методики для выбора эластомера, так как это требует знания точного состава скважинного флюида и условий в стволе скважины. Кроме того, для того чтобы найти наилучшее соотношение между характеристиками эластомера и скважинным флюидом, а также условиями в стволе скважины, необходимы опыт и знания. В связи с этим выбор эластомера должен осуществляться на основе экспериментальных исследований набухания эластомера.

Если проводить сравнение винтового насоса и центробежного, то последние могут эксплуатироваться в условиях более высоких температур (до 150 °С), но со значительно меньшей вязкостью добываемой продукции и более низким содержанием механических примесей — не более 200 мг/л. При увеличении обводненности продукции до 80 % целесообразен перевод скважин с электровинтового на электроцентробежный.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Валовский В. М. Винтовые насосы для добычи нефти: учебное пособие / В. М. Валовский. – М. «Нефтяное хозяйство», 2012, – 248 с.
2. Бикаев И.И. Опыт применения альтернативных технологий эксплуатации малодебитного фонда скважин в ООО «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ» / Инженерная практика. – 2017. – № 9. – с. 10–12.
3. Бочарников В.Ф. Справочник мастера по ремонту нефтегазового технологического оборудования / В.Ф Бочарников. – М.: Инфра-Инженерия. – 2017. – 576 с.
4. Лайонза У., Плизга Л. Большой справочник инженера нетегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи/ У. Лайонза. – СПб.: Профессия, 2009. – 952 с.
5. Джеймс Л. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин: перевод с английского / Л. Джеймс. – М.: Премиум-Инжиниринг. – 2017. – 360 с.
6. Дроган Н.Ю. Опыт эксплуатации одновинтовых насосных установок на месторождениях НГДУ «Талаканнефть» ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ» // Инженерная практика. – 2017. – № 3. – с. 16–18.
7. Дроздов А.Н. Применение установок погружных гидроструйных насосов для эксплуатации осложненных скважин // Нефтегазовая вертикаль. – 2009. – №12. – с.71-73.
8. Дроздов А.Н. Механизированная эксплуатация скважин углеметановых месторождений: состояние и перспективы // Газовая промышленность. – 2009. – №3. – с.60-64.
9. Ершов М.С. Электрооборудование и станции управления технологических установок механизированной добычи нефти / М.С. Ершов. – М: Недра, 2008. – с.78
10. Ивановский В.Н. Учебное пособие для ВУЗов «Оборудование для добычи нефти и газа» / В.Н. Ивановский. – М.: Нефть и газ: часть I, 2002. – с.230

11. Ивановский В.Н. Учебное пособие для ВУЗов «Оборудование для добычи нефти и газа» / В.Н. Ивановский. – М.: Нефть и газ: часть II, 2003. – с.150
12. Калыгин В.Г. Промышленная экология / В.Г. Калыгин. – М.: Изд-во МНЭПУ МХТИ им. Д.И. Менделеева, 2000. – 240 с.
13. Луи-Этьенн П. Опыт успешного применения объемных винтовых насосов в механизированной добыче // Инженерная практика. – 2017. – № 2. – с. 36–38.
14. Луи-Этьенн П. Повышение эффективности и ресурса систем винтовых насосов в условиях высокого содержания газа // Инженерная практика. – 2017. – № 11. – с. 20–22.
15. Цепляев И.И., Мальцев П.А. Эксплуатация малодобитного фонда на примере скважин НГДУ «НИЖНЕСОРТЫМСКНЕФТЬ» ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ» // Инженерная практика. – 2017. – № 3. – с. 58–60.
16. Руководство по эксплуатации УЭЦН РЭ ООО «БОРЕЦ», 2004г.
17. Руководство по эксплуатации. Система погружной телеметрии ТМСП-3. г. Радужный, Владимирская область.
18. Руководство по эксплуатации. Система погружной телеметрии ТМСП-8.
19. Паспорта глубинно-насосного оборудования ОАО «Новомет-Пермь».
20. Паспорт. Руководство по эксплуатации. Устройство якорное ЗУ-122.
21. Технические условия 3665-001-12058648-2008 ТУ. Насосы скважинные штанговые, опоры замковые и дополнительное оборудование к ним. ЗАО "ЭЛКАМ-нефтемаш". Пермь 2008 г.
22. Интернет ресурсы <http://kuznetsk-dobycha.gazprom.ru/>.
23. ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»

24. ВСН34-82 «Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности»
25. ГОСТ 12.4.011-89 «Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»
26. ГОСТ 12.2.062-81 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные»
27. ГОСТ Р 52630-2012 «Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия»
28. ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования»
29. ГОСТ Р 12.1.019-2009 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»
30. ГН 2.2.5.686-98 «Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы»
31. СанПиН 4630-88 «Санитарные правила и нормы охраны поверхностных вод от загрязнения»
32. ГН 2.1.7.2041-06 «Предельно допустимые концентрации химических веществ в почве»
33. СНиП 11-01-95 «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений»
34. ГОСТ 17.5.3.04-83 «Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель»
35. НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования»
36. ГОСТ Р 22.3.03-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения»
37. ГОСТ 12.2.049-80 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования»

38. ГОСТ Р ИСО 6385-2007 «Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем»
39. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату на открытой территории»
40. ГОСТ 24346-80 ГОСТ 24346-80 «Вибрация. Термины и определения
41. ГОСТ 12.01.003-83 ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. «Шум. Общие требования безопасности»
42. СанПиН 3.2.3215-14 «Профилактика паразитарных болезней на территории Российской Федерации»
43. ГОСТ 30775-2001 «Обращение с отходами. Классификация»
44. Методические указания по выполнению и оформлению выпускных квалификационных работ для студентов всех форм обучения по специальности 280202 – Инженерная защита окружающей среды / Сост.: Ю.П. Ясьян, Л.И. Калашникова, Т.П. Косулина, А.Г. Колесников; Куб. гос. технол. ун-т. Кафедра технологии нефти и экологии. – Краснодар: Изд. КубГТУ, 2005. – 55 с.
45. ТК РФ, Статья 251. «Особенности регулирования труда»
46. РД 13.220.00-КТН-575-06 «Пожарная безопасность при ремонтных и огневых работах»
47. СН 2.2.4 «Производственная вибрация»

Приложение А
(справочное)

Artificial lift

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Пак Г. Х.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чернова О. С.	к.г.-м.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Швагрукова Е.В	к.ф.н.		

Introduction

Downhole pumps are a common means of boosting the productivity of a well by lowering the bottomhole flowing pressure. Rather than lowering the pressure gradient in the tubing to reduce the bottomhole pressure, as in gas lift, downhole pumps increase the pressure at the bottom of the tubing a sufficient amount to lift the liquid stream to the surface. In fact, the pressure gradient in the tubing is actually higher in a pumped well than it would be without the pump, because most of the gas produced with the liquids is vented through the casing-tubing annulus [6].

Two types of pumps are usually used: positive-displacement pumps, which include sucker rod pumps and hydraulic piston pumps; and dynamic displacement pumps, the most common of which are electrical submersible centrifugal pumps and jet pumps. Sucker rod pumps and electrical submersible pumps are the most common, and will be considered in more detail here.

For any well with a downhole pump, the work supplied by the pump is related to the increase in pressure across the pump by the mechanical energy balance equation, which for an incompressible fluid.

To determine the size and power requirements for a downhole pump, the pressures on either side of the pump are related to the the bottomhole flowing pressure by the pressure gradient in the gas-liquid stream below the pump and to the surface pressure by the singlephase liquid gradient in the tubing. Once the pressure increase required from the pump is known, the work required from the pump is found, usually based on empirical knowledge of the frictional losses in the pump (the pump efficiency.) [6].

1 Artificial lift

Production wells are free flowing or lifted. A free flowing oil well has enough downhole pressure to reach a suitable wellhead production pressure and maintain an acceptable well-flow. Larger wells will be equipped with artificial lift to increase production even at much higher pressures. Some artificial lift methods are [5].

1.1 Gas lift

Gas lift is one method of artificial lift. For gas lift, gas is injected continuously or intermittently at selected location(s), resulting in a reduction in the natural flowing gradient of the reservoir fluid, and thus reducing the hydrostatic component of the pressure difference from the bottom to the top of the well. The purpose is to bring the fluids to the top at a desirable wellhead pressure while keeping the bottomhole pressure at a value that is small enough to provide good driving force in the reservoir. This pressure drawdown must not violate restrictions for sand control and water or gas coning.

Two other considerations must enter the design. First, large amounts of gas injected into the well will affect the separation facilities at the top. Second, there exists a limit gas- liquid ratio (GLR) above which the pressure difference in the well will begin to increase because the reduction in the hydrostatic pressure will be offset by the increase in the friction pressure.

The positioning of the gas-lift valves and their number is a matter of wellbore hydraulics optimization. For continuous gas lift, an “operating valve” will be used to inject the appropriate amount of gas at the desirable tubing pressure at the injection point. Other valves may be placed below the injection point and may be put into service during the life of the well as the reservoir pressure declines or if the water-oil ratio increases.

For intermittent gas lift, both a single injection point and multiple injection points can be used. Firstly, a liquid slug must be built in the tubing above the

bottom valve. Then, the valve opens, displacing the liquid slug upward. The valve remains open until the slug reaches the top, and then the valve closes. It reopens when a new liquid slug builds in the bottom of the well.

For multiple injection points, the bottom valve opens as described for the single injection-point operation, but as the liquid slug moves upward, valves below the slug open. The valves close after the slug reaches the top. The actuation of the valves for intermittent gas lift can be done with a timing device or can depend on the pressure [6].

1.2 Sucker Rod Pumping

The rotary motion of the crank is translated to a reciprocating motion of the polished rod by the Pitman and the walking beam; the sucker rods transmit the reciprocating motion from the polished rod to the downhole pump. The pump consists of a barrel with a ball-and-seat check valve at its bottom (the standing valve) and a plunger containing another ball-and-seat check valve (the traveling valve.) When the plunger moves up, the standing valve opens, the traveling valve closes, and the barrel fills with fluid. On a down stroke, the traveling valve opens, the standing valve closes, and the fluid in the barrel is displaced into the tubing [1].

Positive-displacement pump performance is evaluated based on the volume of fluid displaced, not the pressure increase generated by the pump, since the compression of the wellbore fluid in the pump will create enough pressure to displace the fluid in the tubing. The surface production rate will be the downhole rate divided by the formation volume factor.

The volumetric efficiency is less than 1 because of leakage of the fluid around the plunger. The volumetric efficiency is usually 0.7 to 0.8 for a properly working rod pump. The downhole volumetric flow rate is calculated by multiplying the surface rate by the formation volume factor [6].

The required pump speed is found to be 16 spm. Sucker rod pumps are typically operated at speeds ranging from 6 to 20 spm. The highest speed is limited

to avoid excessive vibration of the rods due to resonance. For steel rods, the lowest pump speed that can cause the rods to vibrate at their natural frequency. Pump speed should be kept below his limiting value.

The effective plunger stroke length will differ from and generally be less than the polished rod stroke length because of the stretching of the tubing and the rod string and because of overtravel caused by the acceleration of the rod string. Note that if the tubing is anchored, the tubing stretch will be zero.

The next step in designing a sucker rod pump installation is the determination of the power requirements for the prime mover. The prime mover must supply sufficient power to provide the useful work needed to lift the fluid; to overcome frictional losses in the pump, the polished rod, and the rod string; and to allow for inefficiencies in the prime mover and the surface mechanical system [6].

The net lift is the height to which the work provided by the pump alone can lift the produced fluid. If the tubing and casing pressure is zero at the surface and the fluid level in the annulus is at the pump, the net lift is simply the depth at which the pump is set. More generally, the fluid in the annulus above the pump exerts the force of its weight in helping to lift the fluid in the tubing and the tubing pressure is an additional force that the pump must work against. Surface in the annulus is atmospheric pressure (i.e., the casing surface pressure is atmospheric and the hydrostatic head of the column of gas in the annulus is negligible) and that the average density of the liquid in the annulus is the same as that in the tubing (we are neglecting the gas bubbling through the liquid in the annulus.)

Any downhole pump is adversely affected by the presence of free gas in the fluid being pumped; with sucker rod pumps, the effect can be particularly severe. When gas is present in the pump barrel, much of the pump energy is expended in compressing the gas instead of lifting the liquid. When gas is present in the pump, on an upstroke, the gas must be compressed until the pressure in the barrel is equal to the pressure in the tubing above the pump before the traveling valve will open and allow fluid to pass into the tubing [5]. On a down stroke, the gas must expand until the pressure is below p_i , the pressure in the casing just below the pump,

before the standing valve will open and let wellbore fluids enter the barrel. In extreme cases, essentially nothing will occur in the pump except the expansion and compression of gas; in this instance, the pump is said to be “gas-locked.”

Because of these deleterious effects, some means must be employed to exclude most, if not all, of the free gas from entering a sucker rod pump. This is accomplished by setting the pump below the perforations so that the gas will rise out of the liquid stream moving to the pump or by employing various mechanical means to separate the gas from the liquid stream. Downhole devices installed on rod pumps to separate the gas from the liquid are called “gas anchors.”

The performance characteristics of sucker rod pumps are commonly monitored by measuring the load on the polished rod with a dynamometer. A recording of the polished rod load over one complete pump cycle is referred to as a “dynamometer card.” The dynamometer card plots polished rod load as a function of rod position.

Numerous factors will cause an actual dynamometer card to differ from this idealization—a dynamometer card from a properly working rod pump. The acceleration and deceleration of the rod string accounts for most of the difference between the ideal load history and the actual history of the polished rod in a properly operating rod- pumped well [6].

Excessive friction in the pumping system results in erratic dynamometer responses. Liquid pound occurs when the pump barrel does not fill completely on the upstroke and is characterized by a sudden decrease in load near the end of the downstroke). Gas pound occurs when the pump partially fills with gas and exhibits a similar character to liquid pound, but the decrease in load is not as pronounced on the downstroke. With plunger undertravel, the load increases throughout the upstroke; while with overtravel, the load decreases throughout the upstroke.

1.3 Electrical Submersible Pumps

An electrical submersible pump (ESP) is a multistage centrifugal pump that

offers a great deal of flexibility. ESPs are capable of producing very high volumes of fluid, can be used efficiently in deeper wells than sucker rod pumps, and are able to handle some free gas in the pumped fluid. The pump is driven by an electric motor connected by cables to a three-phase power source at the surface. ESPs typically operate at 3500 rpm driven by a 60-Hz AC electrical supply [3]. The motor is situated so that the produced fluids flow around the motor, providing cooling, either by setting the pump above the producing interval, or by equipping the pump with a shroud that directs the fluids past the motor before entering the pump intake.

Centrifugal pumps do not displace a fixed amount of fluid, as do positive-displacement pumps, but rather create a relatively constant amount of pressure increase to the flow stream. The flow rate through the pump will thus vary, depending on the back pressure held on the system.

The pumping head of a centrifugal pump will decrease as the volumetric throughput increases; however, the efficiency of the pump, defined as the ratio of the hydraulic power transferred to the fluid) to the power supplied to the pump, has a maximum at some flow rate for a given pump. The developed head and efficiency of a centrifugal pump depend on the particular design of the pump and must be measured.

To design an electrical submersible pump installation, the pumping head needed to produce the desired volumetric flow rate must be determined from the well's IPR and the pressure drop that will occur from the pump to the surface. The steps needed to select an appropriate ESP to produce a desired volumetric flow rate are as follows [6]:

- Determine the appropriate size pump from manufacturer's specifications. An efficient throughput for an ESP depends on the size of the pump, not the A_p developed by the pump. Thus the pump size can be selected based only on the flow rate;
- from the IPR relationship for the well, determine $p_w f$ for the desired production rate;

- calculate the minimum pump depth based on p_{wf} and the necessary pump suction pressure. ESPs generally require a suction pressure of 150-300 psi. The pump can be set at any depth below this minimum depth, and will often be located nearer the production interval;
- determine the required pump discharge pressure from a pressure traverse calculation for the flow in the tubing;
- The total power requirement for the pump is obtained by multiplying the power per stage from the pump characteristic chart by the number of stages.

Determine the required specifications for an electrical submersible pump for this application. The first step is to choose a pump with a capacity range suitable for the desired flow rate. The flow rate through the pump is the downhole volumetric oil rate, assuming that all free gas is excluded from the pump. To determine the formation volume factor for this saturated oil, we must know the pressure [5].

The pump characteristics given by ESP manufacturers are for pumping water and must be corrected if the fluid being pumped has a higher viscosity. High fluid viscosity decreases the efficiency of a centrifugal pump and can affect the head developed. Pump manufacturers provide correction charts to account for behavior with high-viscosity fluids.

1.4. Jet Pumps

A jet pump is a dynamic-displacement pump that differs dramatically from a centrifugal pump in the manner in which it increases the pressure of the pumped fluid. A power fluid is accelerated through a nozzle and then mixed with the produced fluid in the throat of the pump. As the fluids mix, some of the momentum of the power fluid is transferred to the produced fluid; in the diffuser, some of the kinetic energy of the mixed stream is converted to static pressure. Jet pumps offer the advantage of having no moving parts, so dirty or gassy fluids can be produced without the wear that will result in positive-displacement pumps. They can also be

used at any depth. Drawbacks to jet pumps are their low efficiency (generally in the 20-30% range) and the need for high suction pressure to prevent cavitation in the pump. Jet pump installations are designed using characteristic pump charts in a manner analogous to the design of centrifugal pumps. In addition, careful calculation of the pump depth needed to provide sufficient suction pressure to prevent cavitation is required in designing a jet pump for a well [4].

1.5 Progressing Cavity Pumps

Progressing Cavity (or Moyno) Pumps are becoming increasingly popular for the production of viscous crude oils. The rotor is rotated inside an elastomeric pump body or stator, which has been molded in the form of a double helix with a pitch of the same diameter and exactly twice the length of the pitch given to the rotor [6].

The rotor within the stator operates as a pump. This causes the fluid, trapped in the sealed cavities, to progress along the length of the pump from the suction to the pump discharge. These cavities change neither size nor shape during this progression. It acts as a positive displacement pump. The pressure increase that can be achieved by the pump depends on the number of “seal-lines” formed along the pump body by the rotor and stator. Typically, this is found to be 300-200 kPa pressure increase per stage.

It is found that fluid will “slip” backwards if a greater pressure increase is demanded from the pump. This can be avoided by increasing the number of pump stages. Wear of either the stator or rotor will decrease this value since the the maximum pressure increase depends on this interference fit [3].

However, the construction of the stator body from an elastomer makes this pump design relatively tolerant to produced solids - particularly since they are often used to pump viscous oils which provides a lubrication film to protect the rotor and stator from wear.

The pump’s characteristics make it very suitable for artificial lifting wells

producing medium to high viscosity crude oil reserves. These crude oils often have a tendency to form highly viscous emulsions when mixed under high shear with the produced water (as occurs in a centrifugal pump). They are often found in (relatively) shallow, young (geologically speaking), soft formations where the inclusion of sand control in the completion design is a necessity. Finally, elastomer selection problems are minimised because these crude oils tend to have a low GOR as well as a low aromatic content and their shallow location results in a low Bottom Hole Temperature.

Conclusion

The production engineer at designing an artificial lift scheme can choose among gas lift and various types of pumping systems. The optimal system is ultimately based on economic considerations, requiring a careful comparison among alternatives over the life of the well or the reservoir. However, there are constraints that may eliminate one or more possible lift methods, simplifying the design procedure [3].

The first consideration is an available space, particularly, in offshore development. The space limitations of an offshore platform, generally, preclude the use of rod pumps, with their large surface beam-pumping units. Likewise, in certain environmentally sensitive areas, where minimizing surface facilities is important, rod pumps may not be feasible.

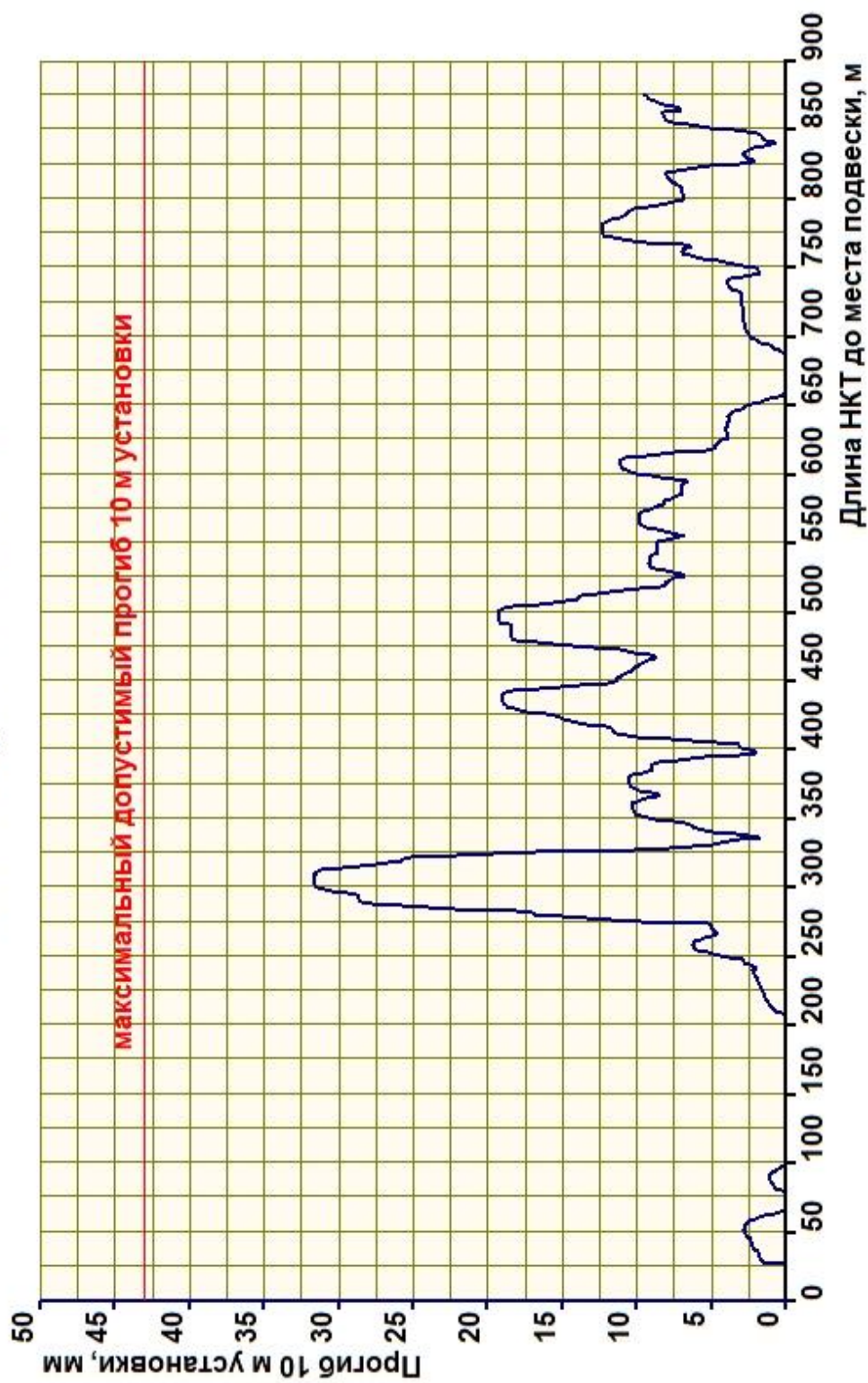
For gas lift to be the lift method of choice, a gas supply must be available, either from the produced associated gas or from other nearby sources, and the reservoir performance must be amenable to gas lift. The amount of gas needed for gas lift is approximately the amount that is required to power the gas compressors, since most of the gas is recycled. In general, the higher the natural GLR, the less benefit will be obtained from gas lift [6].

Reference

1. Allen, T. O., and Roberts, A. P., *Production Operations*, Vols. 1 and 2, 2nd ed., Oil & Gas Consultants International, Tulsa, OK, 2011.
2. Amyx, J. W., Bass, D. M., Jr., and Whiting, R. L., *Petroleum Engineering* McGraw-Hill New York, 2015.
3. Dake, L. R., *Fundamentals of Reservoir Engineering*, Elsevier, Amsterdam, 2014.
4. Brown, K. E., *The Technology of Artificial Lift Methods*, Vol. 2a, Petroleum Publishing Co., Tulsa OK, 2009.
5. Devold, H., *Oil and Gas Production Handbook*, NJ, 2006.
6. Daniel H., Christine E., Ding Z., Michael J. E., *Production Systems*, Second Edition, NJ 2012.

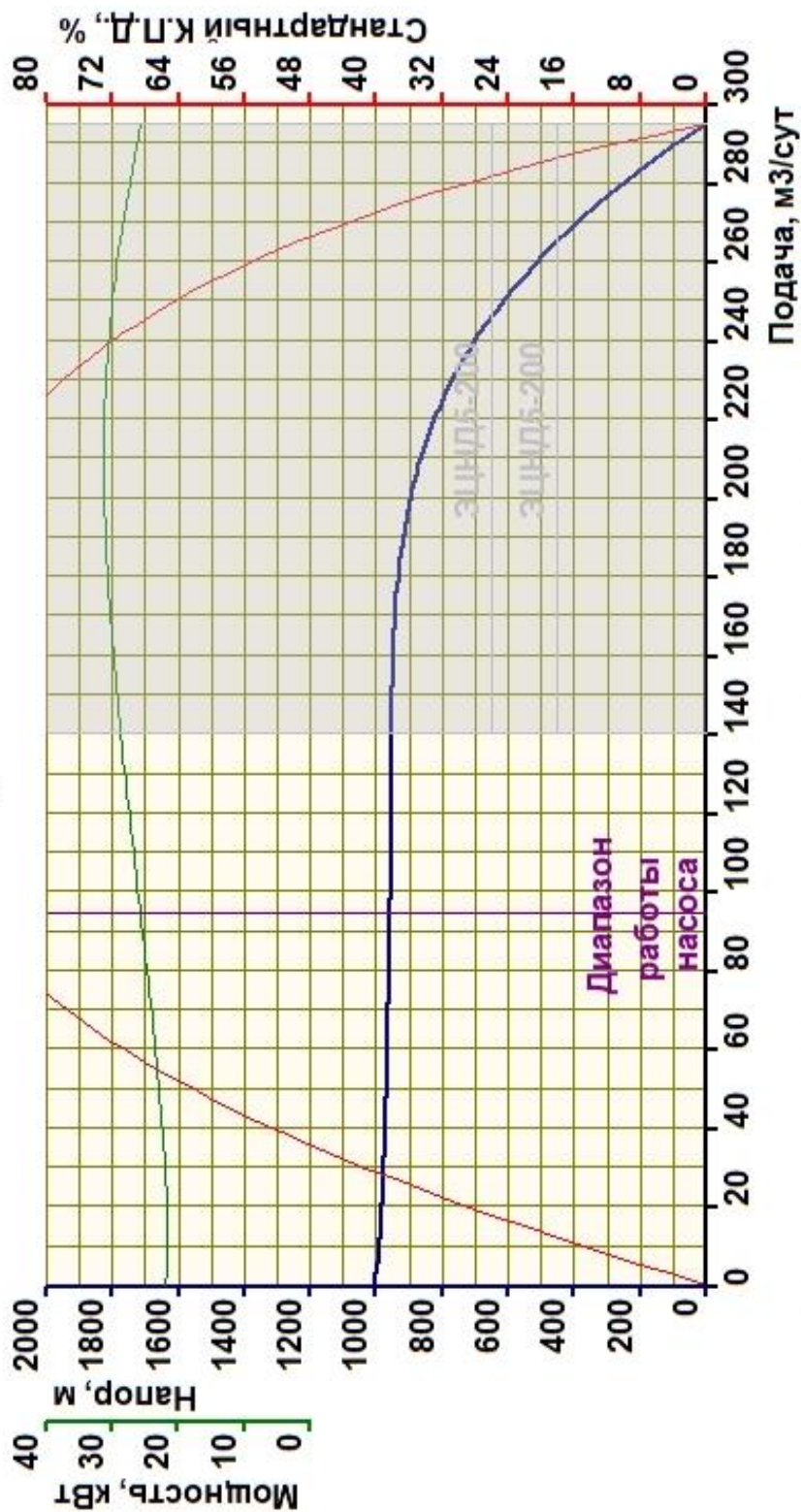
Приложение Б (справочное)

График зависимости прогиба установки от длины НКТ при спуске в скважине Ерунаковское, У1, 1, 5



Приложение В (справочное)

**Характеристика работы прогнозируемого насоса, приведенная к
воде и оборотам в БД**
Месторождение: Ерунаковское, Пласт: У1, Куст: 1, Скважина: 5,
Подвеска: 870.0 м



Рабочий диапазон: 140 - 295 м³/сут. Диапазон работы насоса: 94.3 - 94.4 м³/сут
Изготовитель: Алмаз, диаметр: 92 мм, исполнение: Износостойкое
Ступени: 92 - ЭЦНД5-200; 92 - ЭЦНД5-200; TDH = 917.9 м

Приложение Г (справочное)

Месторождение: Ерунаковское	Куст: 1	Скважина: 5	Пласт: У1
Верхняя секция, ступень: ЭЦНД5-200 (Н 448 м)	Количество: 92	Изготовитель: Алмаз	
Нижняя секция, ступень: ЭЦНД5-200 (Н 448 м)	Количество: 92		
Двигатель: ПЭДН 56-117-1400/04 при частоте тока 50 Гц	Изготовитель: Новомет		
Кабель: КПБПЗ*16	Удлинитель: ZTS ЕРОР 3*16		
Газосепаратор: есть, Ксепарации = 0,70	Дата расчета: 17.04.2018		
Некоторые основные исходные данные: длина до верх. отв. перф.= 900 м, наружн. диам. НКТ = 33.4 мм, газовый фактор = 100 м ³ /м ³ , давление насыщения = 100 атм, плотность нефти = 820.0 кг/м ³ , плотность воды = 1002 кг/м ³ , динам. вязк. нефти = 0.400 мПа*с, объемный коэф. нефти = 1,305, температура пласта = 27.0 °С, коэф. инд. линии: (0.301, 0.01). Прогиб установки в месте подвески: 1,2мм/10м, угол откл. от вертикали 13,5 град.			
Дебит жидкости в мернике (м ³ /сут)		93,98	
Длина подвески (Глубина подвески) (м)		870 (856,50)	
Обводненность жидкости		1	
Объемная подача жидкости на входе в насос (м ³ /сут)		94,19	
Объемная подача смеси на входе в насос (после сепарации) (м ³ /сут)		94,19	
Реальная рабочая зона насоса по характеристике на воде, приведенная к оборотам характеристики ступени в БД (м ³ /сут)		94,3 – 94,4	
НАСОС:			
Развиваемое давление (атм)		91,14	
Мощность (кВт)		25,239	
К.П.Д. (%)		39,79	
Нагрев ГЖС (°С)		3,34	
ДВИГАТЕЛЬ (макс. допуст. температура обмотки 210.0 °С):			
К.П.Д. (доли единиц)		0,79	
Температура обмотки (°С)		47,48	
Нагрев ГЖС (°С)		1,50	
Сила тока (А)		23,73	
КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ (макс. допуст. температура жилы удлинителя 230.0 °С):			
Необходимая длина теплостойкого удлинителя (м)		25,00	
Макс. температура жилы удлинителя (°С)		37,50	
Макс. температура удлинителя (°С)		37,13	
Потери мощности в кабельной линии (кВт)		1,85	
Потери напряжения в кабельной линии (В)		36,8	
ДАВЛЕНИЕ (атм):			
Пластовое, приведен. к верхн. отверст. перф.		80,00	
Забойное		19,36	
На входе в насос		17,64	
На нагнетании насоса		108,78	
Буферное		12,49	
Затрубное		1,00	
Коэффициент продуктивности ((м ³ /сут)/(кгс/см ²))		1,50	
Текущий коэффициент продуктивности ((м ³ /сут)/(кгс/см ²))		1,50	
Коэффициент естественной сепарации (доли единиц)		0	
Объемное газосодержание на входе в насос (после сепарации) (доли единиц)		0	
Число диспергирующих ступеней		0	
Число ступеней вне рабочего диапазона, начиная с нижней секции		92, 92	
Длина до динамического уровня (Динамический уровень) (м)		652,46 (646,70)	
Рзабойное / Рнасыщения		0,19	