

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| |
|---|
| Тема работы |
| СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ ВИНТОВЫХ НАСОСОВ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ |

УДК 622.276.53:621.674

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|------------------------|---------|------|
| 2Б6Д | Чернов Антон Сергеевич | | |

Руководитель

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент | Деева Вера Степановна | К.Т.Н. | | |

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент | Якимова Татьяна Борисовна | К.Э.Н. | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------|---------------------------|---------|------|
| Ассистент | Черемискина Мария Сергеевна | | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------------------|---------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | | | |

Томск – 2020 г.

Планируемые результаты обучения

| Код результата | Результат обучения (выпускник должен быть готов) | Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон |
|--|---|---|
| В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями | | |
| P1 | Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности | Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А) |
| P2 | Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда | Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15. |
| P3 | Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности | Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3и), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23 |
| P4 | Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий | Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е) |
| в области производственно-технологической деятельности | | |
| P5 | Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов | Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15) |
| P6 | Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов | Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12) |
| в области организационно-управленческой деятельности | | |
| P7 | Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику | Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d) |
| P8 | Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов | Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22) |
| в области экспериментально-исследовательской деятельности | | |
| P9 | Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли | Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26) |
| P10 | Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий | Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b) |
| в области проектной деятельности | | |
| P11 | Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов | Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е) |

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

| |
|--|
| Бакалаврской работы |
| (бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации) |

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|---------------------------|
| 2Б6Д | Чернову Антону Сергеевичу |

Тема работы:

| | |
|--|-------------------------|
| Совершенствование эксплуатации скважин установками винтовых насосов на нефтяных месторождениях | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | №59–123/с от 28.02.2020 |

| | |
|--|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 18.06.2020 |
|--|------------|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|---|---|
| Исходные данные к работе | Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы. |
| Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов | Этапы развития применения винтовых насосов в процессе добычи нефти; устройство и принцип действия винтовых насосных установок; геолого-технические условия эксплуатации и опыт применения установок винтовых насосов; положительные и отрицательные аспекты эксплуатации ЭВН; подбор типоразмера установки винтового насоса; выбор и обоснование рабочей зоны эксплуатации установки винтового насоса; подбор эластомера; оценка влияния условия эксплуатации на долговечность эластомеров скважинных винтовых насосов. |

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы*(с указанием разделов)*

| Раздел | Консультант |
|---|--|
| Обзор применения установок скважинных винтовых насосов в нефтедобыче | Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна |
| Анализ технологии эксплуатации установок винтовых насосов на нефтяных месторождениях | Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна |
| Анализ технического усовершенствования установок винтового насоса в процессе добычи нефти | Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна |
| Социальная ответственность | Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна |
| Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: | |
| Обзор применения установок скважинных винтовых насосов в нефтедобыче | |
| Анализ технологии эксплуатации установок винтовых насосов на нефтяных месторождениях | |
| Анализ технического усовершенствования установок винтового насоса в процессе добычи нефти | |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | |
| Социальная ответственность | |

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | 02.03.2020 |
|---|------------|

Задание выдал руководитель / консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент | Деева Вера Степановна | к.т.н. | | 02.03.2020 |
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | | | 02.03.2020 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|------------------------|---------|------------|
| 2Б6Д | Чернов Антон Сергеевич | | 02.03.2020 |

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: высшее
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года
 Форма представления работы:

| |
|---------------------|
| Бакалаврская работа |
|---------------------|

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

| | |
|--|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 18.06.2020 |
|--|------------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|---|------------------------------------|
| 01.04.2020 | Обзор применения установок скважинных винтовых насосов в нефтедобыче | 25 |
| 23.04.2020 | Анализ технологии эксплуатации установок винтовых насосов на нефтяных месторождениях | 25 |
| 03.05.2020 | Анализ технического усовершенствования установок винтового насоса в процессе добычи нефти | 30 |
| 18.05.2020 | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. | 10 |
| 02.06.2020 | Социальная ответственность. | 10 |

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент | Деева Вера Степановна | К.Т.Н. | | 02.03.2020 |

Консультант

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | | | 02.03.2020 |

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | | | 02.03.2020 |

Обозначения, определения и сокращения

- АСПО** – асфальтосмолопарафиновые отложения;
- БНК** – бутадиен-нитрильный каучук;
- ВЭД** – вентильный электродвигатель;
- ГТМ** – геолого-технические мероприятия;
- ДНС** – дожимная насосная станция;
- КВЧ** – количество взвешенных частиц;
- КПД** – коэффициент полезного действия;
- КРС** – капитальный ремонт скважин;
- КЭС** – кратковременная эксплуатация скважины;
- МРП** – межремонтный период;
- НКТ** – насосно-компрессорные трубы;
- ПАВ** – поверхностно-активные вещества;
- ПВН** – погружной винтовой насос;
- ПЧ** – преобразователь частоты;
- ПЭД** – погружной электродвигатель;
- СКН** – синтетический бутадиен-нитрильный каучук;
- СУ** – станция управления;
- УЭВН** – установка электровинтового насоса;
- УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса;
- ЧС** – чрезвычайная ситуация;
- ШГН** – штанговый глубинный насос;
- ЭВН** – электровинтовой насос;
- ЭЦН** – электроцентробежный насос.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 104 страницы, в том числе 26 рисунков, 13 таблиц. Список литературы включает 30 источников.

Ключевые слова: винтовой насос, осложнения при добыче нефти, солеотложения, высокая вязкость, высокое газосодержание, механические примеси.

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

Цель исследования – анализ технологических показателей эксплуатации работы установок винтовых насосов в процессе добычи нефти.

Задачи исследования – рассмотрение условий работы винтовых насосных установок, проведение анализа технологии эксплуатации установок винтовых насосов и анализа мероприятий по повышению эффективности работы установок винтовых насосов.

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 результаты по теме исследования могут быть использованы в подборе скважинного оборудования, эксплуатации скважин насосными установками и в увеличении продолжительности работы установок винтового насоса.

Потенциальная экономическая эффективность связана с повышением эффективности эксплуатации осложненного и малодебитного фондов скважин.

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ..... | 10 |
| 1. ОБЗОР ПРИМЕНЕНИЯ УСТАНОВОК СКВАЖИННЫХ ВИНТОВЫХ НАСОСОВ В НЕФТЕДОБЫЧЕ..... | 11 |
| 1.1 Этапы развития применения винтовых насосов в процессе добычи нефти | 11 |
| 1.2 Устройство и принцип действия винтовых насосных установок | 13 |
| 1.3 Геолого-технические условия эксплуатации и опыт применения установок винтовых насосов | 23 |
| 1.4 Положительные и отрицательные аспекты эксплуатации ЭВН | 31 |
| 2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВОК ВИНТОВЫХ НАСОСОВ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ | 36 |
| 2.1 Подбор типоразмера установки винтового насоса | 36 |
| 2.2 Выбор и обоснование рабочей зоны эксплуатации установки винтового насоса..... | 40 |
| 2.3 Подбор эластомера..... | 51 |
| 2.4 Оценка влияния условия эксплуатации на долговечность эластомеров скважинных винтовых насосов..... | 61 |
| 3. АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОГО УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ УСТАНОВОК ВИНТОВОГО НАСОСА В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ..... | 71 |
| 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ..... | 77 |
| 4.1 Расчет экономии электроэнергии | 78 |
| 4.2 Расчёт работы УЭВН в постоянном режиме | 79 |
| 4.3 Расчёт работы ЭЦН в режиме КЭС | 80 |
| 4.4 Расчёт энергоэффективности и дополнительных затрат | 83 |
| 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ..... | 88 |
| 5.1 Правовые и организационные вопросы | 88 |
| 5.2 Производственная безопасность..... | 89 |
| 5.2.1 Анализ вредных производственных факторов..... | 90 |
| 5.2.2. Анализ опасных производственных факторов..... | 93 |
| 5.3 Экологическая безопасность..... | 96 |

| | |
|--|-----|
| 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях..... | 98 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 101 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ: | 102 |

ВВЕДЕНИЕ

В сложившихся на данный момент 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 извлечение углеводородного сырья. Снижение затрат может быть обеспечено за счет оптимизации режимов работы насосов, повышения энергоэффективности и устранения частых и преждевременных отказов погружного оборудования.

Винтовые насосы уже более 30 лет успешно применяются во всем мире для добычи нефти, метана угольных пластов, а так для перекачки вязких, абразивных и жидкостей. Винтовые насосы представляют собой разновидность объемного насоса, состоящего из ротора и статора из эластомера. Эффективность и ресурс винтовых установок во многом зависят от правильности их подбора. Разные модификации эластомеров, профили насоса, погружное и наземное оборудование применяются в зависимости от добываемой жидкости и условий, при которых эксплуатируется скважина, таких как: вязкость и температура жидкости, содержание механических примесей, газа, а также наличие ароматических соединений, отклонение ствола скважины от вертикали, пластовое давление, ожидаемый суточный объем добычи и другие параметры.

При низких дебитах, высокой вязкости добываемой жидкости, критического содержания механических примесей, низких пластовых давлениях с дальнейшим увеличением влияния осложняющих факторов на работу установок механизированной добычи нефти осложняет процесс добычи и снижается эффективность применения установок электроцентробежного насоса.

Для эксплуатации скважин в осложненных условиях эффективным способом механизированной добычи нефти является использование установок винтовых насосов, которые в полной или частичной мере обеспечивают решение проблем добычи нефти осложненного фонда скважин.

1. ОБЗОР ПРИМЕНЕНИЯ УСТАНОВОК СКВАЖИННЫХ ВИНТОВЫХ НАСОСОВ В НЕФТЕДОБЫЧЕ

1.1 Этапы развития применения винтовых насосов в процессе добычи нефти

Гениальный ученый древности Архимед, примерно в 250 году до н.э. изобрел устройство, состоящее из наклонного вала с винтовой нарезкой, который вращался в полуоткрытом лотке, подымая воду на высоту до пяти метров. Оно было одним из нескольких изобретений и открытий, традиционно приписываемых Архимеду, жившему в III веке до н. э. Архимедов винт стал прообразом шнека.

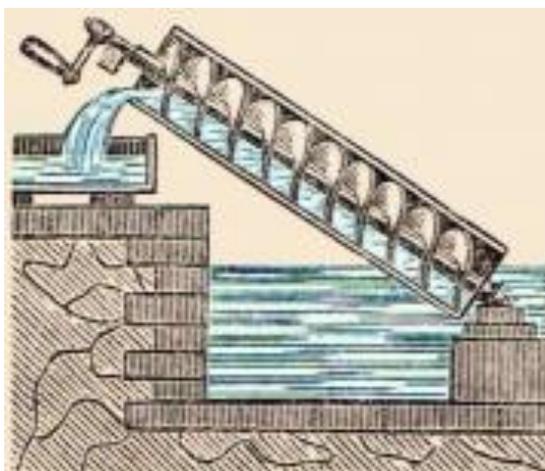


Рисунок 1 – Архимедов винт

Спустя долгий период времени Архимедов винт был преобразован в объемный винтовой насос.

Винтовой насос – насос, в котором создание напора нагнетаемой жидкости осуществляется за счёт вытеснения жидкости одним или несколькими винтовыми металлическими роторами, вращающимися внутри статора соответствующей формы.

Впервые винтовой насос для перекачки вязких жидкостей и различных растворов был разработан в 1920-х годах. И сразу же эти получил широкое распространение во многих отраслях промышленности (пищевая, химическая, бумажная, металлообрабатывающая, текстильная, табачная, нефтяная и т.д.).

Данный вид насоса был предложен французским инженером Муано (R. Moineau). Новый принцип гидравлической машины, названный «капсулизмом», позволил исключить клапанные и золотниковые распределители. Данный вид насоса был впервые использован в 1936 году.

В конце 70-х годов, винтовые насосы впервые были применены на нефтяных месторождениях Канады с тяжелой нефтью и большим содержанием мелкодисперсного песка.

В 1980-х гг. началось использование винтовых насосов для механизированной добычи, в результате, они постепенно внедрились в нефтяную промышленность.

К 2003 году винтовые насосы стали использовать на более чем 40000 скважин по всему миру. Добыча вязких и высоковязких нефтей стала более рентабельной для нефтяной промышленности. Винтовые насосы применяются от Аляски до Южной Америки, в горах Японии, в Африке, в России. Также такие насосы применяются для добычи угольного метана и легкой нефти в Новокузнецке, Нижневартовске. В целом в мировой нефтедобывающей отрасли, по данным компании Weatherford, объем применения винтовых насосных установок составляет около 6-7 %.

В 2007 году была разработана и успешно внедрена по всему миру технология насоса РСМ Moineau™ HR, которая позволяет поднимать нефть с особенно высоким содержанием свободного газа (до 99%).

Многофазный поток не находится в устойчивом состоянии. Форма потока зависят от вязкости, скорости фаз, температуры и формы скважины. Состав жидкости на входе в насос может быть преимущественно жидкостью, смесью газа и жидкости или только газом. Кроме того, характеристики флюида могут меняться в течение срока службы месторождения.

В основе технологии РСМ Moineau™ HR лежит изменение конструкции традиционного объемного винтового насоса путем добавления гидравлических регуляторов. Регуляторы обеспечивают наилучшее распределение наращиваемого давления по гидравлическому профилю, что

приводит к равномерному распределению градиента давления и, следовательно, градиента температуры вдоль насоса. Несмотря на беспорядочные мультифазные структуры потока, объемный винтовой насос с гидравлическими регуляторами показывает стабильную работу и длительные сроки эксплуатации даже при высоком содержании свободного газа (высоком газовом факторе).

Как видно из промышленной практики, установки винтовых насосов следует внедрять преимущественно в том, где эксплуатация другого оборудования практически неэффективна или совсем невозможна. Это относится к месторождениям со сложными условиями эксплуатации, такими как высокая вязкость нефти, большое содержание газа (при высоком давлении насыщения), низкий коэффициент продуктивности, большое количество механических примесей и др.

1.2 Устройство и принцип действия винтовых насосных установок

По принципу действия относятся к объемным роторным гидромашинам.

Различаются насосы:

- по назначению (насосы для добычи нефти, перекачки нефти, откачки (дренажа) нефти);
- по виду жидкостей, используемой для перекачивания (нефть, нефтепродукты (сырая нефть, бензин, мазут, масло, дизельное топливо), пластовая жидкость (смесь нефти, нефтяного газа и попутной воды));
- по конструкции (одновинтовые, двухвинтовые, трехвинтовые, плунжерно-диафрагменные, шестеренные).

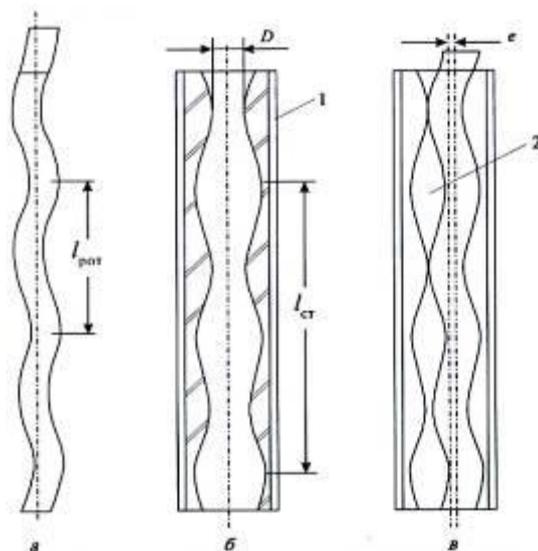


Рисунок 2 – Глубинный винтовой насос
 а – ротор; б – статор; в – насос в сборе
 1 – корпус насоса; 2 – полость между статором и ротором

Чаще всего используются одновинтовые и двухвинтовые насосы.

Глубинный винтовой насос (рисунок 2 состоит из ротора (рисунок 2а) в виде простой спирали (винта) с шагом $l_{рот}$ и статора (рисунок 2б) в виде двойной спирали с шагом $l_{стат}$, в два раза превышающим шаг ротора.

Основным элементом погружного винтового насоса (ПВН) является червячный винт, вращающийся в резиновой обойме специального профиля.

В пределах каждого шага винта между ним и резиновой обоймой образуются полости, заполненные жидкостью и перемещающиеся вдоль оси винта, то есть снизу-вверх.

Между статором и ротором образуются герметичные полости, перемещающиеся при вращении ротора вдоль продольной оси статора от стороны низкого давления (всасывания) к стороне высокого давления (нагнетания).

Для создания разобщенных от областей всасывания и нагнетания камер необходимо и достаточно выполнение следующих условий:

- винтовые поверхности статора и ротора должны иметь одинаковое направление (правое или левое);
- число заходов ротора и статора должно различаться на единицу, т.е. для однозаходного ротора статор должен быть выполнен двухзаходным;

- соотношение шагов винтовых поверхностей статора и ротора должно быть пропорционально соотношению чисел их зубьев, т.е. для однозаходного ротора равно двум;
- длина рабочих органов должна быть не менее одного шага статора;
- профили ротора и статора должны быть взаимоогибоемы и находиться в непрерывном контакте во время зацепления [1].

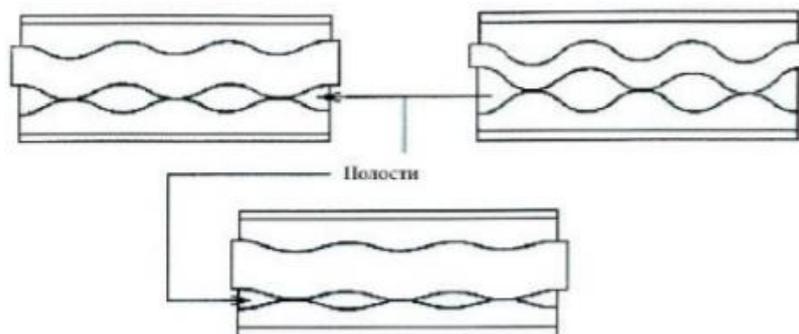


Рисунок 3 – Цикл работы винтового насоса [2]

Приводом служит такой же ПЭД, как и для УЭЦН, с частотой вращения, вдвое меньшей. Это достигается такими соединениями и укладкой статорной обмотки двигателя, что создается четырехполюсное магнитное поле с синхронной частотой вращения 1500 мин^{-1} .

Если для УЭЦН увеличение частоты вращения улучшает эксплуатационные характеристики насоса, то для ПВН, наоборот, желательно уменьшение частоты вращения вала, так как в противном случае увеличивается износ, нагрев, снижается к.п.д. и другие показатели [18].

Для увеличения срока службы насосов, то есть их составных частей (ротора и статора), работающих в агрессивных условиях, червячный винт изготавливают из стали с хромовым покрытием, а обойму – из износостойкой резины, выдерживающей агрессивное воздействие среды, абразивное изнашивание и температуру.

Стальная обойма статора в большинстве насосов является цилиндрической. При этом оболочка из эластомера имеет переменную толщину: большую – на гребнях винта и меньшую – во впадинах. Некоторые

производители с целью улучшения потребительских свойств насоса, в частности рабочей температуры, предлагают более сложные в изготовлении винтовые пары с оболочкой статора из эластомера равной толщины. В этом случае стальная обойма статора выполняется также с соответствующей винтовой поверхностью. Обычно статор присоединяется к колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) с помощью резьбы [1].

В настоящее время создано большое количество винтовых насосов с диапазоном подач от 0,5 до 1000 м³/сут и давлением от 6 до 30 МПа.

В настоящее время во всем мире применяются различные типы и модификации винтовых насосов, ниже, на рисунке 4, представлена общая классификация винтовых насосных установок.



Рисунок 4 – Классификация винтовых насосных установок для добычи нефти

Выделяют два вида конструкции

- с поверхностным электродвигателем;
- с погружным электродвигателем.

Установка винтового насоса с погружным электродвигателем (УЭВН) представляет собой бесштанговую систему, которая сочетает в себе

преимущества погружного электродвигателя с преимуществами, присущими технологии винтовых насосов кавитационного типа.

По типу привода выделяют насосные агрегаты:

- нерегулируемые (с использованием стандартных погружных асинхронных электродвигателей типа ПЭД);
- регулируемые (с частотным преобразователем или вентильным электроприводом).

По конструкции механической части различают насосные агрегаты:

- безредукторные (с соединением валов электродвигателя и насоса посредством карданного вала или специальной муфты);
- редукторные (с использованием механических зубчатых редукторных вставок для снижения частоты вращения приводного вала).

По типу соединения приводного вала и ротора насоса известны конструкции:

- с шарнирными соединениями или эксцентриковыми муфтами;
- с гибкими валами.

По способу крепления рабочих органов насоса различают конструкции:

- трубные с резьбовым закреплением статора насоса на конце колонны НКТ);
- вставные, в которых монтаж и демонтаж секции рабочих органов или частично ротора можно проводить с помощью талевого каната без замены всего погружного агрегата.

Работа насоса характеризуется следующими параметрами:

- производительность, то есть количество жидкости, подаваемой насосом через напорный патрубок в единицу времени ($\text{м}^3/\text{час}$);
- давление (бар, м.в.ст., МПа);
- напор, высота столба жидкости, создаваемого насосом, (м);
- мощность насоса, то есть мощность, потребляемая насосом, подводимая на вал насоса от двигателя и приблизительно равная мощности электродвигателя (кВт);

- число оборотов рабочего органа насоса в единицу времени (об/мин).

Исходя из вышеприведенных данных принята структура условного обозначения винтовых насосных установок, которая приведена ниже (рисунок 5).

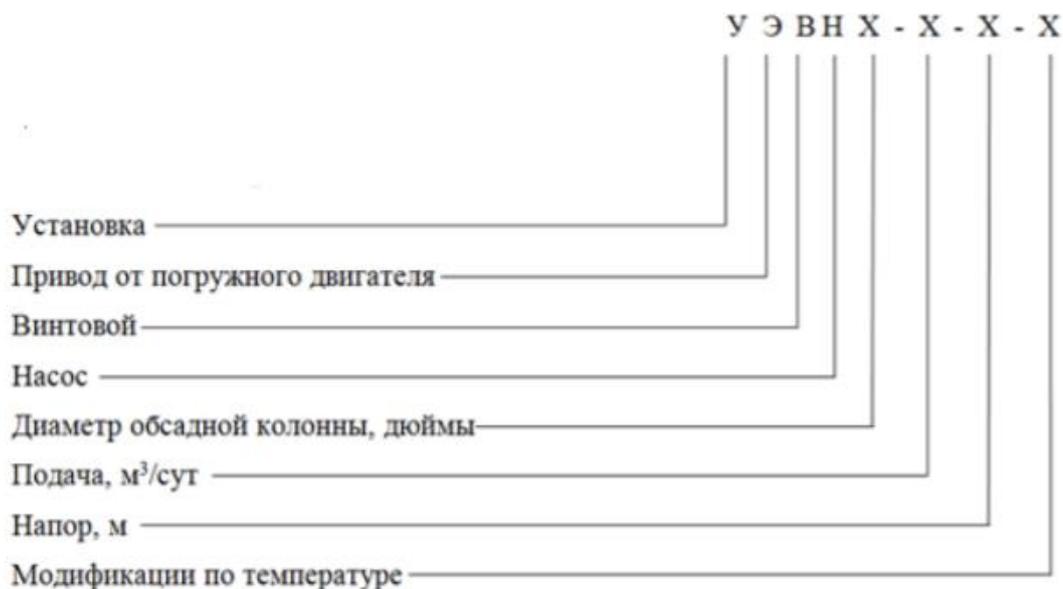


Рисунок 5 – Структура условного обозначения винтового насоса

Выделяют модификации [3]:

А – для жидкости температурой до 30 °С;

Б – для жидкости температурой от 30 до 50 °С;

В – для жидкости температурой от 50 до 70 °С;

Г – для жидкости температурой от 50 до 70 °С или вязкостью $6 \times 10^{-4} - 1 \times 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с}$.

Наземная часть УЭВН приведена на рисунке 6:

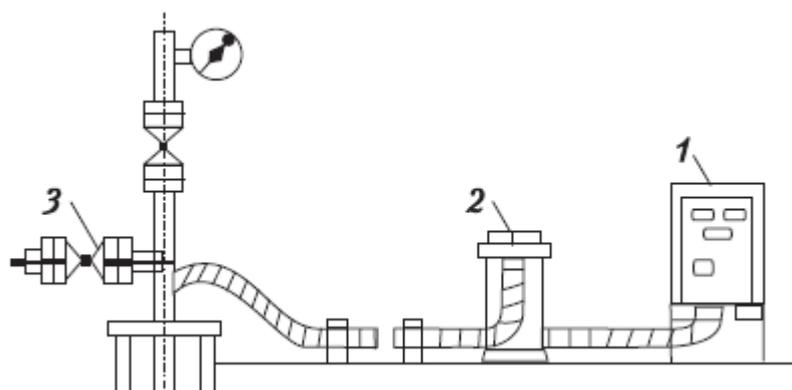


Рисунок 6 – Наземная часть установки

Наземная часть установки состоит из:

1 – станция управления; 2 – трансформатор; 3 – оборудование устья (устьевая арматура).

Станция управления предназначена для управления погружным электродвигателем; трансформатор для компенсации падения напряжения в кабеле, подводящем ток к электродвигателю; оборудование устья предназначено для герметизации устья, замера рабочих показателей.

Подземная часть УЭВН состоит из трех основных частей: маслонаполненного электродвигателя с силовым кабелем, гидрозащиты и насоса.

Электродвигатель представляет собой электромашину, которая преобразуя электрическую энергию от кабеля в механическую, то есть во вращательное движение ротора.

В настоящее время наиболее подходящим в использовании с винтовыми насосами является вентильный двигатель. Вентильный двигатель применяется в составе тех же установок, что и асинхронный двигатель. Но наиболее эффективно он работает в скважинах со сложными условиями эксплуатации, а именно: с вязкой нефтью, повышенным содержанием механических примесей, нестабильной подачей, в малодебитных скважинах, после гидроразрыва и других способов увеличения добычи нефти.

Особенности конструкции вентильного электродвигателя:

- синхронный двигатель постоянного тока;

- ротор выполнен с применением пакетов с постоянными магнитами из магнитотвердых спеченных материалов (поколение III);

- отсутствие скользящих электрических контактов.

К характеристикам и преимуществам вентильного ПЭД относятся:

- более высокий КПД;
- сниженное потребление электроэнергии;
- широкий диапазон частоты вращения: 250-2000, 500-3500, 2000-6000 об/мин;

- меньший нагрев;

- отсутствие гармоник;

- меньшие размеры при одинаковой мощности на валу.

Гидрозащита предназначена для защиты внутренней полости ПЭД от попадания пластовой жидкости и предотвращения утечек масла, а также для компенсации температурных изменений, отвода газа из внутренней полости ПЭД в затрубное пространство.

В насосную секцию входят основание с приводным валом и две рабочих пары с нарезкой винтовых поверхностей разного направления, роторы которых соединены между собой и с приводным валом при помощи эксцентриковых муфт. Более подробно на рисунке 7.

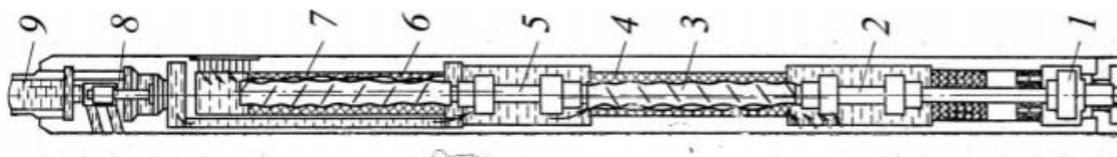


Рисунок 7 – Подземная часть установки

Подземная часть установки состоит из:

1 – пусковая муфта; 2, 5 – эксцентриковые муфты; 3 – правый винт; 4 – правая обойма; 6 – левый винт; 7 – левая обойма; 8 – предохранительный клапан; 9 – шламовая труба.

Прием жидкости происходит через фильтрующие сетки, после чего нагнетаемая жидкость поступает в полость насоса между ротором и обоймой,

проходит к предохранительному клапану и далее в насосно-компрессорные трубы.

Предохранительный клапан предназначен для безопасности работы в режимах повышенного давления и недостаточной подачи, а также препятствующий обратному перетоку жидкости через рабочие органы при остановках насоса.

Винты изготавливаются из стали (подача до 25 м³/сутки) или титанового сплава (подача до 200 м³/сутки), их рабочие поверхности хромируются. Соединение винтов с эксцентриковыми муфтами выполняется в двух вариантах: резьбовое и с помощью штифтов.

Пусковая муфта соединяет вал протектора и двигателя с валом насоса, осуществляет пуск насоса при достижении ротором электродвигателя определенной частоты вращения, обеспечивает надежный запуск насоса при максимальном крутящем моменте двигателя, не позволяет насосу вращаться в сторону противоположную заданной (предохраняет насос от развинчивания резьбовых соединений), отключает насос от гидрозащиты и двигателя при аварийном выходе из строя одного из рабочих органов.

Оба винта имеют одинаковое направление вращения, но один винт имеет правое направление спирали, а другой - левое. Поэтому верхний винт подает жидкость сверху вниз, а нижний – снизу-вверх. Это позволяет уравновесить винты, так как силы, действующие на них от перепада давления со стороны выкида и приема, будут взаимно противоположны [18].

Эксцентриковые муфты предназначены для соединения роторов между собой и с приводным валом. Необходимость их установки обусловлена особенностями кинематики насоса. Винт вращается вокруг своей оси, но и одновременно происходит вращение оси винта, причем направления этих движений противоположны.

Шламовая труба предназначена для защиты насоса от механических примесей и окалины, которые выпадают с внутренней поверхности колонны труб, заполненных жидкостью, при остановке насоса.

Насосы серии ЭВН предназначены для добычи нефти преимущественно повышенной вязкости (до $10 \text{ см}^2/\text{с}$) с содержанием механических примесей до $0,8 \text{ г/л}$ и свободного газа до 50% на приеме насоса из скважин с обсадными трубами диаметром 146 мм и более (минимальный внутренний диаметр 121 мм). Благодаря минимальным габаритам такие насосы хорошо преодолевают изгибы ствола скважины и успешно применяются в наклонно направленных скважинах. Коэффициент полезного действия этих насосов составляет $40\text{-}70 \%$. Увеличение вязкости жидкости не влияет на коэффициент полезного действия [1].

1.3 Геолого-технические условия эксплуатации и опыт применения установок винтовых насосов

В настоящее время, при низких ценах на нефть, наиболее важным является повышение эффективности добычи нефти механизированным путем и снижение затрат на это, включая в разработку месторождения с трудноизвлекаемыми запасами. Данные задачи предполагают оптимизацию работы насосного оборудования и применения новых технологий, повышение энергоэффективности и снижение, либо устранение, преждевременных отказов погружного оборудования.

В сложившейся ситуации вводятся новые скважины на месторождениях в зонах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, что увеличивает малодобитный фонд скважин, для эксплуатации которого следует применять специальное оборудование. Для эксплуатации малодобитных скважин, а также с осложненными свойствами флюида, отмечается нехватка надежных центробежных и штанговых насосов, работающих на низком дебите, до $35 \text{ м}^3/\text{сут}$ и менее. В связи с этим в скважины спускаются высокопроизводительные насосы, что приводит к работе в периодическом режиме, затратам на дорогостоящее оборудование и электроэнергию.

Чтобы решить данные проблемы при эксплуатации малодебитного фонда скважин, компании проводили и проводят опытно-промышленные испытания электровинтовых насосов.

Так, с 2015 года скважины малодебитного фонда ООО «РН-Юганскнефтегаз» проводятся опытно-промышленные испытания насосных установок различного вида и типоразмера: низкопроизводительных установок ЭЦН, ШГН, погружных установок электроцентробежного насоса с расширенным диапазоном подач, плунжерных насосов с линейным приводом, вихревых насосов, а также винтовых насосных установок.

В итоге испытаний винтовых насосов различных производителей успешным оказались только испытания винтового насоса серии ЭОВНБК5 с производительностью 6 и 20 м³/сутки производства ООО ПК «Борец».

Эксплуатация малодебитного 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.

Технико-экономические предпосылки применения погружных винтовых насосов ЭВН заключается в том, что пластовая жидкость может содержать смесь нефти, нефтяного газа и воды в любых пропорциях. При это максимальная кинематическая вязкость жидкости может быть до 10⁻³ м²/с, свободного газа на приеме насоса – до 50% по объему, содержание попутной воды до 99%, концентрация твердых частиц – до 0,8 г/л, допустимая температура нагрева до 130°С.

Таблица 1 – Технические характеристики насосов серии ЭВН производства ООО ПК «Борец» [4]

| Характеристики | Показатели |
|--|-----------------------|
| Глубина спуска, м | до 2400 |
| Производительность, м ³ /сут | 3 - 100 |
| Содержание попутной воды на приеме, %, не более | 99 |
| Плотность среды, кг/м ³ , не более | 1400 |
| Водородный показатель попутной воды, рН, | 6,0...8,5 |
| Максимальная вязкость перекачиваемой жидкости, м ² /с | до 1*10 ⁻³ |
| Микротвердость частиц, баллов по Моосу, не более | 5 |
| Содержание свободного газа на приеме насоса, %, не более | 50 |
| Концентрация сероводорода, %, не более | 6 |
| Температура перекачиваемой среды, °С, не более | 130 |

Соответственно по максимальным значениям кинематической вязкости и плотности, можно получить, что максимально допустимая динамическая вязкость составляет 1400 мПа*с.

Вязкость пластовой нефти, определяющая степень ее подвижности в пластовых условиях, также существенно меньше вязкости ее в поверхностных условиях. Это обусловлено повышенным газосодержанием и пластовой температурой. Давление оказывает небольшое влияние на изменение вязкости нефти в области выше давления насыщения.

Таблица 2 – Классификация нефтей по вязкости [5]

| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с | Типы нефти |
|---|-------------------------|
| до 5,0 | Незначительной вязкости |
| от 5,1 до 10,0 | Маловязкая |
| от 10,1 до 30,0 | Повышенной вязкости |
| от 30,1 до 200,0 | Высоковязкая |
| более 200,0 | Сверхвязкая |

Например, вязкость нефтей залежей: в верхнемеловых отложениях Северного Кавказа 0,2–0,3 мПа*с; в девонских отложениях Татарии, Башкирии, в меловых отложениях Западной Сибири – 1–5 мПа*с; в каменноугольных отложениях Татарии, Башкирии и Пермской области – 5–25 мПа*с. Нефть Русского месторождения в Западной Сибири характеризуется вязкостью 300 мПа*с.

Как говорилось ранее, винтовые насосы целесообразнее использовать в составе с вентильными двигателями, которые наиболее эффективно работают в скважинах со сложными условиями эксплуатации, а именно: с вязкой нефтью, повышенным содержанием механических примесей, нестабильной подачей, в малодебитных скважинах.

Так, на Ван-Ёганском месторождении с осложняющими факторами [6]:

- вынос мехпримесей (песок) до 6000 мг/л, объем фракций, обладающих высокими абразивными свойствами, составляет около 72%;
- высокая вязкость добываемой продукции – от 36 до 379 сПз.

На данном месторождении наработка на отказ на скважинах с УЭЦН составила 70 суток, после внедрения 34 насосов винтового типа, средняя наработка на отказ составила 181 суток, а максимальная 430 суток.

На Усинском месторождении с осложняющими факторами, такими как:

- высокая вязкость продукции от 500 до 5000 сПз;
- образование эмульсий.

Нарботка винтовых насосов на отказ составила 243 суток, а максимальная – 578 суток.

После ввода электровинтовых насосов ЭВН-7-1200 совместно с вентильными двигателями на месторождении Остролукское с осложняющими факторами:

- АСПО;
- низкий приток.

Нарботка на отказ составила 375 суток при следующих режимах эксплуатации:

- средняя подача – 4 м³/сутки;
- H_d – 937 м, при спуске насоса на глубину 1100 м;
- $P_{нас}$ – 19 атм;
- частота вращения – 515 об/мин.

При данном режиме работа очистка НКТ от мехпримесей производится с периодичностью 6 часов.

Также ЭВН вместе с вентильным двигателем были внедрены на месторождениях Салымской группы в скважинах № 1363 и № 1141, с причинами отказов, до введения винтовых насосов, – «клин» и «нет подачи» [6].

Осложняющие факторы:

- солеотложения;
- низкий приток.

После монтажа нового оборудования в скважине № 1363 наработка составила 231 суток, что превышает среднюю наработку по предыдущим установкам более чем в 2 раза.

Режим эксплуатации:

- подача – 7-11 м³/сутки;
- частота вращения 250-350 об/мин;
- глубина спуска 2100 м.

А в скважине № 1141 наработка составила 346 суток, что превышает среднюю наработку по предыдущим установкам более чем в 3 раза.

Режим эксплуатации:

- подача – 10-18 м³/сутки;
- частота вращения 350-400 об/мин;
- глубина спуска 1972 м.

В эксплуатационном фонде ООО «РН–Краснодарнефтегаз» находится большое число низко- и среднедебитных скважин с высоковязкой извлекаемой продукцией. Традиционные механизированные способы добычи нефти центробежными и штанговыми насосами не обеспечивают требуемых показателей по снижению себестоимости продукции. Наиболее полное удовлетворение в решении проблемы эксплуатации данных скважин дают одновинтовые насосы, насосы винтовые сдвоенного типа.

Анализ данных показывает, что при эксплуатации скважин ЭЦН при малых дебитах (до 25 м³/сутки) возможен периодический срыв подачи из-за невозможности стабильного ее регулирования при малых значениях.

В настоящее время в ООО «РН–Краснодарнефтегаз» осложненный фонд скважин с вязкостью до 30*10⁻⁶ м²/с и высоковязкой (более 30*10⁻⁶ м²/с) нефтью составляет более 200 скважин. Среди них для проведения испытаний насоса ЭВН5А производства ООО ПК «Борец» были выбраны 4 скважины на Абино-Украинском месторождении, среди которых две скважины эксплуатировались с ЭЦН, одна с ШГН и одна газлифтная скважина (ФОН) [7].

Таблица 3 – Результаты опытно-промышленных испытаний винтовых насосов

| № n/n | Способ эксплуатации до спуска ЭВН5А | Режим работы до испытания | | | Наработка на отказ, сут | Режим работы УЭВН | | | Наработка на отказ, сут | Увеличение времени наработки на отказ, раз | Прирост добычи Q _ж , м ³ /сут |
|----------|---|--------------------------------------|--------------------|--------------------------------------|----------------------------|--------------------------------------|--------------------|--------------------------------------|----------------------------|---|--|
| | | Q _ж , м ³ /сут | Q _в , % | Q _н , м ³ /сут | | Q _ж , м ³ /сут | Q _в , % | Q _н , м ³ /сут | | | |
| 1 | ЭЦН | 18,6 | 1 | 18 | 136 | 29,0 | 1 | 27,4 | 213 | 2 | 10,4 |
| 2 | ШГН | 34,0 | 10 | 29 | 76 | 39,7 | 4 | 36,5 | 258 | 4 | 5,7 |
| 3 | ФОН | 8,7 | 3 | 8 | 73 | 10,0 | 3 | 9,2 | 215 | 3 | 1,3 |
| 4 | ЭЦН | 34,0 | 34 | 21 | 84 | 36,3 | 26 | 25,6 | 66 | 1 | 2,3 |

Видно, что внедрение нового оборудования позволило увеличить среднюю наработку на отказ примерно в 2-3 раза, а средний дебит скважин увеличился примерно на 5 т/сутки. Низкая наработка на отказ для последней скважины обусловлена производственным браком эластомера в насосе.

Также оказался успешным опыт эксплуатации винтового насоса с вентильным приводом в нефтяной компании «Роснефть». Применение установок винтового насоса с вентильным приводом (УЭВН) компании «Борец» в скважинах со сложными эксплуатационными условиями позволило увеличить наработку на отказ оборудования более чем в 6,5 раз, а также увеличить объем добываемой нефти в 3 раза [8].

В начале 2009 года одна из скважин была выведена из бездействия и после КРС переведена в фонд скважин, дающих продукцию с помощью ШГН НН2Б-44. Дебит скважины составлял 9 м³/сут. После проведения ГТМ, когда наработка установки ШГН составила 160 суток, было принято решение заменить штанговый насос на винтовой насос компании «Борец» с вентильным приводом.

На основании параметров пластовых характеристик скважины произвели подбор оптимального для добычи нефти оборудования в составе винтового насоса ЭОВНБ5-35-2000, вентильного двигателя и станции управления. В июле 2009 года проведен монтаж установки винтового насоса, наработка которого по состоянию на 01.07.2012г. составила 1100 суток.

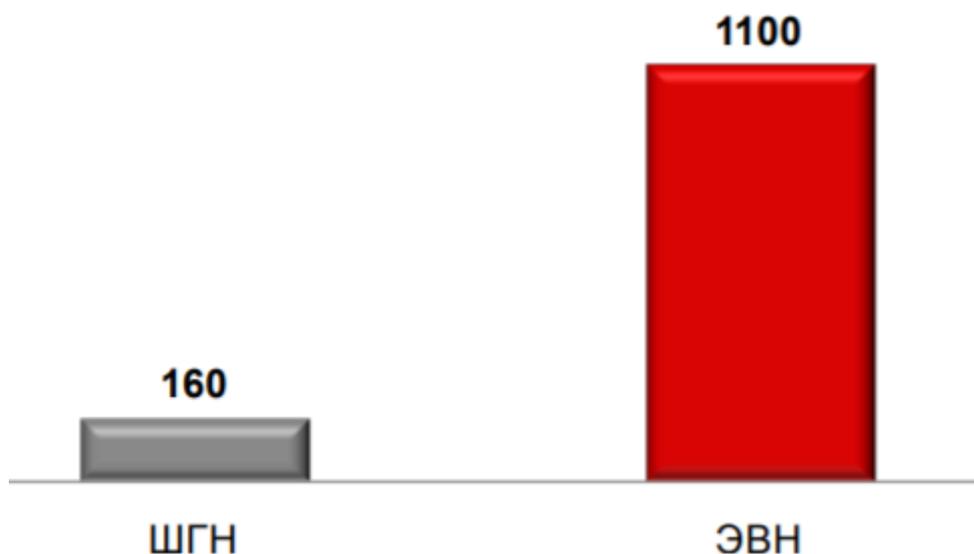


Рисунок 8 – Сравнительные данные по наработке на отказ ШГН и ЭВН, сутки

Основные эксплуатационные характеристики работы системы скважина-насос имеют следующие параметры:

- частота вращения насоса 650–700 об/мин;
- ток двигателя – 6,6 А;
- давление на приеме насоса – 84 атм;
- загрузка двигателя – 24%.

Ежесуточная производительность насоса в течение всего периода работы установки составляла 28 м³/сут пластовой жидкости, что в 3 раза больше, чем у ранее используемого ШГН.

На данный момент в нефтегазодобывающем управлении «Талаканнефть» эксплуатируется с помощью установок электровинтового насоса 22 скважины, из них пять установками ЭОВН 5-10-2000 и 17 – установками ЭОВН 5-6-2000. Такое небольшое количество скважин обусловлено тем, что внедрение в основном проводилось после анализа производительности при продолжительной эксплуатации скважин в условиях сформированной закачки. В последствии установки внедряли преимущественно для сокращения периодического фонда скважин [9].

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°С.

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. 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%.

После внедрения одновинтовых насосов получилась следующая картина наработки на отказ (рисунок 9), средняя текущая наработка спущенных в скважины установок электровинтового насоса составляет 435 суток при минимальной наработке 10 суток, а максимальной – 1185 суток.



Рисунок 9 – Текущая наработка установок электровинтового насоса [9]

1.4 Положительные и отрицательные аспекты эксплуатации ЭВН

Винтовые насосы обеспечивают решение проблем добычи нефти на 70% осложненного фонда скважин.

Из положительных сторон эксплуатации установок винтовых насосов можно выделить следующие:

- сокращение затрат на техническое обслуживание назменного оборудования;
- меньшие габаритные размеры электровинтовых насосов, по сравнению с установками электроцентробежного насоса, позволяют

использовать их в наклонно-направленных и искривленных скважинах с отклонениями от вертикали до 70%;

- наиболее равномерная подача жидкости, отсутствие пульсации;
- эксплуатация в постоянном режиме скважин с низким притоком (3-20 м³/сутки), длительная и безотказная работа которых невозможна при использовании ЭЦН;

- стабильная работа в скважинах с содержанием свободного газа на приеме насоса до 50% без применения газозащитных модулей, отсутствие скоплений газа в полостях насоса;

- добыча вязких и высоковязких жидкостей с вязкостью от 1 до 5000 сПз;
- эксплуатация скважин с большим содержанием механических примесей (до 6000 мг/л);

- работа с жидкостями с содержанием H₂S до 13% и CO₂ до 30%;
- осушение угольных пластов;
- возможность регуляции подачи насоса изменением частоты вращения без потери напора;

- возможность применения механических скребков в скважинах, осложненных АСПО;

- пониженная вероятность возникновения неисправностей;
- бесшумность работы;
- простота обслуживания;
- применение УЭВН с вентильным электродвигателем (ВЭД) дает возможность снижения энергозатрат за счет высокого КПД (91-92%) и меньших значений рабочих токов.

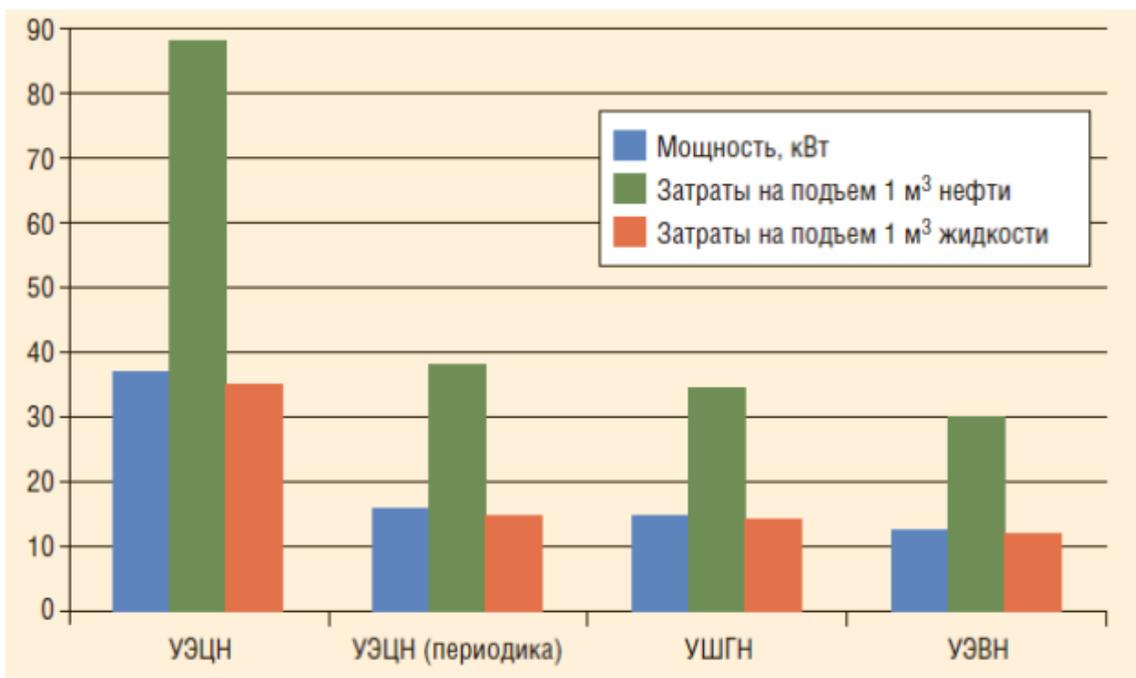


Рисунок 10 – Удельное энергопотребление при различных методах механизированной добычи (для скважин с дебитом 25 м³/сутки)

Как видно из диаграммы, удельное энергопотребление при эксплуатации УЭВН минимально, относительно других видов механизированной добычи нефти [10].

Исследования и анализ внедрения установок винтового насоса в скважинах с осложненными условиями эксплуатации был приведен ранее, поэтому здесь более подробно рассмотрим технические и технологические достоинства и недостатки.

По проведенным опытно-промысловым испытаниям в нефтегазодобывающем управлении «Талаканнефть» в составе компании ПАО «Сургутнефтегаз» было выявлено, что удельный расход электроэнергии винтового насоса на 19% ниже расхода при использовании установок электроцентробежного насоса, работающих в периодическом режиме. Данное снижение достигается благодаря высокому коэффициенту полезного действия и более низким значениям рабочего и пускового токов винтового насоса, в компоновке с вентильным двигателем [9].

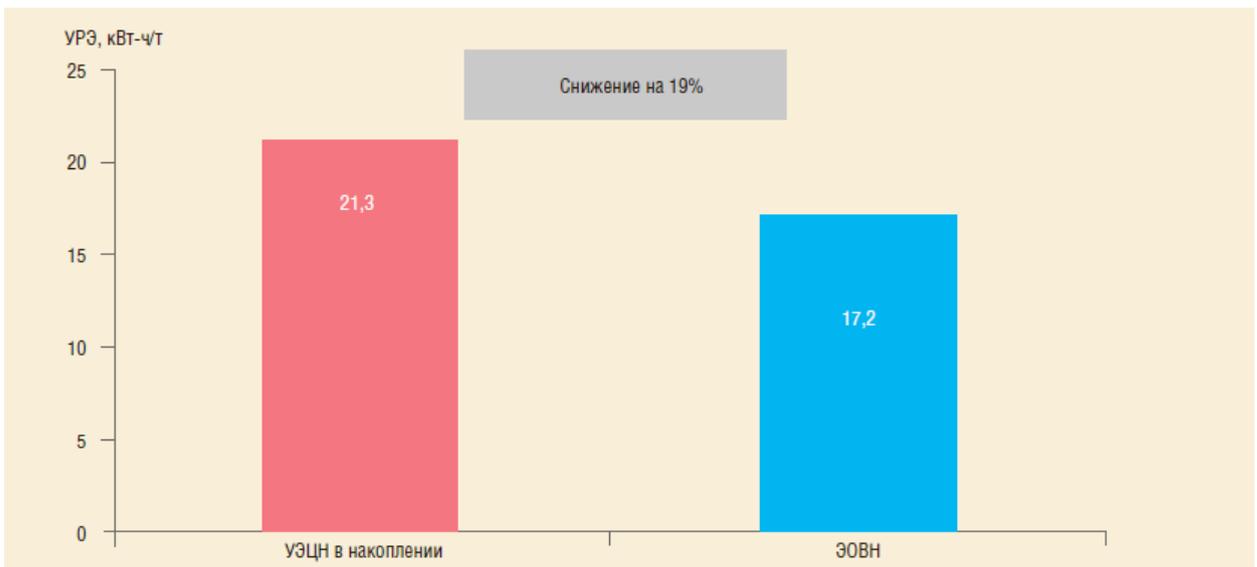


Рисунок 11 – Сравнение удельного расхода электроцентробежного насоса в накоплении и электроодносекционных винтовых насосов

К наиболее значимым технологическим и техническим преимуществам, выделенным нефтегазодобывающим управлением «Талаканнефть», одновинтовых насосов с вентильным двигателем можно отнести:

- энергоэффективность (в среднем удельный расход электроэнергии при внедрении установок был снижен на 15 кВт-ч/т, или 57%);
- возможность удаленного регулирования подачи и смены режимов работы установки.

На скважинах «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и «ЛУКОЙЛ-Коми» проводились промысловые испытания, направленные на выявление возможности экономии электроэнергии при эксплуатации УЭВН с вентильным приводом. Сравнительные испытания на скважинах показали возможность экономии электроэнергии до 20%. Однако последующие эксперименты по оценке энергоэффективности вентильного и асинхронного двигателей, проведенные в ОКБ БН «КОННАС» совместно с КБ «НОВОМЕТ-Пермь» в октябре 2010 года, оказались менее оптимистичными. Они, в частности, выявили экономию в пределах 7–10%. Данный эксперимент проводился с УЭЦН-500, использовался асинхронный двигатель и ВЭД аналогичного типоразмера (40 кВт). В ближайшем будущем в рамках

эксперимента планируется провести аналогичные сравнительные испытания с более мощными двигателями – 100, 200 кВт, что позволит получить дополнительные данные о возможностях экономии электроэнергии [11].

Следует отметить, что первоначально при внедрении УЭВН вопрос экономии электроэнергии был второстепенным, основной акцент делался на возможность изменения частоты вращения электродвигателя при эксплуатации скважины. Однако сегодня значимость энергосбережения при эксплуатации УЭВН растет.

Но при эксплуатации винтовых насосов отмечаются и недостатки, такие как:

- стоимость установок электровинтового насоса может превышать стоимость установок электроцентробежного насоса аналогичного типоразмера;
- необходимость дополнительного повышения надежности оборудования, устанавливаемого в НКТ (клапана);
- невозможность проведения ремонта без допуска «зазор-натяг», который для каждой винтовой пары индивидуален и подбирается заводом-изготовителем;
- в некоторых случаях низкие показатели по наработке на отказ.

Низкие показатели наработки на отказ могут быть связаны с более жесткими условиями эксплуатации винтовых насосов. Кроме этого, «слабым» составным элементом является эластомер, который подбирается для каждой скважины индивидуально, его разрушение чаще всего становится причиной отказа установок.

2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВОК ВИНТОВЫХ НАСОСОВ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

2.1 Подбор типоразмера установки винтового насоса

Подбор винтового насоса для заданной производительности и давления является простой задачей, но может потребоваться полнокомплектная винтовая насосная система, тонко настроенная под требуемые специфические задачи и проблемы, при этом характеристики скважины и опыт работы могут вносить свой вклад.

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].

1. Данные о конструкции скважины: общая свободная глубина, глубина перфорации, диаметр обсадной колонны и НКТ, наличие пакера и (или) хвостовика, данные инклинометрии, если скважина искривленная или наклонная.

2. 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.

3. 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 [3]:

- 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);

- требуемая мощность двигателя привода должна быть, по меньшей мере, равна мощности насоса, деленной на КПД приводного устройства.

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).

Принцип работы однозаходного винтового насоса заключается в том, что при вращении ротора любое его поперечное сечение перемещается в соответствующем поперечном сечении статора, образуя замкнутые серповидные полости с площадью сечения, равной разности площадей сечения статора и ротора. Замкнутые полости распространяются на длину шага обоймы T и ограничены контурами витка спирали с переменной площадью поперечного сечения, изменяющейся от 0 до $4eD$. В общем случае в каждое поперечное сечение пары статор – ротор попадают сечения двух замкнутых полостей. При этом сумма поперечных сечений полостей остается постоянной, и, когда одна полость исчезает, вторая имеет наибольшую площадь поперечного сечения, равную $4eD$. Теоретическая производительность насоса зависит от общего объема замкнутых полостей, образованных в единицу времени, и угловой скорости вращения ротора. Когда при вращении ротора первая со стороны всасывания полость увеличивается в

объеме, в ней и на приеме насоса создается разность давлений, обеспечивающая заполнение жидкостью. В какой-то момент времени эта полость замыкается и начинает перемещаться по оси насоса к нагнетательному концу статора, перемещая туда некоторый объем жидкости. При каждом полном повороте ротора жидкость в замкнутом объеме перемещается вдоль оси статора на величину его шага T . У выхода эта полость сообщается с полостью нагнетания, и жидкость вытесняется через постоянное проходное сечение площадью $4eD$ в напорную линию. При постоянной скорости вращения ротора теоретическая подача винтового насоса является постоянной. Таким образом, теоретическая подача одновинтового насоса Q_T определяется объемом жидкости, проходящей через поперечное сечение площадью $4eD$ в единицу времени, и при частоте вращения ротора в минуту n

$$Q_T = \frac{4eDTn}{60}, \quad (1)$$

Фактическая подача одновинтового насоса Q меньше теоретической Q из-за утечек между ротором и статором, в соединениях, а также из-за попадания в насос газа при всасывании

$$Q = Q_T - q_{ут}, \quad (2)$$

где $q_{ут}$ – утечка жидкости в единицу времени.

Обозначив отношение Q/Q_T через η_0 , получим

$$Q = \frac{4eDTn}{60} \eta_0, \quad (3)$$

где η_0 – объемный к.п.д. насоса.

Объемный К.П.Д. винтового насоса принимается равным $0,7 - 0,9$.

Развиваемый насосом напор H определяется разностью давлений нагнетания p_n и всасывания p_v и складывается из перепадов давления по шагам статора p_Δ .

Принято выделять четыре основных режима: холостой ($p=0$), оптимальный (режим максимального к.п.д.), экстремальный (максимальной полезной мощности) и предельный ($Q=0$).

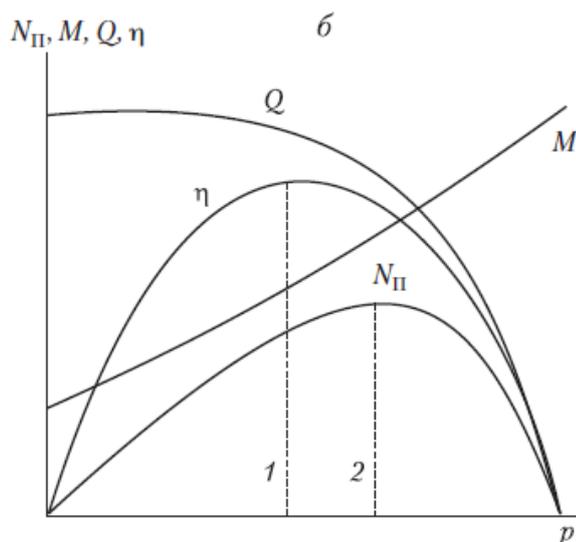


Рисунок 12 – Фактическая характеристика одновинтового насоса
1, 2 – соответственно оптимальный и экстремальный режим

Обычно параметры насоса подбирают к характеристике скважины таким образом, чтобы напор, развиваемый насосом, был не максимальным, а соответствовал наибольшему значению полного к.п.д. и наибольшему сроку службы пары ротор – статор.

2.2 Выбор и обоснование рабочей зоны эксплуатации установки винтового насоса

В общем случае характеристики одновинтовых насосов при определенной частоте вращения ротора зависят от [1]:

- геометрических параметров рабочих органов (кинематического отношения, формы профиля, контурного диаметра, шага статора, числа шагов, натяга, толщины эластичной обкладки статора);
- свойств перекачиваемой жидкости на входе в насос (плотности, вязкости, газосодержания, давления насыщения);
- давления жидкости на приеме насоса;
- физических параметров материала пары ротор – статор (модуля упругости, твердости и др.);
- степени износа и набухания рабочих органов;
- частоты вращения ротора;

- конструктивных особенностей насоса (число заходов рабочих органов, соединения ротора с приводом, общая компоновка).

При одинаковых контурных диаметрах рабочих органов, формах винтовых поверхностей и частотах вращения ротора, увеличение числа заходов ротора приводит к росту подачи (рабочего объема) насоса.

Хотя по к.п.д. одновинтовые многозаходные насосы несколько уступают однозаходным с кинематическим отношением 1:2, к.п.д. винтовых насосов с различными кинематическими отношениями близки (остаются на одном уровне).

Основным преимуществом одновинтовых насосов с однозаходным ротором являются высокая допустимая частота вращения ротора, что упрощает привод насоса, и оптимальная кривизна винтовых поверхностей рабочих органов, обеспечивающая минимальные контактные напряжения в винтовой паре.

При заданном кинематическом отношении увеличение контурного диаметра рабочих органов приводит к возрастанию рабочего объема и соответственному изменению характеристик винтового насоса. Однако необходимо учитывать, что для скважинных насосов возможности увеличения диаметра ограничены диаметром обсадной колонны скважины или НКТ.

Удлинение шага рабочих органов обеспечивает рост рабочего объема насоса, однако при этом увеличивается длина рабочих органов, что усложняет технологию изготовления и повышает осевой габарит насоса. Применение многошаговых рабочих органов обеспечивает увеличение ресурса насоса. Обычно при проектировании рабочих органов одновинтовых насосов находят оптимальные шаг и длину рабочих органов.

С увеличением частоты вращения ротора одновинтового насоса повышаются предельное давление, подача, полезная мощность и крутящий момент в оптимальном и экстремальном режимах.

Однако, следует отметить, что абразивное действие песка увеличивается с увеличением частоты вращения ротора насоса. В связи с этим

решением для минимизации абразивного износа элементов насоса является использование насоса с относительно большим рабочим объемом, что позволяет уменьшить частоту вращения, и сравнительно высоким номинальным напором.

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:

1. Инерционные нагрузки, обусловленные эксцентриситетом и явлением непостоянной ориентации ротора, неблагоприятно влияют на долговечность рабочих органов насоса, а также на общий уровень вибрации.

2. Зависимость к.п.д. одновинтового насоса от частоты вращения его ротора. При определенном натяге существует оптимальная частота вращения, соответствующая максимальному общему к.п.д. При дальнейшем увеличении частоты вращения ротора к.п.д. одновинтового насоса снижается. Это обусловлено тем, что рост гидромеханических потерь в рабочих органах с увеличением частоты вращения ротора опережает снижение объемных потерь (объемный к.п.д. насоса с увеличением частоты вращения ротора возрастает).

3. 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 ($500\text{--}3000\text{ мин}^{-1}$ для пар с кинематическим отношением 1:2 и $100\text{--}300\text{ мин}^{-1}$ 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) или через протяженную колонну насосных штанг, – характеристики приводного двигателя и кинематическую схему привода, а также возможные способы регулирования скорости насосной установки.

Винтовой насос способен работать без дополнительного оборудования при объёмном газосодержании до 80 %, при низком давлении на входе насоса.

Объёмное газосодержание на входе в насос:

$$\beta_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{г.вх}}}{Q_{\text{г.вх}} + Q_{\text{ж}}}, \quad (4)$$

где $Q_{\text{ж}}$, $Q_{\text{г.вх}}$ – расход соответственно жидкости и газа на входе в насос.

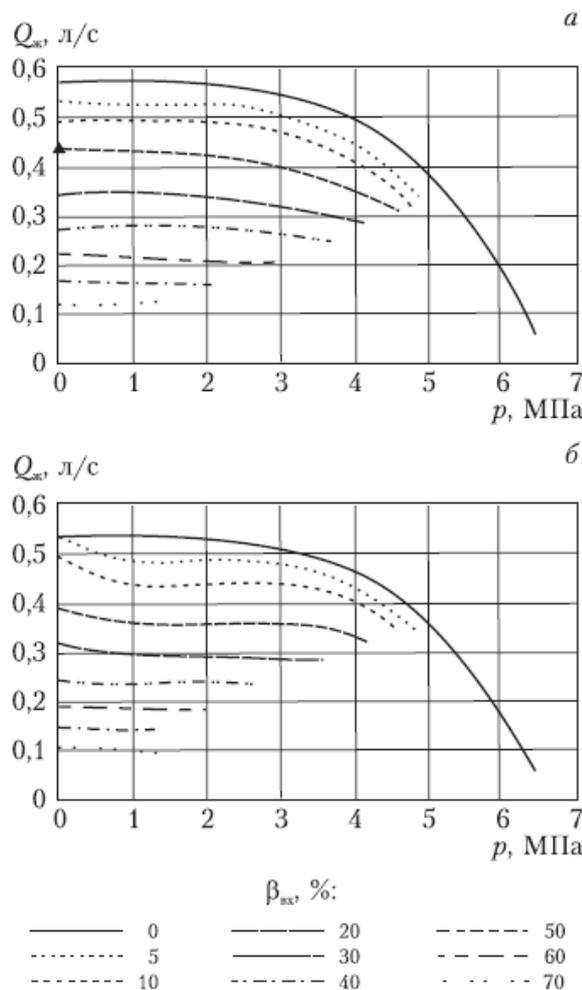


Рисунок 13 – Характеристики одновинтового насоса при различном газосодержании на входе ($n = 150 \text{ мин}^{-1}$)

а – смесь вода – воздух; б – смесь вода – ПАВ – воздух

Вид характеристик насоса (нелинейность, кривизна, наклон) существенно зависит от объемного газосодержания, а также типа смеси. Чем выше $\beta_{вх}$, тем выше линейность зависимости $Q_{ж} - p$ и ее жесткость $dQ_{ж}/dp$, которая характеризует падение подачи при увеличении давления.

При $\beta_{вх} > 40\%$ характеристики приближенно 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 14).

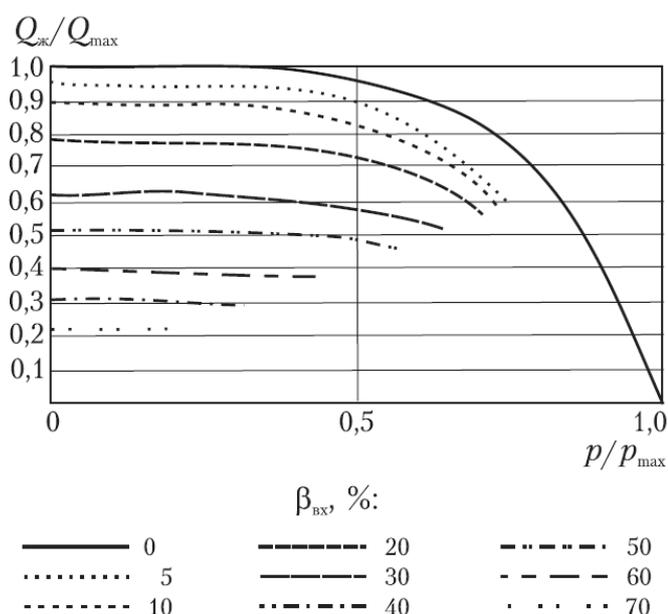


Рисунок 14 – Безразмерные характеристики одновинтового насоса при различном газосодержании на входе (смесь вода – воздух; $n = 150 \text{ мин}^{-1}$)

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

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

При содержании газа в смеси до 20% недоподача жидкости практически соответствует объему газа на входе в винтовой насос, то есть газосодержание практически никак не влияет на подачу. При $\beta_{вх} > 20\%$ снижение подачи жидкости $Q_{ж}$ становится непропорциональным и более

заметным. Например, при работе одновинтового насоса на смеси вода – газ (рисунок 13) при $\beta_{\text{вх}} = 40\%$ фактическое снижение подачи (по сравнению с характеристикой на воде) составляет 50%, т.е. при неучете этого обстоятельства относительная погрешность расчета составляет $[(0,6 - 0,5)/0,5] \cdot 100 = 20\%$, что может быть недопустимым при проектировании режима эксплуатации скважины. Для смеси вода – ПАВ – газ картина в целом аналогична, однако непропорциональное снижение подачи жидкости наблюдается уже при невысоком объемном газосодержании (5–7 %).

Объемные потери в рабочих органах винтового насоса возникают вследствие утечек жидкости из замкнутых камер из области высокого давления в направлении области низкого давления через образующийся на линии контакта ротора и статора односторонний зазор. Разделение линии контакта на уплотнительную (где между ротором и статором возникает контактное напряжение) и проточную (через которую происходят утечки) части обусловлено деформацией эластичной обкладки статора, перераспределением натяга в паре и смещением ротора в радиальном направлении под действием силовых факторов (явление непостоянной ориентации ротора) [12].

При перекачке газожидкостных смесей механизм образования утечек приобретает более сложный характер, поскольку в этом случае переменными параметрами процесса являются не только размер щели и межвитковый перепад давления, но и плотность, распределение которой по длине рабочих органов зависит от объемного газосодержания на входе $\beta_{\text{вх}}$ в насос и числа шагов K . Давление в камерах винтового насоса возрастает от входа к выходу, в результате соответственно увеличивается и плотность перекачиваемой газожидкостной смеси. Таким образом, между смежными камерами имеются перепад давления и плотности одинакового градиента. Средняя плотность смеси в камерах рабочих органов вычисляется по формуле:

$$\rho_{\text{ср}} = \frac{1}{2} (\rho_{\text{вх}} - \rho_{\text{вых}}), \quad (5)$$

где $\rho_{\text{вх}}$, $\rho_{\text{вых}}$ – плотность смеси соответственно на входе и выходе насоса.

Средняя плотность смеси заметно изменяется только до давлений 1–1,5 МПа, когда происходит интенсивное сжатие газа в камерах насоса, а затем стабилизируется.

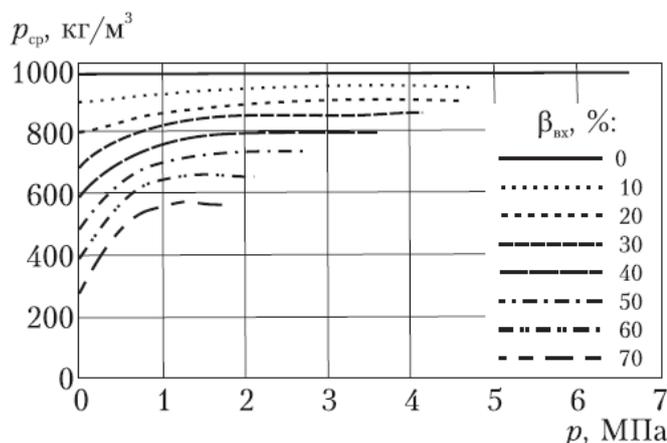


Рисунок 15 – Зависимость средней плотности смеси $\rho_{\text{ср}}$ в винтовых камерах рабочих органов от давления насоса при различном газосодержании на входе

При работе насоса на газожидкостной смеси различают два вида объемных потерь:

1) общие (по смеси)

$$\Delta Q = Q_{\text{и}} - Q_{\text{вых}};$$

2) по жидкой фазе

$$\Delta Q_{\text{ж}} = Q_{\text{и}} - Q_{\text{г.вх}} - Q_{\text{ж}},$$

где $Q_{\text{г.вх}}$ – расход газа на входе в насос, $Q_{\text{и}}$ – идеальная подача насоса.

Характер утечек для винтовых насосов с ростом газосодержания существенно изменяется. При $\beta_{\text{вх}} < 20\%$ коэффициент нелинейности больше 1, а при $\beta_{\text{вх}} > 20\%$ – меньше 1. Для утечек жидкости $\Delta Q_{\text{ж}}$ наблюдается тенденция к постоянству с ростом давления насоса при увеличении газосодержания: при $\beta_{\text{вх}} < 50\%$ с увеличением давления $\Delta Q_{\text{ж}}$ возрастает, при $\beta_{\text{вх}} > 50\%$ практически не меняется.

Полная полезная мощность насоса (полезная мощность двухфазного нагнетания):

$$N_{\Pi} = N_{\text{ж}} + N_{\text{г.из}}, \quad (6)$$

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.

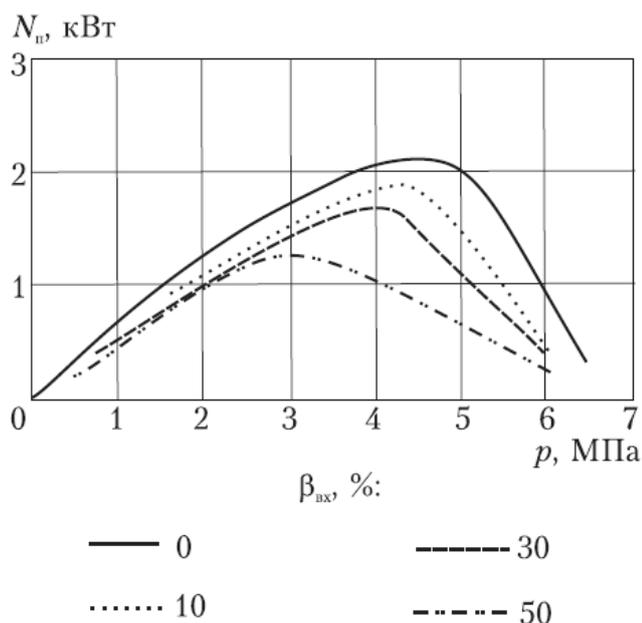


Рисунок 16 – Зависимость полезной мощности насоса N_{Π} от давления при различном газосодержании (смесь вода – воздух)

Экспериментально установлено, что полная полезная мощность винтового насоса максимальна при перекачке жидкости без газа. 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 ПАВ увеличивает расход утечек в рабочих органах винтового насоса и, как следствие, снижает объемный к.п.д. 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.

Влияние плотности и вязкости перекачиваемой жидкости на характеристики одновинтовых насосов в некоторой степени подобно изменению числа шагов рабочих органов. 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 значительно больших пределах, чем плотность.

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 к.п.д. одновинтового насоса. В целом можно сказать, 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.

Кавитационный запас характеризует эффект, когда насос работает с повышенным всасыванием, происходит разряжение на входе во всасывающий патрубок, давление падает, появляются пузырьки-каверны и жидкость преобразуется в пар. Появление пузырьков, которые лопаются при входе в патрубок нагнетания, ведет к возникновению процесса кавитации, наносящего серьезные повреждения механическим частям насоса. В одновинтовых насосах кавитационный запас обычно составляет не более 0,04 МПа, т.е. $(p_{вх} - p_t) > 0,04$ МПа (p_t – давление упругости паров).

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 $N_{потр}$ от перепада давления Δp , частоты вращения n , свойств перекачиваемой жидкости (вязкости μ) и давления на входе в насос $p_{вх}$. 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 к.п.д. насоса:

$$Q = \eta_0 Q_1 = \eta_0 \frac{nV}{60}, \quad (7)$$

$$N_{потр} \frac{N_{пол}}{\eta} = \frac{pQ}{\eta} = \frac{pn\eta_0 \frac{V}{60}}{\eta} = \frac{npV}{60\eta_M}, \quad (8)$$

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:

$$n = \frac{15\pi D_{\text{вс}}^3 \Delta p_{\text{в}}}{WV\mu}, \quad (9)$$

где $D_{\text{вс}}$ – диаметр всасывающего канала; $\Delta p_{\text{в}}$ – кавитационный запас; W – безразмерный коэффициент пропорциональности.

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 17.

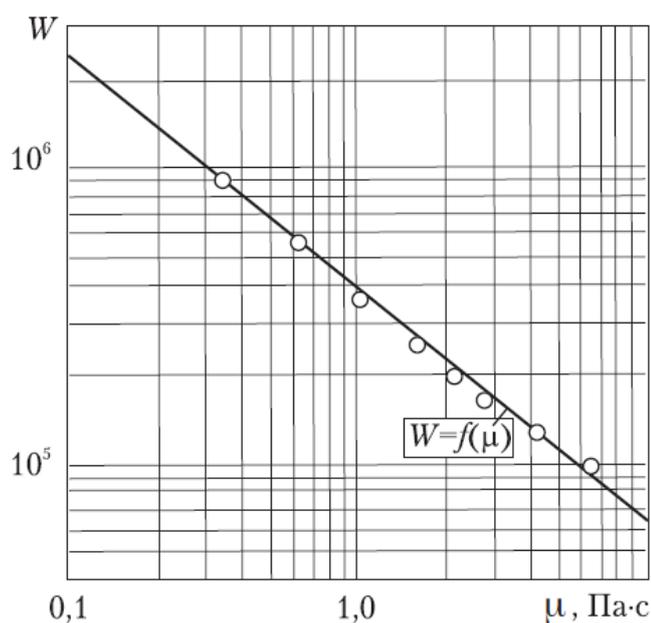


Рисунок 17 – Зависимость безразмерного коэффициента W от вязкости перекачиваемой жидкости

Таким образом, имея зависимость $W=f(\mu)$ при заданных значениях $D_{\text{вс}}$, V , μ и $\Delta p_{\text{вх}}$, можно определить максимальную частоту вращения ротора винтового насоса, обеспечивающую его бескавитационную работу. Задав объемный к.п.д. насоса в зависимости от вязкости жидкости и режима его работы по формуле (7) 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.

2.3 Подбор эластомера

Как уже говорилось ранее, эластомер в составе статора является «слабым звеном» всей конструкции, поэтому при выборе материала его исполнения нужно обязательно учитывать все факторы влияния. Хорошо подобранный эластомер – залог долгой наработки винтового насоса на отказ.

Выбор резины в качестве конструкционного материала обкладки статора определяется следующими соображениями [2]:

- необходимостью обеспечения достаточной износостойкости при работе в абразивной среде;
- необходимостью компенсации неизбежных погрешностей изготовления ротора (по профилю зубьев, диаметральному размеру и прямолинейности оси) и создания герметичности рабочих органов за счет диаметрального натяга в паре;
- требованиями технологичности выполнения внутренних поверхностей зубьев статора.

Обкладка статора работает в весьма сложных условиях (контактные напряжения при наличии необходимого натяга – до 5 МПа; скорость скольжения – до 5 м/с; частота нагружения – до 30 Гц; гидростатическое давление – до 30 МПа), воспринимая циклически изменяющиеся нагрузки от действия крутящего и перекашивающего моментов, сил трения и центробежных сил от планетарно движущихся масс. Вследствие этого к резиновой обкладке предъявляются высокие требования прочности, абразивной износостойкости и усталостной выносливости.



Рисунок 18 – Осложняющие факторы, влияющие на эластомер

Эластомер для одновинтовых гидромашин выбирается по следующим критериям [3]:

- упругие свойства, обеспечивающие заданные характеристики насоса или двигателя ($Q - P$; $n - M$);
- химическая совместимость с перекачиваемой средой в заданном диапазоне температур (набухаемость/вымываемость), что характеризует тенденцию и/или величину изменения геометрии профиля, а также прочностные свойства;
- максимально допустимая рабочая температура, определяющая эксплуатационную надежность обкладки статора;
- коэффициент теплового расширения эластомера, характеризующий изменение геометрии профиля; сопротивление экструзии (деформационному выдавливанию эластомера в зазор) при заданном перепаде

давления и температуре – способность сохранять герметичность рабочих органов;

- остаточная деформация сжатия, в том числе при заданных перепаде давления и температуре, которая характеризует способность сохранять герметичность после длительного перерыва в работе или хранения на складе, а также пусковые свойства гидромашины;

- динамическая выносливость в условиях многократных циклических нагрузений, зависящая от гистерезисных характеристик эластомера;

- износостойкость в гидроабразивной среде, характеризующая способность сохранять геометрию профиля при перекачке жидких сред с твердыми механическими включениями;

- коэффициенты трения (статический и динамический) и работоспособность в условиях сухого трения;

- сопротивление «взрывной» декомпрессии («кессонная» стойкость) – способность выдерживать неоднократные снижения внешнего давления газонасыщенной среды;

- динамика старения (изменение физико-механических свойств во времени в заданных условиях эксплуатации);

- коэффициенты усадки эластомера и стабильность усадки в условиях адгезионного (клеевого) крепления эластичной обкладки к поверхности корпуса статора;

- технологичность при подготовке и заливке эластомера в пресс-форму статора.

При выборе эластомера для обкладок статоров одновинтовых гидромашин их физико-механические свойства такие как твердость относительное удлинение при разрыве и даже прочность при разрыве должны рассматриваться в большинстве случаев как справочные данные конкретных эластомерных композиций (прежде всего для целей контроля качества процесса вулканизации).

На практике для изготовления статора чаще используются смеси на основе бутадиен-нитрильных каучуков, реже на основе фторкаучуков. Бутадиен-нитрильные 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.

В российской практике производства статоров одновинтовых гидромашин для нефтяной промышленности используются резиновые смеси на базе синтетических бутадиен-нитрильных каучуков (СКН-40, СКН-26 и др.), обладающие хорошими физико-механическими свойствами и маслобензостойкостью.

Преимуществом обойм из нитрильного синтетического каучука является их фактическая газонасыщаемость в эксплуатационных условиях, далее газопроницаемость, которая в 20 раз превышает проницаемость фторкаучуков. В условиях газонасыщения обойм, изготовленных из СКН, последние подвержены меньшему разрушению, это объясняется возможностью молекул газа выходить из межмолекулярной решетки, не разрушая ее при резком снижении давления окружающей среды при подъеме насоса из скважины. Наиболее ценными техническими свойствами резин из СКН является их очень высокая газопроницаемость и возможность продолжительной работы при температурах до 100 °С. Большое значение при выборе эластомера имеет коэффициент трения эластомера по металлу в паре ротор-статор, так как при уменьшении коэффициента трения, повышаются механический КПД и износостойкость. С этой точки зрения могут быть рекомендованы фторсодержащие каучуки и полиуретаны. Известно, что стойкость к истиранию полиуретановых каучуков в несколько раз выше стойкости нитрильных. К недостаткам уретановых эластомеров следует отнести их нестойкость к ароматическим углеводородам, сравнительно небольшую теплостойкость и плохую адгезию к металлам

Отечественные фирмы-производители обойм винтовых насосов используют следующие марки эластомеров: 2Д-405 (Ливгидромаш, Технооснастка – РТД); ИРП-1226 (Буровая техника – ВНИИБТ, Технооснастка – РТД); МБМ (Завод им. Гаджиева); РС-26ч-5 (РЕАМ – РТИ). Их физико-механические свойства (по ГОСТ 269-66 и 270-75) представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Физико-механические свойства резин, применяемых в отечественных винтовых гидромашинах

| Показатели | Марка резины | | |
|---|--------------|-----------|-----------|
| | 2Д-405 | ИРП-1226 | РС-26ч-5 |
| Прочность при разрыве, МПа | 14 | 20 | 12,5 |
| Относительное удлинение при разрыве, % | 150 | 300-350 | 120 |
| Равновесный модуль упругости при 100% удлинении, МПа | 9 | 8 | 8,5 |
| Изменение массы образца после воздействия стандартной жидкости Б в течение 24 ч при $t = 23^{\circ}\text{C}$, % | 13 | 20,1 | 7,3 |
| Твердость по Шору А, усл. ед. | 80 | 70-80 | 75-85 |
| Сопротивление раздиру, Н/мм | 90 | 65 | 80 |
| Прочность связи с металлом, МПа | 6,0 | 9,4 | 6,7 |
| Усталостная выносливость при знакопеременном изгибе с вращением (деформация 17,5%), тыс. циклов / температура образца при разрушении $^{\circ}\text{C}$ | – | 206 / 165 | 394 / 125 |
| Максимальная температура эксплуатации, $^{\circ}\text{C}$ | 80 | 100 | 140 |

Используемые в течение многих десятилетий резины марок 2Д-405 (насосы типа ЭВН), ИРП-1226 (винтовые забойные двигатели) и их производные не могут удовлетворять разнообразным условиям применения при перекачке углеводородов с различными физико-химическими свойствами. Это снижает эффективность использования насосов и ограничивает возможности конструкторов.

Западные компании придают выбору эластомеров первостепенное значение, образно называя эластомер статора «сердцем» насоса. Так, например, фирмы РСМ/Kudu и Netzsch предлагают заказчику широкую гамму эластомеров, каждый из которых специально предназначен для эксплуатации насоса в определенных условиях (фрикционный износ, воздействие

сероводорода, углекислого газа, ароматических веществ, обводненность). Термостойкость резин находится в пределах 80–180°С.

Таблица 5 – Ассортимент эластомеров фирмы PCM/Kudu и условия их применения

| Марка | Тип эластомера | Плотность, °API | Максимальная температура, °С | Сопротивление к воздействию | | | | | |
|-------|----------------------|-----------------|------------------------------|-----------------------------|------------------|-----------------|--------------------------|------|--------------|
| | | | | Мехпримеси | H ₂ S | CO ₂ | Ароматические соединения | Вода | Декомпрессия |
| 159 | Стандартный нитрил | 35 | 120 | ОВ | В | В | С | В | ОВ |
| 194 | Мягкий нитрил | 30 | 80 | В | В | Н | Н | В | С |
| 198 | Гидрированный нитрил | 25 | 140 | В | ОВ | С | С | В | С |
| 199 | Акрилонитрил | 40 | 100 | В | В | С | В | В | С |
| 204 | Фторкаучук | 45 | 130 | С | В | ОВ | ОВ | С | С |

*Примечание: Н — низкое; С — среднее; В — высокое; ОВ — очень высокое

Таблица 6 – Ассортимент эластомеров фирмы Netzsch и условия их применения

| Марка | Плотность, °API* | Максимальная температура, °С | Работоспособность при содержании мехпримесей более 3 % | Допускаемое содержание, % | | | |
|--------|------------------|------------------------------|--|---------------------------|-----------------|-----|------|
| | | | | H ₂ S | CO ₂ | Газ | Вода |
| NTR400 | 45 | 180 | – | 7 | 10 | 80 | 70 |
| HNBR01 | 20 | 140 | + | 7 | 10 | 80 | 100 |
| HBR02 | 30 | 80 | + | 2 | 5 | 5 | 100 |
| HBR01 | 12 | 80 | + | 2 | 5 | 5 | 100 |

Примечание: $^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{\rho^} - 131,5$

где ρ^* – относительная плотность жидкости (по воде).

Эластомер – конструкционный материал обоймы статора винтового насоса, который образует внутренний профиль статора. Материал эластомера выбран из-за его упругой деформации. Данное свойство называется «памятью», что дает возможность создавать насосы с посадкой с натягом

между ротором и статором. Натяг обеспечивает герметичность уплотнения между полостями и, следовательно, номинальный напор насоса.

Влияние упругих свойств и толщины эластичной обкладки статора на характеристики одновинтового насоса во многом тождественно увеличению числа шагов или натяга в паре, поскольку от упругости и толщины эластичной обкладки зависят радиальная деформация статора и в итоге фактический натяг (зазор) в паре.

Основными критериями, по которым производится выбор типа эластомера обоймы, а также подбор натяга (зазора) в паре ротор-статор является температура и вязкость перекачиваемой жидкости. Общая закономерность здесь следующая: чем больше температура и вязкость перекачиваемой жидкости, тем меньше должен быть натяг в паре. Рекомендуемые значения натяга (зазора) указываются в нормативно-технической документации на насос. В частности, значения натягов (зазоров), которые рекомендует для своих насосов ОАО «ОКБ БН–КОННАС» [3].

Таблица 7 – Рекомендуемые натяги (зазоры) в паре ротор-статор при вязкости $\nu = 600 \text{ мм}^2/\text{с}$

| Температура добываемой жидкости | Подача насоса, м ³ /сутки | | | |
|---------------------------------|--------------------------------------|--------------------------|---------------------------|--|
| | 16 | 25 | 100 | 200 |
| До 303К (до 30°C) | Натяг, мм 0,05 – 0,09 | Натяг, мм 0,05 – 0,09 | Натяг, мм 0,03 – 0,06 | Натяг, мм 0,02– 0,05 |
| 303 – 323К (30 – 50°C) | Натяг, мм 0,00 – 0,05 | Натяг, мм 0,00 – 0,05 | Натяг, мм 0,005 – 0,03 | Зазор, мм 0,00 – 0,01 Натяг, мм 0,00 – 0,02 |
| 323 – 343К (50 – 70°C) | Зазор, мм 0,00 – 0,05 | Зазор, мм 0,00 – 0,05 | Зазор, мм 0,06 – 0,10 | Зазор, мм 0,02 – 0,06 |

Рациональный выбор упругих свойств эластомера обкладки статора для заданных условий эксплуатации часто является решающим для обеспечения необходимой долговечности работы скважинного винтового насоса.

Каждая обойма снабжается заводом-изготовителем паспортом, в котором указаны все номинальные размеры обоймы, необходимые для комплектации рабочей пары, однако для гарантированного получения необходимого натяга (зазора) в паре ротор-статор производят измерение фактических (на данный момент времени) размеров обоймы. Измерение обойм необходимо производить всегда, т.к. размеры обойм не бывают строго стабильными. Причины этого следующие.

1. Вследствие различной усадки резины после вулканизации размеры обойм даже сразу после изготовления могут отличаться на 0,05 ... 0,1 мм.

2. Во время хранения размеры обойм также могут измениться и не соответствовать паспортным данным.

Влияние твердости и толщины эластичной обкладки статора на характеристики винтового насоса во многом тождественно увеличению числа шагов или натяга в паре, поскольку от твердости и толщины обкладки статора зависит радиальная деформация статора и, в конечном счете, фактический натяг (зазор) в паре. В теории одновинтовых насосов радиальная деформация обоймы, обуславливающая явление непостоянной ориентации винта и образование утечек по длине контактных линий, зависит от перепада давления в рабочих полостях, первоначального натяга в паре, твердости резины, внутреннего и наружного диаметров эластичной поверхности обоймы.

Поэтому для получения заданного натяга (зазора), соответствующего требованиям нормативно-технической документации, проводят селективный подбор пары ротор-статор.

Сероводород, присутствующий во многих видах сырой нефти, является причиной затвердевания, усадки эластомеров и образования трещин, развивающихся с поверхности внутрь и разрушающих насос. Известно, что сероводород разрушает эластомер, вызывая потерю его эластичности, особенно при содержании более 5%, а углекислый газ ($> 0,1\%$) действует как растворитель, вызывая размягчение и набухание эластомера. При высоком содержании H_2S и CO_2 особенно опасным является снижение давления на

приеме насоса ниже давления насыщения. Это может привести к насыщению материала эластомера агрессивными газами, т.е. к газонабуханию.

Кроме того, значительное содержание ароматических углеводородов в добываемой продукции способствует растворению ингредиентов резины. 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.

Механическое контактное взаимодействие между эластичной обкладкой статора и твердой поверхностью ротора происходит в форме сжатия материалов и сдвигающих усилий (скольжение под нагрузкой), зависящих от глубины деформации и коэффициента трения, что приводит к появлению гистерезисных зон, где происходит внутреннее тепловыделение и, как следствие, возникает вероятность термической деструкции полимерной основы эластомера.

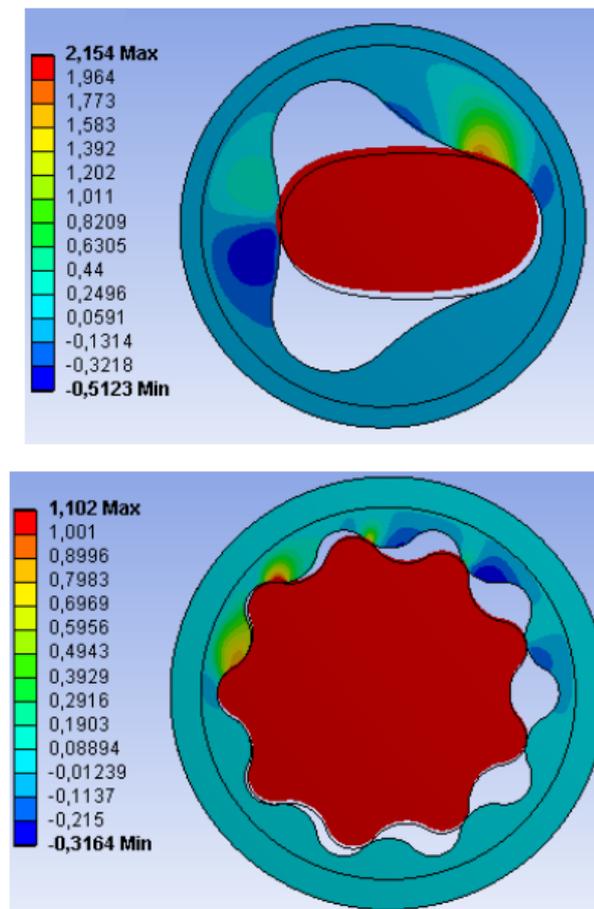


Рисунок 19 – Точки гистерезисного тепловыделения в рабочих органах винтовой пары с различным кинематическим отношением (2:3 и 9:10)

Гистерезисное тепловыделение происходит из-за повторяющихся деформаций профиля статора и изменений давления в камерах рабочих органов. Поскольку эластомеры – вязкоупругие материалы, часть энергии деформации преобразуется в тепловую энергию. Тепловыделение увеличивается с ростом частоты вращения, перепада давления и натяга в паре.

Если температура внутри эластомера превысит температурный предел, то результатом этого будет: во-первых, снижение физических свойств эластомера, а, во-вторых, расширение эластомера, и, как следствие, увеличение натяга в паре, что приводит к росту потребляемой мощности и снижению КПД.

Таким образом, выбор эластомера является критическим шагом при разработке и выборе конструкции установки скважинного винтового насоса.

Перспективным направлением совершенствования одновинтовых гидромашин является переход на конструкцию статора с равномерной толщиной эластичной обкладки, а также использование композитных материалов и пластмасс [3].

2.4 Оценка влияния условия эксплуатации на долговечность эластомеров скважинных винтовых насосов

В процессе эксплуатации винтового насоса эластомер работает в условиях воздействия агрессивной среды и воспринимает циклически изменяющиеся нагрузки, такие как многократное сжатие, растяжение, трение о металлическую поверхность ротора, абразивный износ и др. Результатом воздействия этих факторов могут быть потеря эластичности, изменение твердости и снижение прочности полимерной обкладки статора. Эти физико-механические свойства определяют долговечность резиновой обкладки и срок службы винтового насоса.

Рассмотрим результаты исследований стойкости эластомеров, используемых в насосах, эксплуатируемых на месторождениях ПАО «Татнефть». Образцы резин для исследований были представлены компанией NETZSCH и АО «Ливгидромаш». В качестве испытательной среды использовалась смесь продукции добывающих скважин, отобранная на ДНС-4 НГДУ «Нурлатнефть», как наиболее агрессивная. В скважинах, обвязанных на ДНС-4, согласно проведенному Инженерным центром ПАО «Татнефть» анализу, зарегистрирован высокий выход из строя винтовых насосов по причине отказа эластомера [13].

Результаты анализа проб жидкости из добывающих скважин НГДУ «Нурлатнефть» показали, что обводненность продукции составляет 0-70%, плотность водной среды – 1,082-1,166 г/см³, рН–4,03-6,42, плотность нефти – 0,913-0,943. Содержание сероводорода составляет от 240 до 1056 мг/дм³, ароматических соединений – до 12%, общей серы – от 3,472 до 4,957%, механических примесей – до 0,08% (таблица 8). Таким образом, испытательная среда содержит значительные количества сероводорода, общей

серы и ароматических углеводородов, которые являются агрессивными компонентами по отношению к БНК. Так как бутадиен-нитрильные резины устойчивы к действию солевых растворов, испытания проводились в нефти, сепарированной из этой промысловой жидкости.

Таблица 8 – Физико-химические характеристики проб жидкости из добывающих скважин

| Номер скважины | Обводненность, % | Плотность, г/см ³ | | рН воды | Содержание | | | | | |
|----------------|------------------|------------------------------|-------|---------|-------------------------|--------------------------|--------------------------------------|------------------------|---------------|-----------------------------|
| | | воды | нефти | | НСО ₃ , мг/л | механических примесей, % | К _н , мг КОН/100 мл нефти | Н ₂ S, мг/л | общей серы, % | ароматических соединений, % |
| 8128 | 30,3 | 1,163 | 0,943 | 5,88 | 79,3 | 0,01 | 5,89 | 861 | 4,82 | 7,3 |
| 345 | 70 | 1,156 | 0,913 | 5,22 | 33,6 | 0,04 | 8,48 | 623 | 3,789 | 10,8 |
| 3980 | 36,4 | 1,163 | 0,922 | 6,22 | 97,6 | 0,024 | 6,13 | 629 | 4,546 | 12 |
| 8054 | 26,9 | 1,082 | 0,927 | 6,42 | 266 | 0,11 | 2,36 | 431 | 4,661 | 9,3 |
| 8604 | 50 | 1,165 | 0,925 | 5,95 | 210,3 | 0,01 | 1,88 | 801 | 4,622 | 7 |
| 1776 | 68,8 | 1,152 | 0,932 | 4,03 | 0 | 0 | 12,25 | 489 | 4,703 | 11,1 |
| 8027 | 53,8 | 1,163 | 0,957 | 5,87 | 94,6 | 0 | 3,77 | 697 | 4,8 | 6,9 |
| 344 | 50 | 1,16 | 0,912 | 5,97 | 54,9 | 0 | 4,24 | 304 | 3,472 | 11,3 |
| 1747 | 40 | 1,135 | 0,925 | 6,17 | 79,3 | 0,08 | 4,95 | 470 | 4,731 | 10,7 |
| 8159 | 0 | - | 0,918 | - | - | 0,03 | 3,77 | 271 | 4,479 | 9,6 |
| 8413 | 51,9 | 1,165 | 0,924 | 6,03 | 195,2 | 0 | 2,83 | 790 | 4,781 | 11,56 |
| 5897 | 26,3 | 1,163 | 0,94 | 6,11 | 97,6 | 0,04 | 0,7 | 1056 | 4,957 | 10,5 |
| 8289 | 24,1 | 1,166 | 0,937 | 5,27 | 36,6 | 0,025 | 4,71 | 385 | 4,73 | 10,4 |
| 8116 | 0 | - | 0,941 | - | - | 0,02 | 4,71 | 240 | 4,878 | 10,9 |

*Примечание: К_н – кислотное число нефти.

При проведении испытаний эластомера руководствовались методикой, рекомендованной компанией NETZSCH. Все образцы маркировали, определяли их объем (диаметр и толщину или длину, ширину, высоту с точностью 0,01 мм), массу (с точностью 0,01 г) и поверхностную твердость методом Шора с помощью твердомера ТМ-2. Замеры твердости проводили не менее чем в трех точках. За результат испытания принимали среднее арифметическое значение твердости. Затем образцы помещали на

определенное время в емкость с нефтью и контролировали изменение качества резины по вышеперечисленным параметрам. Испытания проводили при температуре 30°C. Через 10 суток после начала испытаний был проведен первый контроль качества резины. Во избежание ошибок при измерении объема образцы охлаждали до комнатной температуры. Окончательный контроль и измерение параметров образцов проводили через 30 суток после начала испытаний. Увеличение или уменьшение объема образцов являлось критерием химической стойкости. Согласно рекомендациям компании NETZSCH, допустимым считалось изменение объема 3%, а контрольными данными являлись масса и твердость.

Сравнительный анализ показал, что уже через 10 суток испытаний в нефти набухание по объему образцов резин марок HSB, HNBR 01, NBR 01, NBR 02 (NETZSCH) и Н 409 (АО «Ливгидромаш») превысило % (от 3,7 до 6,4 %). Критериям химической стойкости соответствовали только эластомеры марок NSB, SBE, НTR 400 (NETZSCH) и 2Д405 (АО «Ливгидромаш»).

После 30 суток испытаний выявлено следующее.

1. Степень набухания по массе и объему эластомеров марок NSB, SBE, НTR 400 увеличилась по сравнению с исходными данными и данными за 10 суток испытаний. В случае марок SBE, НTR 400 – в пределах нормы.

2. По сравнению с данными за 10 сут масса эластомеров HSB, HNBR 01, NBR 01, NBR 02 увеличилась, объем уменьшился.

3. Набухание эластомера Н 409 по массе незначительно уменьшилось, набухание по объему увеличилось по сравнению с результатом испытаний за 10 суток.

4. Незначительно уменьшились масса и объем образца 2Д405.

5. Твердость всех испытанных образцов, кроме Н 409, уменьшилась по сравнению с данными за 10 суток. При этом жесткость эластомера NBR 02 снизилась до исходного значения, а NSB, NBR 01 – даже ниже исходного.

Набухание резины является диффузионным процессом. На первой стадии набухания жидкость поглощается поверхностным слоем образца,

достигая максимальной равновесной концентрации, в массе образца жидкость отсутствует. Затем жидкость поглощается следующим слоем образца, и этот процесс продолжается до установления равномерной максимальной концентрации по всей массе образца. Скорость проникновения жидкости снижается при повышении вязкости, молекулярной массы и разветвленности молекул жидкости.

Проницаемость резин на основе БНК для различных углеводородов снижается в ряду: ароматические, нафтеновые, парафиновые. Наблюдаемое к концу испытаний резкое уменьшение жесткости бутадиен-нитрильных эластомеров по сравнению с результатами испытаний за 10 суток может быть связано с некоторым их растворением в ароматических составляющих нефти либо смягчающим влиянием некоторых компонентов нефти [1].

С целью более полного выявления влияния нефтяной среды на химическую стойкость эластомеров рассчитаны значения плотности образцов до и после 10 и 30 суток испытаний (рисунок 20). Сравнительный анализ данных показал, что для марок HNBR 01, NBR 02, NBR 01, HSB после 10 суток испытаний наблюдалось сначала уменьшение плотности резины из-за ее сильного набухания в нефти, а затем при дальнейшей выдержке увеличение.

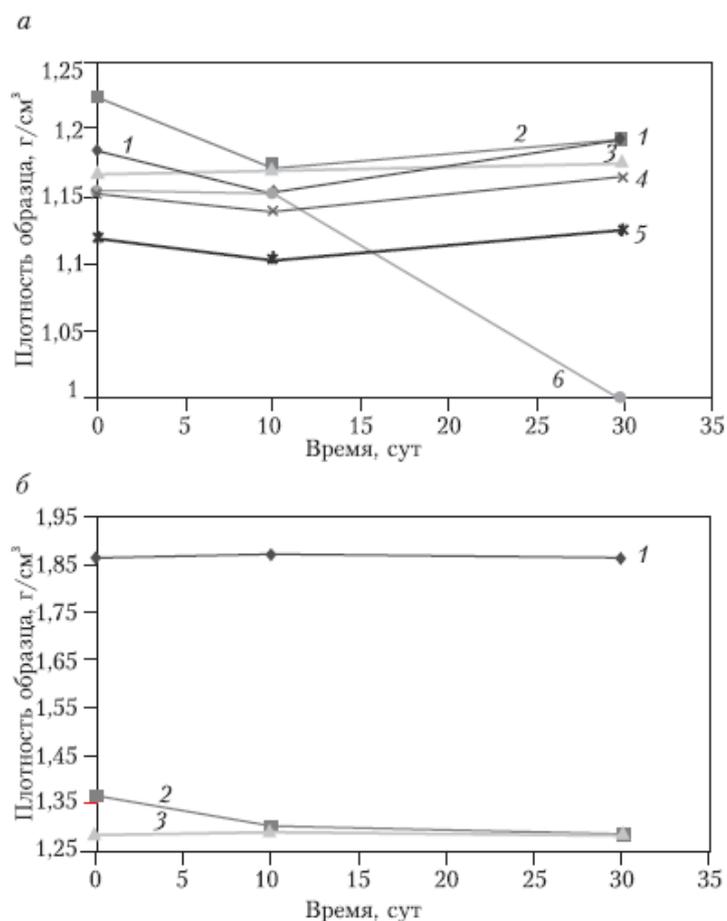


Рисунок 20 – Зависимость плотности образцов эластомеров от времени их выдержки в нефти

а: 1 – NBR 02; 2 – NBR 01; 3 – SBE;
 4 – HNBR 01; 5 – HSB; 6 – NSB;
 б: 1 – НTR 400; 2 – Н 409; 3 – 2Д405

Это связано, видимо, с растворением пластификатора резин. Для эластомера NSB такие изменения начались только к концу испытаний. Выдержка эластомеров HNBR 01, NBR 02, NBR 01, HSB, NSB в нефти добывающих скважин сопровождается некоторыми изменениями их химической структуры, поэтому они не могут быть рекомендованы в качестве обкладки статора винтовых насосов в условиях ПАО «Татнефть».

Плотность эластомеров SBE, НTR400, 2Д405 на протяжении всего периода испытаний остались почти неизменными, что свидетельствует об их химической стойкости в этих средах.

Таким образом, по результатам лабораторных испытаний критериям химической стойкости отвечают только резины марок SBE, HTR 400 и 2Д405, которые могут быть рекомендованы для опытно-промышленного применения в винтовых насосах, предназначенных для эксплуатации в условиях ПАО «Татнефть».

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. При повышении избыточного давления до 1,0-1,5 МПа в условиях всестороннего механического сжатия образцов значительно снижается объемное набухание резин из БНК в нефтепродуктах. При увеличении избыточного давления влияние химического строения каучука и жидкости резко уменьшается.

Рассмотрим наиболее характерные эксплуатационные проблемы, связанные с винтовым насосом, их внешние признаки. В частности, превышение допустимого перепада давления на рабочих органах; неравномерное необратимое изменение свойств эластомера статора (гистерезис); усталостное разрушение эластомера статора; превышение необходимого натяга в винтовой паре (плотности посадки ротора в статоре); разбухание эластомера статора; перегрев винтовой пары; размывание эластомера статора жидкостью под высоким давлением; поглощение газа и жидкостей эластомером статора; превышение рабочей температуры винтовой пары; образование пузырей в эластомере статора в результате взрывной декомпрессии.

1. Перепад давления. 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.

2. Гистерезис. Под действием повышенного перепада давления могут необратимо измениться свойства отдельных участков эластомера статора, возникнуть явление гистерезиса. 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 21 – Характер разрушения эластомера статора в результате действия высокого перепада давления / при гистерезисе

3. Усталостное разрушение эластомера. 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.

4. Размывание эластомера под высоким давлением. Это явление характеризуется червеобразными порами и канавками. 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.



Рисунок 22 – Виды повреждения эластомера статора при размывании под действием высокого давления

5. 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.

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



Рисунок 23 – Характер повреждения эластомера статора в результате взрывной декомпрессии

7. 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 [1].



Рисунок 24 – Характер повреждения эластомера статора при повышении рабочей температуры

8. Под влиянием большого количества и абразивности твердой фазы флюида, высокой частоты вращения происходит критический износ резиновой обоймы. Как следствие резко возрастают объемные утечки, соответственно снижается подача винтовой насосной установки, поэтому при высоком содержании твердых включений в флюиде обычно стремятся применять резины менее твердые и более упругие (износостойкие), с меньшими остаточными деформациями [17].

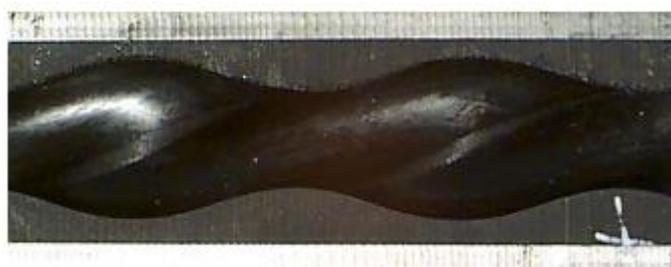


Рисунок 25 – Внешний вид резиновой обоймы, разрушенной вследствие абразивного износа

Грамотно подобранный к условиям скважины одновинтовой 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.

3. АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОГО УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ УСТАНОВОК ВИНТОВОГО НАСОСА В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ

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.

Поэтому, при работе винтового насоса с жидкостями с высоким содержанием твердых частиц, для каждого набора условий применения используется соответствующий эластомер. Особое внимание уделяется подбору геометрии обкладки ротора для обеспечения наилучшего прохождения твердых частиц (механических примесей) через насос и предотвращения их дробления в насосе.

Также применяются определенные технологии, такие как:

1. Двухфутовое удлинение ротора, известное как «лопастной ротор», может применяться для рыхления плотных отложений твердых частиц, оседающих на входе насоса.

2. Для случаев добычи жидкости с особенно высокой концентрацией твердых взвешенных частиц предлагается использовать систему винтовых

насосов реверсивного потока, состоящую из двух последовательно соединенных насосов: верхнего (добывающего) и нижнего (рециркуляционного). Это позволяет создавать циркуляцию жидкости на достаточно протяженном интервале вокруг насосной системы [14].

3. Использование винтового насоса большего рабочего объема (для снижения скорости работы) и с номинальным напором выше, чем минимально требуемый (для уменьшения изменения подачи насоса при изменении давления нагрузки), уменьшает износ.

Максимальная рабочая температура эластомеров статора в настоящее время составляет около 120 °С. Однако уже существуют специальные технологии при работе насоса в условиях повышенной температуры при проведении тепловых методов повышения нефтеотдачи. Например, технологии парогравитационного дренажа (SAGD) низкого давления и стимуляции скважин циклической закачкой пара (CSS). Так, при применении технологии SAGD температура достигает 260°С, а при пароциклическом воздействии на пласт – до 350 °С. Для таких условий компанией РСМ разработан уникальный одновинтовой насос с металлическими рабочими органами без использования эластомера – metal progressive cavity pump (MPCP) (PCM Vulcain) [15]. В насосе MPCP ротор и статор изготовлены из металла с термостойким и износостойким покрытием. Статор состоит из трех элементов длиной 2,7 м каждый, сваренных между собой. Ротор входит в статор с небольшим зазором. Данные насосы охватывают широкий диапазон производительности для добычи тяжелой нефти. Насосы рассчитаны на рабочую температуру 350 °С.

Набухание эластомера нередко вызывает и высокий газовый фактор.

Однако также существует эксклюзивная технология насоса РСМ Slugger (с гидравлическими регуляторами) для скважин с высоким содержанием свободного газа [16].

При использовании традиционного винтового насоса для многофазного флюида со стороны выпускного отверстия насоса происходит

рост давления, который может привести к сокращению срока службы. В случае применения винтового насоса PCM Slugger с гидравлическими регуляторами для скважин с высоким содержанием свободного газа давление оказывается сбалансированным. Увеличение давления жидкости и газа имеет более равномерное распределение вдоль статора. Это снижает риск деформаций и напряжений, повышает степень надежности и увеличивает срок эксплуатации. Технология насоса HRPCP предусматривает модификацию традиционной конструкции винтового насоса путем добавления гидравлических регуляторов вдоль насоса, которые встроены в конструкцию ротора. Одно из главных преимуществ – оптимальная производительность (увеличение добычи нефти и газа за счет эксплуатации при более низком уровне жидкости над насосом).

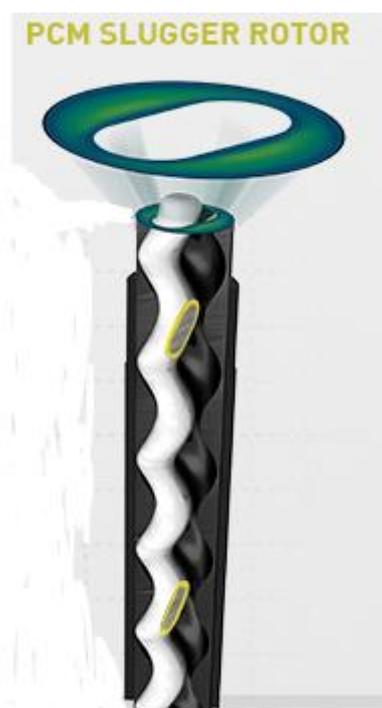


Рисунок 26 – Ротор винтового насоса с гидравлическими регуляторами

Кроме того, существует большое количество дополнительно применяемого оборудования, например, газосепараторы, но данное оборудование также может применяться и в установках электроцентробежных насосов.

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.

Однако существуют перспективные направления совершенствования одновинтовых погружных насосов – использование композитных материалов и пластмасс. А также использование металлических статоров. Резины на основе фторкаучуков длительно работают при высоких температурах СКФ-32 до 150 °С, СКФ-26 до 250 °С, обладают высокой сопротивляемостью абразивному истиранию и хорошей стойкостью к действию сильных окислителей (кислотные обработки) [17].

В России для изготовления резиновых обойм в основном используют бутадиен-нитрильный синтетический каучук (СКН). Применение других марок (например, фторкаучуков и полиуретанов) ограничивается более сложной и дорогостоящей технологией изготовления. Производство

фторкаучуков и резин на их основе достаточно трудоемкий и высокотехнологичный процесс, поэтому их себестоимость весьма высока.

Винтовой насос поддерживает стабильный уровень жидкости без колебаний, который может быть на уровне приёмной сетки, следовательно: омывать 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 и время работы установки;
- оптимизации отбора продукции посредством регулирования частоты вращения и работы УЭЦН в циклическом режиме;
- эффективную эксплуатацию малодебитного фонда.

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

Студенту:

| | |
|---------------|------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2Б6Д | Чернов Антон Сергеевич |

| | | | |
|---------------------|-------------|---------------------------|---|
| Школа | ИШПР | Отделение | Отделение нефтегазового дела |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | 21.03.01 «Нефтегазовое дело» |

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

| | |
|---|---|
| <i>1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i> | Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами |
| <i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i> | Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций. |
| <i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i> | В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации. |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|--|--|
| <i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения проекта с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i> | Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения УЭВН вместо УЭЦН |
| <i>2. Планирование и формирование бюджета проекта</i> | Расчет единовременных и эксплуатационных затрат внедрения новой техники или технологии |
| <i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i> | Расчет экономической эффективности внедрения новой техники и технологии |

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 02.03.2020 |
|---|------------|

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|------------------|--------------|-----------------------------------|----------------|-------------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| Доцент ОСГН | Якимова Т.Б. | к.э.н. | | 02.03.2020 |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|---------------|------------------------|----------------|-------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 2Б6Д | Чернов Антон Сергеевич | | 02.03.2020 |

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Для оценки целесообразности внедрения метода эксплуатации скважин, оборудованных УЭВН на нефтяном месторождении необходимо рассчитать эффективность при покупке нового оборудования для внедрения данного метода. Также необходимо рассчитать экономию средств на электроэнергию при кратковременной эксплуатации и выявить дополнительные возможные сокращения вложения средств в период эксплуатации с помощью данного метода.

При эксплуатации скважин в постоянном режиме с низким притоком, используют УЭВН производительностью не более 25 м³/сут, так как они обладают лучшими энергетическими характеристиками по сравнению с установками для высокодебитных скважин (40÷80 м³/сут) и позволяют добывать нефть с меньшим расходом электроэнергии. Расчет режима эксплуатации скважины производят таким образом, чтобы обеспечить минимальное снижение объема добычи нефти по сравнению с кратковременной эксплуатацией скважины. Стоимость оборудования и показатели работы фонда для дальнейших расчётов приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимость оборудования

| Показатель | Значение |
|---|----------|
| Средний дебит по нефти, т/сут. | 20 |
| Средняя наработка на отказ, сут. | 230 |
| Средняя продолжительность ремонта, час | 124 |
| Средняя стоимость 1 ремонта ТРС руб./ед. | 469300 |
| Стоимость приобретения УЭВН25-1250, руб./ед. | 336400 |
| Стоимость приобретения ПЭД16-117МВ5, руб./ед. | 131100 |
| Стоимость приобретения Титан-250, руб./ед. | 89000 |

| | |
|---|--------|
| Стоимость приобретения ЭЦНА5-80-1200, руб./ед. | 78700 |
| Стоимость приобретения ПЭД45-117МВ5, руб./ед. | 171000 |
| Стоимость приобретения Электрон-05-75 с ЧРП, руб./ед. | 127000 |

4.1 Расчет экономии электроэнергии

Для проведения расчётов мы рассмотрим два вида эксплуатации скважины:

1. Рассчитаем работу УЭВН в постоянном режиме с регулируемым приводом станции управления;

2. Рассчитаем работу ЭЦН в режиме кратковременной эксплуатации с частотно регулируемым преобразователем. Исходные данные приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Исходные данные для расчета эффективности применения метода КЭС

| | | |
|--|---------------------|--------|
| Дебит скважины [Q] | м ³ /сут | 30 |
| Глубина подвески установки [H _п] | м | 1500 |
| Высота статического столба жидкости над приемом насоса [h] | м | 1000 |
| Давление в выкидной линии устья скважины [P _у] | м | 100 |
| Давление в межтрубном пространстве скважины [P _м] | кГс/см ² | 0 |
| Требуемый напор насоса [H _н =H _д +P _у -P _м] | м | 1200 |
| Внутренний диаметр эксплуатационной колонны [d _{нк} т] | мм | 123,7 |
| Наружный диаметр НКТ [D _к] | мм | 73 |
| Площадь кольцевого зазора межтрубного пространства скважины [S=π·(d _{нк} т ² -D _к ²)/4] | м ² | 0,0078 |

Согласно приведённым исходным данным далее будет произведён расчёт работы УЭВН в постоянном режиме и в режиме кратковременной эксплуатации скважины.

4.2 Расчёт работы УЭВН в постоянном режиме

Произведём расчёт работы электровинтового насоса в постоянном режим эксплуатации с регулируемой станцией управления.

Наиболее подходящей для непрерывной эксплуатации скважины дебитом 20 м³/сут является установка, состоящая из насоса УЭВН25-1250, состоящего из двух четырехметровых секций, и электродвигателя ПЭД 16-117 МВ5. Они имеют следующие характеристики в оптимальном режиме (данные получены с помощью программного обеспечения «Аерад»):

$Q_{\text{ОПТ}}=20 \text{ м}^3/\text{сут}$ – подача ЭЦН в оптимальном режиме,

$H_{\text{ОПТ}}=1110 \text{ м}$ – напор ЭЦН в оптимальном режиме,

$\eta_{\text{ОПТ}}=46,5\%$ – КПД ЭЦН в оптимальном режиме,

$N_{\text{ОПТ}}=11,21 \text{ кВт}$ – мощность, потребляемая УЭВН в оптимальном режиме,

$P_{\text{НОМ}}=11 \text{ кВт}$ – номинальная мощность ПЭД,

$\eta_{\text{НОМ}}=89\%$ – номинальный КПД ПЭД,

Для согласования производительности установки с дебитом скважины необходимо дросселирование насоса. Характеристики УЭВН при этом изменятся следующим образом:

$Q_0=25 \text{ м}^3/\text{сут.}$ – подача УЭВН в рабочем режиме,

$H_0=1340 \text{ м}$ – напор УЭВН в рабочем режиме,

$\eta_0=35\%$ – КПД УЭВН в рабочем режиме.

Мощность, потребляемая УЭВН в рабочем режиме, будет равна

$$N_0 \frac{Q_0 H_0}{8800 \eta_0} = \frac{25 \cdot 1340}{8800 \cdot 0,35} = 10,8 \text{ кВт} \quad (10)$$

Мощность ПЭД выбрана с запасом по сравнению с мощностью УЭВН с целью обеспечения возможности освоения скважины. При недогрузке ПЭД его КПД уменьшается:

$\eta_{\text{НД}}=82\%$ - КПД ПЭД в рабочем режиме, мощность УЭВН составляет 76,1% от номинальной мощности ПЭД.

Номинальный момент на валу ПЭД равен

$$M = \frac{P_{\text{ном}}}{\omega} = \frac{60 \cdot P_{\text{ном}}}{2 \cdot \pi \cdot n \cdot (1 - S_{\text{нд}})} = \frac{60 \cdot 16 \cdot 10^3}{2 \cdot \pi \cdot 3000 \cdot (1 - 0,03)} = 57,1 \text{ н} \cdot \text{м} \quad (11)$$

где $n=3000$ об/мин - синхронная скорость вращения ПЭД.

Максимальная скорость снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве скважины в начале откачки жидкости при освоении скважины или после ее длительного простоя равна

$$V_c \frac{Q_0}{24 \cdot 60 \cdot S} = \frac{30}{24 \cdot 60 \cdot 0,0078} = 2,67 \frac{\text{м}}{\text{мин}} \quad (12)$$

Что соответствует скорости увеличения депрессии на пласт $0,27$ (кГс/см²)/мин.

Общая мощность, потребляемая установкой, составляет

$$P = \frac{N_0}{\eta_{\text{нд}}} = \frac{10,8}{0,82} = 13,5 \text{ кВт} \quad (13)$$

Удельный расход электроэнергии ПЭД равен:

$$P_{\text{уд}} = \frac{P \cdot 24}{Q_0 \cdot H_{\text{н}}} = \frac{13,5 \cdot 24}{30 \cdot 1,2} = 12,96 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3 \cdot \text{км}} \quad (14)$$

Стоимость УЭВН25-1250 равна 336 400 руб., ПЭД16-117МВ5 131100 руб. Используемая совместно с данной установкой станция управления «Титан-250» имеет стоимость 112000 руб.

Стоимость остальных элементов установки не учитывается, т.к. они одинаковы во всех вариантах.

$$P_{\text{общ}} = P_{\text{эцн}} + P_{\text{пэд}} + P_{\text{су}} = 336400 + 131100 + 112000 = 478700 \text{ руб.} \quad (15)$$

Общая стоимость оборудования составляет 478700 руб. без НДС.

4.3 Расчёт работы ЭЦН в режиме КЭС

Далее произведём расчёт работы электроцентробежного насоса в режиме кратковременной эксплуатации с частотно-регулируемой станцией управления.

При кратковременной эксплуатации скважин на МРП по износу насоса влияют два противоположно воздействующих фактора: увеличение скорости износа ЭЦН из-за увеличения скорости вращения и уменьшение износа вследствие уменьшения продолжительности включения УЭЦН. Для того чтобы в результате одновременного воздействия обоих указанных факторов

МРП по износу насоса увеличился даже в самых неблагоприятных условиях эксплуатации, необходимо, чтобы производительность установки была не менее

$$Q_{\text{опт}} \geq Q \cdot 1,4^5 = 30 \cdot 5,4 = 161,3 \text{ м}^3/\text{сут.} \quad (16)$$

Данному условию удовлетворяет насос ЭЦНА5-125-700, состоящий из одной пятиметровой секции. При частоте переменного тока 70 Гц и скорости вращения 4200 об/мин его напор равен $H_{\text{опт}}=1320$ м.

Для более точной настройки напора потребуется понизить частоту переменного тока до 66,7 Гц и скорость вращения ЭЦН до 4000 об/мин.

Характеристики ЭЦН и ПЭД в этом случае будут следующими:

$Q_{\text{опт}}=173 \text{ м}^3/\text{сут}$ – подача насоса в оптимальном режиме,

$H_{\text{опт}}=1200$ м – напор насоса в оптимальном режиме,

$N_{\text{опт}}=39,3$ кВт – мощность, потребляемая насосом в оптимальном режиме,

$\eta_{\text{опт}}=61\%$ – КПД насоса в оптимальном режиме.

В качестве привода данному ЭЦН потребуется ПЭД32-117МВ5, который при частоте переменного тока 66,7 Гц будет иметь следующие характеристики:

$P_{\text{ном}}=42,7$ кВт – номинальная мощность электродвигателя,

$\eta_{\text{ном}}=85,5\%$ – номинальный КПД электродвигателя.

Номинальный момент на валу ПЭД при частоте переменного тока 50 Гц будет равен:

$$M = \frac{P_{\text{ном}}}{\omega} = \frac{60 \cdot P_{\text{ном}}}{2 \cdot \pi \cdot n \cdot (1 - S_{\text{нд}})} = \frac{60 \cdot 32 \cdot 10^3}{2 \cdot \pi \cdot 3000 \cdot (1 - 0,03)} = 105 \text{ н} \cdot \text{м} \quad (17)$$

С учетом того, что при кратковременной эксплуатации скважин используются в основном короткие односекционные ЭЦН, требующие меньшего пускового момента, а не двухсекционные, как во всех других известных способах эксплуатации скважин, а также применяются более мощные ПЭД, можно сделать вывод, что условия пуска УЭЦН при кратковременной эксплуатации скважин являются наиболее благоприятными.

Коэффициент снижения МРП по износу насоса за счет увеличения скорости вращения будет равен: $2,05 \div 4,2$.

Запас производительности установки и, следовательно, краткость увеличения МРП по износу насоса за счет уменьшения продолжительности включения УЭЦН равна:

$$K = \frac{Q_{\text{опт}}}{Q} = \frac{173}{30} = 5,77 \quad (18)$$

В результате воздействия обоих влияющих факторов МРП по износу насоса увеличится в $1,4 \div 2,8$ раза.

При периодической эксплуатации скважин УЭЦН с регулируемым электрическим приводом можно задать $\phi \geq 0,99$, т.е. допустить снижение дебита не более чем на 1%.

Максимально допустимая продолжительность накопления жидкости в скважине, для недопущения снижения дебита не более чем на 1%, будет равна:

$$t_{\text{нк}} \frac{96 \cdot h \cdot S(1-\phi)}{Q} = \frac{96 \cdot 1000 \cdot 0,0078 \cdot (1-0,99)}{30} = 0,25 \text{ ч} = 15 \text{ мин} \quad (19)$$

Продолжительность откачки жидкости из скважины равна:

$$t_{\text{отк}} = \frac{t_{\text{нк}} \cdot \phi}{K-\phi} = \frac{15 \cdot 0,99}{7-0,99} = 2,5 \text{ мин} \quad (20)$$

Период эксплуатации скважины составит:

$$T = t_{\text{нк}} + t_{\text{отк}} = 15 + 2,5 = 17,5 \text{ мин} \quad (21)$$

Продолжительность включения УЭЦН равна:

$$k = \frac{t_{\text{отк}}}{T} \cdot 100 = \frac{2,5}{17,5} \cdot 100 = 14,3 \% \quad (22)$$

Полученные значения продолжительности откачки жидкости из скважины и продолжительности включения УЭЦН характеризуют режим работы установки как кратковременный.

Максимальная скорость снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве скважины в начале откачки жидкости при освоении скважины или после ее длительного простоя равна

$$V_c \frac{Q_0}{24 \cdot 60 \cdot S} = \frac{173}{24 \cdot 60 \cdot 0,0078} = 15,4 \frac{\text{м}}{\text{мин}} \quad (23)$$

Что соответствует скорости увеличения депрессии на пласт $1,54$ (кгс/см²)/мин.

Скорость увеличения депрессии на пласт при кратковременной эксплуатации скважин в несколько раз выше по сравнению с другими известными способами эксплуатации скважин. Поэтому кратковременная эксплуатация скважин позволяет наиболее быстро и качественно проводить освоение скважин, а также осуществлять операции по интенсификации притока жидкости в скважину без остановки оборудования и подъема из скважины.

Мгновенная мощность, потребляемая установкой:

$$P = \frac{N_{\text{опт}}}{\eta_{\text{ном}}} = \frac{39,3}{0,855} = 61,8 \text{ кВт} \quad (24)$$

Средняя потребляемая мощность ПЭД:

$$P = \frac{P \cdot t_{\text{от}}}{T} = \frac{45,97 \cdot 2,5}{17,5} = 16,8 \text{ кВт} \quad (25)$$

Удельный расход электроэнергии ПЭД будет равен:

$$P_{\text{уд}} = \frac{P \cdot 24}{Q_0 \cdot \phi \cdot H_n} = \frac{16,8 \cdot 24}{30 \cdot 0,99 \cdot 1,2} = 15,9 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3 \cdot \text{км}} \quad (26)$$

Стоимость ЭЦНА5-125-700 равна 78700 руб., ПЭД32-117МВ5 171000 руб. Станция управления с преобразователем частоты так же, как и все остальное оборудование, работает в кратковременном режиме. Поэтому можно использовать СУ с ПЧ «Электрон-05-75» мощностью 63 кВА (40 кВт при $\cos\phi=0,86$), которая имеет стоимость 127000 руб.

$$P_{\text{общ}} = P_{\text{ЭЦН}} + P_{\text{ПЭД}} + P_{\text{СУ}} = 78700 + 171000 + 127000 = 376700 \text{ руб.} \quad (27)$$

Общая стоимость оборудования составляет – 376700 руб. без НДС.

Выгода от закупки нового оборудования:

$$P_{\text{выгоды}} = P_{\text{общ(пост.режим)}} - P_{\text{общ(КЭС)}} = 356300 - 376700 = 20400 \text{ руб.} \quad (28)$$

Разность в стоимости оборудования по сравнению с непрерывной эксплуатацией скважин с нерегулируемым электроприводом составляет всего 20400 рублей.

4.4 Расчёт энергоэффективности и дополнительных затрат

Проведем расчёт экономии электроэнергии за год использования установки электроцентробежного насоса при кратковременной эксплуатации

скважины, по сравнению с работой ЭЦН в постоянном режиме.

Разница в удельном расходе электроэнергии будет равна:

$$P_{уд} = P_{уд(пост)} - P_{уд(кэс)} = 15,96 - 12,9 = 3 \text{ кВт/час} \quad (29)$$

Потребление электроэнергии за год:

$$P_{уд(год)} = P_{уд} \cdot 365 = 3 \cdot 365 \cdot 24 = 26\,280 \text{ кВт} \quad (30)$$

Стоимость разницы в расходе электроэнергии за год:

$$C_{P_{уд(год)}} = C_{кВт} \cdot P_{уд(год)} = 3,5 \cdot 26280 = 91\,980 \text{ руб.} \quad (31)$$

Разница в удельном расходе электроэнергии для нашего примера 3 кВт/час. Экономия при работе установки целый год: 26 280 кВт, при средней стоимости 1 кВт/час равной 3,5 руб, экономия за год работы установки = 91 980 руб.

Приведенные расчеты подтверждают осуществимость изобретения и достижение эффективного уменьшения энергопотребления при внедрении УЭВН. Кратковременная эксплуатация скважин позволяет увеличить МРП и обеспечить минимальный расход электроэнергии при незначительном увеличении стоимости оборудования.

Если учитывать, что средняя наработка на отказ установки увеличится минимум в 1,4 раза, то в расчёты экономии денежных средств следует включать статью расходов на постановку бригады ТРС и стоимость нового оборудования. Стоимость одного ремонта скважины обходится в 469 000 руб., а стоимость новой установки без замены СУ – 249 700.

$$C_{\text{при отказе}} = 469000 + 249700 = 718000 \text{ руб.} \quad (32)$$

Общая стоимость при отказе оборудования – 718 000. При этом можно сказать что при увеличении МРП скважины, а, следовательно, продлевая наработку на отказ установки, в год экономия равна 359 350 руб.

Учитывая разницу цены приобретённого оборудования, экономии электроэнергии, уменьшения затрат на ремонт за скользящий год, экономия равна чуть более 450 тысяч рублей на одну скважину.

Вывод

Результаты произведенных расчетов демонстрируют, что эксплуатация УЭВН в постоянном режиме с регулируемым электрическим приводом по комплексу всех показателей обеспечивает самую высокую рентабельность механизированной эксплуатации скважин.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | |
|----------------|-------------------------------|
| Группа 2Б6Д | ФИО Чернов Антон Сергеевич |
|----------------|-------------------------------|

| | | | |
|---------------------|--|---------------------------|---------------------------------|
| Школа | Инженерная школа природных ресурсов | Отделение (НОЦ) | Отделение нефтегазового дела |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | 21.03.01 «Нефтегазовое дело» |

Тема ВКР:

| | |
|--|--|
| Совершенствование эксплуатации скважин установками винтовых насосов на нефтяных месторождениях | |
| Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: | |
| 1. 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: | |
| 1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. | – Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ – ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя – Инструкция по охране труда для оператора по добыче нефти и газа № ИПФ -073-05 |
| 2. Производственная безопасность: 2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия | Вредные факторы: – 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 шума. Опасные факторы: – работы с высоким давлением; – пожаровзрывобезопасность; – электробезопасность. |
| 3. Экологическая безопасность: | – воздействие объекта на атмосферу (продукты сгорания топлива при работе двигателей); – воздействие объекта на гидросферу (загрязнение грунтовых вод химическими веществами); – воздействие объекта на литосферу (загрязнение почвы и грунтов химическими реагентами и бытовыми отходами); |
| 4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: | – возможность возникновения ЧС природного и техногенного характера; – перечень возможных ЧС на объекте: утечки газа или нефти, разливы ядовитых |

| | |
|--|--|
| | веществ, пожары и взрывы на открытой территории; – наиболее типичная ЧС – утечки газа или нефти |
|--|--|

| | |
|--|------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 02.03.2020 |
|--|------------|

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Ассистент | Черемискина Мария Сергеевна | - | | 02.03.2020 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|------------------------|---------|------------|
| 2Б6Д | Чернов Антон Сергеевич | | 02.03.2020 |

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 несоблюдения 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 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.

Оператор должен пройти вводный инструктаж, инструктаж на рабочем месте (первичный, повторный, внеплановый и целевой), обучение

безопасности труда (теоретическое и практическое), стажировку на рабочем месте, проверку знаний по охране труда (допуск к самостоятельной работе). Также он должен проходить повторные инструктажи по охране труда и по пожарной безопасности не реже одного раза в три месяца.

Предприятие обязано предоставлять следующие льготы для работников, которые работают в районах Крайнего Севера и в приравненных к ним местностях [20]:

- 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.

Организация рабочего места и конструкция оборудования должны обеспечивать прямое и свободное положение корпуса работающего тела или наклон его вперед не более чем на 15°.

Для обеспечения удобного, возможно близкого подхода к столу, станку или машине должно быть предусмотрено пространство для стоп размером не менее 150 мм по глубине, 150 мм по высоте и 530 мм по ширине.

При работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук [21].

5.2 Производственная безопасность

Выполнение технологических операций по эксплуатации скважин нефти и газа сопровождается вредными и опасными факторами, которые приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Возможные опасные и вредные факторы

| Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) | Этапы работ | | Нормативные документы |
|--|-------------|--------------|---|
| | Монтаж | Эксплуатация | |
| 1. Отклонение показателей микроклимата. | + | + | 1. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [22]. 2. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [23]. 4. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [24]. 5. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением [25]. 6. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов [26]. 7. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования [27]. |
| 2. Превышение уровня шума. | + | + | |
| 3. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны. | + | + | |
| 4. Сосуды высокого давления | + | + | |
| 5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека. | + | + | |
| 6. Взрывобезопасность. | + | + | |

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов

1. 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 температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающих на открытом воздухе ежедневно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура плюс 25 °С. Пункты обогрева оборудуют и эксплуатируют по соответствующей инструкции [22].

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, а также в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща.

При работе оператором добычи нефти и газа, существует вероятность получения повреждений различной степени тяжести в результате контакта с насекомыми и животными, 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).

2. 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 [23], 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 12.

Таблица 12 – Допустимые уровни шума при физических нагрузках [23]

| 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 | - | - | - |

К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

3. 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 13.

Таблица 13 – 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.

5.2.2. Анализ опасных производственных факторов

1. Работники нефтегазового производства 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 [25], а работники в свою очередь должны периодически проходить производственные инструктажи. Опасность разрыва баллонов возникает особенно при переполнении их сжиженными газами и последующем нагревании.

Наполненные баллоны хранят в вертикальном положении, а использованные – в горизонтальном. На использованные баллоны должны быть накручены колпаки, а на корпусе мелом сделана надпись: "Пустой".

2. 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.

Основные коллективные способы и средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка оградительных устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; применение малых напряжений; защитное заземление; защитное отключение [26].

3. 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 убрания 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°C 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.

При работе с пожароопасными и взрывопожароопасными веществами и материалами соблюдаются требования маркировки и предупредительных надписей [27].

На кустовых площадках возможно проведение огневых работ, в частности работа болгаркой и сварочным агрегатом. Пожарную опасность при сварочных работах можно снизить правильной организацией рабочего места.

Сварщики должны быть обеспечены по действующим нормам спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты, которыми они обязаны пользоваться при выполнении работ. Для защиты глаз и лица от действия ультрафиолетовых и инфракрасных лучей сварщик должен пользоваться ручными или наголовными щитками со стёклами-светофильтрами.

5.3 Экологическая безопасность

1. 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, газокomppressorные станции, нефтепроводы различного уровня, станции хранения УВ и др.

Источниками оксидов углерода, азота и серы могут являться сами скважины, при их не герметичности.

Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и азота, сероводрод), 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.

2. 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.

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.

3. По статистическим данным около 5% всех нефтезагрязнений приходится на почвенную среду.

В целях рационального использования и охраны недр предусматриваются следующие мероприятия по защите прилегающих земель от поглощения поверхностного стока и загрязнения, в частности:

- исключение сбросов на рельеф отработанных технологических растворов и шлама, хозбытовых 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.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов обеспечивается: контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на ЗУ; в случае аварии на УПН автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости; аварийным отключением насосных агрегатов на УПН и узлах дозирования ингибиторов; прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги; контролем качества сварных швов трубопроводов [28].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов. Необходимо разработать перечень мероприятий по повышению устойчивости проектируемого объекта (повышение прочности конструкций, резервирование запасов сырья, систем электро-газо-водоснабжения и т.д.).

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации:

а) Природного характера:

- паводковые наводнения
- лесные и торфяные пожары
- ураганы
- метели и снежные заносы

б) Техногенного характера:

- прекращение подачи электроэнергии;
- пожар на объекте;
- нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечки нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Наиболее часто встречается пропуск газа и нефти по обвязке фонтанной арматуры на устье скважины, из-за нарушения герметичности, что может привести к возможному взрыву или пожару.

Возможные причины утечек газа и нефти:

- механические повреждения;
- коррозия, износ, утоньшение стенок оборудования, трубопроводов;
- некачественные сварные соединения;
- заводские дефекты;

- возникновение в конструкции оборудования, трубопроводов, арматуры напряжений и давлений, превышающих расчетные;
- износ и не герметичность уплотнительных соединений;
- нарушение (прогар) изоляции нефтепогружного кабеля.

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 убрания должны быть утилизированы, хранение нефтепродуктов в открытых ямах запрещается.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварийных ситуаций и аварий:

- Сообщить об аварии непосредственному руководителю;
- Оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения;
- Оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов;
- Определить опасную зону.
- Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны.
- Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники.
- Оказать первую помощь пострадавшим;
- Вывести технику за пределы территории куста скважин или заглушить;
- Отсечь аварийный участок, закрыть задвижки на скважине и в АГЗУ, произвести сброс давления с поврежденного участка;
- Приступить к ремонтно-восстановительным работам;

– При возникновении открытого фонтана вызвать аварийную бригаду по ликвидации открытых фонтанов.

Дальнейшие работы производить под руководством штаба по ликвидации открытых фонтанов.

Вывод

Производственная среда и среда рабочего места, должны быть организованы по специальным требованиям техники безопасности, и различным нормам, поэтому важно учитывать действующие комплекты документов нормативной и технической документации, чтобы избежать различных чрезвычайных ситуаций и оптимизировать работу персонала.

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 ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Валовский В. М. Винтовые насосы для добычи нефти: учебное пособие /В. М. Валовский. – М. «Нефтяное хозяйство», 2012, – 248 с.
2. Ли Джеймс, Никенс Генри, Уэллс Майкл. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин: перевод с английского / Л. Джеймс. – М.: Премиум-Инжиниринг. – 2008. – 360 с.
3. Бочарников В.Ф. Справочник мастера по ремонту нефтегазового технологического оборудования / В.Ф Бочарников. – М.: Инфра-Инженерия. – 2008. – 576 с.
4. Условия эксплуатации УЭВН ООО ПК «Борец».
5. Распоряжение Минприроды России от 01.02.2016 N 3-р (ред. от 19.04.2018) "Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 N 477".
6. Лунев Н.В. Успешный опыт эксплуатации вентильных электродвигателей и винтовых насосов компании «Борец» // Инженерная практика. – 2010. – № 8. – с. 14–19.
7. Вартумян Г.Т. Анализ внедрения и оценка эффективности применения погружных винтовых насосов в ООО «РН–Краснодарнефтегаз» // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – №9. – с. 29-30.
8. Успешный опыт эксплуатации винтового насоса с вентильным приводом в нефтяной компании «Роснефть» [Электронный ресурс]. – ПК «Борец» URL: http://borets.ru/files/listovki/pcp_pmm1.pdf, свободный. – Дата обращения 12.04.2020 г.
9. Дроган Н.Ю. Опыт эксплуатации одновинтовых насосных установок на месторождениях НГДУ «Талаканнефть» ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ» // Инженерная практика. – 2017. – № 3. – с. 16–18.

10. Фастовец А.В., Шарманов С.А., Емельянов В.В. Мониторинг и оптимизация работы скважин с уэцн. Повышение эффективности эксплуатации скважин с помощью УЭВН// Инженерная практика. – 2015. – № 12. – с. 74–81.
11. Иконников Ю.А, Марданшин А.Н. Опыт внедрения уэвн в компании «ЛУКОЙЛ»// Инженерная практика. – 2010. – № 8. – с. 51–56.
12. Винтовые насосы / Д.Ф. Балденко, М.Г. Бидман, В.Л. Калишевский [и др.]. – М.: Машиностроение, 1982. – 224 с.
13. И.И. Мутин, В.М. Валовский, К.Г. Сахабутдинов [и др.]. Исследование стойкости образцов эластомеров для винтовых насосов в промышленных жидкостях //Интервал. – 2003. – № 4 (51). – с. 68–72.
14. Феофилактов С.В., Холин Д.С. Система управления и мониторинга для установок штанговых винтовых насосов // Инженерная практика. – 2017. – № 9. – с. 21–23.
15. Насос РСМ VULCAIN™ для перекачивания при ультравысоких температурах [Электронный ресурс]. – РСМ Artificial Lift Solutions URL:<https://www.pcmals.com/ru/resheniya/assortimentnyy-ryad-nasosov/nasos-pcm-vulcain-dlya-perekachivaniya-pri-ul-travysokikh-temperaturakh>, свободный. – Дата обращения 4.05.2020 г.
16. Винтовой насос РСМ SLUGGER с гидравлическими регуляторами для скважин с высоким содержанием свободного газа [Электронный ресурс]. – РСМ Artificial Lift Solutions URL:<https://www.pcmals.com/ru/resheniya/assortimentnyy-ryad-nasosov/vintovoy-nasos-pcm-sluggger-s-gidravlicheskimiregulyatorami>, свободный. – Дата обращения 04.05.2020 г.
17. Э.О. Тимашев, В.У. Ямалиев Анализ причин разрушения эластомеров обойм винтовых насосов // Нефтегазовое дело. – 2005.
18. Способы добычи нефти [Электронный ресурс]. – Материковая добыча нефти URL: <http://proofoil.ru/Oilproduction/Screwump.html>, свободный. – Дата обращения 14.02.2020 г.

19. Р.А. Кудряшов Основы расчета электропотребления нефтяных и газовых промыслов [Текст]: учебное пособие / Р. А. Кудряшов, О. М. Кудряшова. – Тюмень: ТИУ, 2016. – 65с.
20. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)
21. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя
22. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
23. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
24. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
25. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
26. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
27. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
28. Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ. 2002 г.
29. НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования»
30. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.