

Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина  
(ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина)  
Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти  
(институт «ТатНИПИнефть»)

На правах рукописи



САИТОВ АЗАТ АТЛАСОВИЧ

**СОЗДАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗДЕЛЬНОЙ  
ЭКСПЛУАТАЦИИ ДВУХ ОБЪЕКТОВ СКВАЖИНЫ ШТАНГОВЫМИ  
НАСОСАМИ, ПРИВОДИМЫМИ В ДЕЙСТВИЕ ОДНИМ НАЗЕМНЫМ  
ПРИВОДОМ**

Специальность 2.8.4 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений

Диссертация на соискание учёной степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель –  
доктор технических наук, профессор  
Валовский Владимир Михайлович

Бугульма – 2025

## Оглавление

Введение.....	4
Глава 1    Анализ теории и практики раздельной добычи продукции объектов скважины многопластового нефтяного месторождения.....	14
1.1    Теоретические основы скважинной эксплуатации многопластовых нефтяных месторождений .....	14
1.2    Современное состояние двухлифтовой технологии раздельной добычи продукции объектов скважин многопластовых нефтяных месторождений .....	33
1.3    Обоснование возможности эксплуатации двух объектов скважины двухлифтовой УСШН с одним наземным приводом .....	49
Выводы по главе 1 .....	56
Глава 2    Разработка двухлифтовой технологии раздельной добычи продукции объектов скважины штанговыми насосами, приводимыми в действие одним наземным приводом .....	57
2.1    Разработка способа раздельной добычи продукции объектов скважины штанговыми насосами .....	57
2.2    Установление зависимостей между параметрами объектов скважины, режимами откачки и параметрами преобразователя длины хода двухлифтовой установки с одним приводом .....	74
2.3    Разработка двухлифтовой технологии раздельной добычи продукции объектов скважины штанговыми насосами, приводимыми в действие одним наземным приводом .....	103
Выводы по главе 2 .....	114
Глава 3    Экспериментальные исследования работы двухлифтовой технологии и технических средств раздельной добычи продукции объектов скважины штанговыми насосами, приводимыми в действие одним наземным приводом .....	115

3.1 Экспериментальное обоснование работоспособности двухлифтовой технологии раздельной добычи продукции объектов скважины штанговыми насосами, приводимыми в действие одним наземным приводом и анализ полученных результатов.....	115
3.2 Практические рекомендации по применению двухлифтовой технологии раздельной добычи продукции объектов скважины штанговыми насосами, приводимыми в действие одним наземным приводом .....	128
3.3 Эффективность применения двухлифтовой технологии раздельной добычи продукции объектов скважины штанговыми насосами, приводимыми в действие одним наземным приводом.....	152
Выводы по главе 3.....	156
Заключение .....	158
Список сокращений .....	161
Список условных обозначений.....	162
Словарь терминов .....	167
Список литературы .....	168
Приложение А .....	181
Приложение Б .....	192
Приложение В.....	206

## Введение

### Актуальность исследования

Большинство нефтяных месторождений как у нас в стране, так и за рубежом, многопластовые. Предпочтительно разрабатывать каждый пласт многопластового месторождения самостоятельно, но это часто затратно и нерентабельно. Поэтому несколько продуктивных пластов скважины объединяют в один эксплуатационный объект или разрабатывают по технологии одновременно-раздельной эксплуатации.

Технология одновременно-раздельной эксплуатации (добычи) продукции двух и более объектов одной скважиной (ОРД) принята как одна из эффективных способов разработки многопластовых месторождений и широко применяется как при проектировании новых месторождений, в том числе многопластовых месторождений Республики Татарстан, так и при доразработке месторождений на разных стадиях разработки.

Опыт эксплуатации скважин нефтяных месторождений ПАО «Татнефть», находящихся в поздней стадии разработки показал, что в настоящее время также наиболее эффективным механизированным способом добычи скважинной продукции является эксплуатация установками скважинного штангового насоса (80 % фонда [93]) с приводом от станка-качалки (СК), цепного привода (ПЦ) и др. Показатель эффективности – коэффициент полезного действия (КПД) установок скважинного штангового насоса (УСШН) с цепным приводом в ПАО «Татнефть» достигает 60 %, при этом КПД установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), как правило, не превышает 30—40 % [93].

Однако использование УСШН для ОРД может быть неэффективно. При ОРД в одной скважине разными способами (концентричным или параллельным расположением лифтов) скомпоновано оборудование УСШН, позволяющее эксплуатировать обычно два, реже три и более, объекта. Если в случае концентричной компоновки установки ОРД (однолифтовая УСШН) оснащение такой скважины не сильно отличается от оснащения обычной скважины, то в случае параллельного

расположения лифтов (двуухлифтовая УСШН) в одной скважине установлено оборудование, достаточное для оснащения двух обычных скважин, соответственно, и затраты не менее чем в 2 раза больше при 20—40 % увеличении дебита скважины. Двуухлифтовая УСШН имеет существенное преимущество в сравнении с однолифтовой возможностью индивидуальной эксплуатации каждого объекта скважины (раздельные отбор, подъём на поверхность и, при необходимости, транспортировка продукции, прямые замеры дебита и обводненности). К тому же возможно сочетание однолифтовой и двухлифтовой компоновок в одной установке, например, для одновременно-раздельной добычи из трёх объектов [26].

Индивидуальная эксплуатация объектов скважины в двухлифтовой УСШН реализуется возможностью дифференцированного регулирования скорости откачки изменением длины хода и частоты качаний двух НП, предназначенных для приведения скважинных штанговых насосов лифтов. Но, как показывает практика, у применяемых НП есть ограничения, которые не всегда позволяют обеспечить требуемые режимы работы скважины, в частности: сложно снизить частоту качаний, ступенчатость регулирования, необходимость применения низкооборотных электродвигателей, повышающих удельные энергозатраты на подъём продукции и др. ограничения, приводящие в итоге к снижению эффективности установки. И даже, если с помощью станций управления с частотным преобразователем возможно достичь необходимой частоты качаний, то такой режим эксплуатации менее эффективен по сравнению с длинноходовым режимом (эксплуатация с максимально возможной длиной хода при соответственно меньшей частоте качаний).

Также, в связи с ограниченными радиальными размерами параллельно размещенных колонн насосно-компрессорных труб (НКТ) (48,3 мм и 60,3 мм) и насосов (27 мм, 31,8 мм, 38,1 мм и 44,5 мм) имеются ограничения по производительности лифтов, которые можно решить применением длинноходовых (более 3,5 м) режимов эксплуатации, но из-за малого расстояния между устьевыми штоками (91 мм) невозможно установить два НП, например, два цепных привода ПЦ 80-6-1/4 с длиной хода 6 м или сложно расположить на устье цепной привод ПЦ 80-6-1/4 в сочетании с другими НП.

На практике все СК, установленные в качестве приводов двухлифтовых установок, для минимизации соударения их подвесок отодвигают друг от друга, соответственно, от оси скважины и лифтов, с обязательной установкой отбойников, иначе установка оказывается неработоспособной. Такая особенность приводит к дополнительным нагрузкам в точках подвеса штанг (ТПШ) лифтов, повышенному износу манжет устьевых сальников устьевой арматуры и устьевого (полированного) штока, истиранию подпьедестального патрубка колонн НКТ, снижению ресурса СК и др.

Применение двухлифтовых гидроприводов ограничено в связи с высокой стоимостью, высокими требованиями к качеству обслуживания, высокими удельными энергозатратами на подъем продукции и др.

Исходя из изложенного, создание технологии раздельной эксплуатации двух объектов скважин многопластовых месторождений двухлифтовыми УСШН с одним приводом представляется актуальным.

### **Степень изученности темы**

Вопросами разработки технологий и оборудования для ОРД и исследованиями их работы занимались Максутов Р.А., Добросок Б.Е., Сафин В.А., Беленький В.Н., Крутиков Б.С., Джрафаров Ш.Т., Леонов В.А., Донков П.В., Валеев М.Д., Дияшев Р.Н., Гарифов К.М., Othman M.E., Пепеляев В.В., Иктисанов В.А., Liu Dingzeng, Исаев А.А., Кадыров А.Х., Глуходед А.В. и др. Результаты работы этих исследователей позволяют ПАО «Татнефть» в последнее время дополнительно добывать нефть.

Эффективность УСШН во многом определяется применяемыми режимами откачки, в значительной мере, зависящими от типа привода установки. Предпочтительно применение длинноходовых режимов откачки. Известно, что основные показатели УСШН, такие как коэффициенты наполнения и подачи насоса, сроки службы насоса, штанг и труб, межремонтный период, КПД установки и т. п. улучшаются при увеличении длины её хода. Вопросы механики УСШН и влияние режимов откачки на основные параметры работы УСШН исследовались А.Н. Адониным, К.С. Аливердизаде, А.Г. Бабуковым, М.М. Багировым, А.С. Вирновским,

М.А. Гусейновым, К.С. Кадымовой, А.М. Кенгерли, Б.Б. Круманом, Л.С. Лейбензоном, А.М. Пирвердяном, А.М. Рабиновичем, Э.М. Рустамовым, И.Г. Узумовым, И.А. Чарным, N.D. Dragotesku, Heinrich Rischmuller, Д.И. Чурсановым, В.М. Валовским, К.Р. Уразаковым, К.В. Валовским и др. отечественными и зарубежными исследователями. На основании работ названных исследователей созданы эффективные, реализующие длинноходовые режимы откачки, достаточно широко применяемые в ПАО «Татнефть», цепные приводы, серийно выпускаемые на Бугульминском механическом заводе.

Несмотря на существенный вклад вышеназванных исследователей ряд вопросов, возникающих при эксплуатации двухлифтовых УСШН, не решён.

Основным недостатком двухлифтовой технологии являются существенные затраты на внедрение оборудования, сдерживающие более широкое ее применение. Одним из путей снижения затрат представляется в отказе от использования одного из НП двухлифтовой УСШН, что приведет к исключению дополнительных существенных затрат на оснащение им установки, на его монтаж на скважине, обслуживании и ремонте при эксплуатации, на электроэнергию для его работы, на демонтаж одного из приводов и последующий монтаж заново при подземном ремонте скважины, что в результате приведет к увеличению рентабельности добычи нефти. К тому же, при переводе обычной скважины, ранее эксплуатировавшейся УСШН с подходящим приводом, на двухлифтовую вообще исключаются работы по монтажу привода.

Однако, только отказ от одного привода в двухлифтовой УСШН приводит к эксплуатации лифтов с одинаковой скоростью откачки (произведение длины хода на частоту качания), что в большинстве случаев неприемлемо с точки зрения обеспечения требуемых режимов добычи объектов, соответствия их продуктивности. Двухлифтовых УСШН с приводом только от одного привода, обеспечивающего разную скорость откачки лифтов, не существует.

Разработка двухлифтовой УСШН с одним НП и эксплуатация скважин с её применением имеют свои особенности и требуют создания соответствующей теории и проведения экспериментальных исследований. Ранее подобные исследования не проводились.

В настоящее время остаётся большим количеством подземных ремонтов (обрывы штанг, замена насосов и др.), выполняемых на скважинах, эксплуатируемых двухлифтовыми УСШН, отчасти связанное с вынужденным увеличение частоты качаний привода из-за невозможности увеличения длины хода более 3,5 м для обеспечения требуемой производительности лифта. Около трети скважин ПАО «Татнефть» работают с коэффициентом подачи насосов менее 0,5, в периодическом режиме, со срывами подачи. Эксплуатация осложняется влиянием газа в межтрубном пространстве, АСПО и др. Оборудование, применяемое на обычных скважинах с УСШН для снижения влияния, например, газа, из-за ограничений по внутреннему диаметру эксплуатационной колонны, часто неприменимо. Все это, в конечном счёте, снижает эффективность эксплуатации скважин двухлифтовыми УСШН.

### **Научная задача**

Научная задача исследования заключается в разработке теоретических основ для обеспечения процесса одновременно-раздельной добычи продукции объектов скважин многопластовых нефтяных месторождений и практических механизмов его реализации, которые позволяют усовершенствовать данный процесс и разрешить указанные противоречия.

### **Объект исследования**

Объектом исследования диссертационной работы является эксплуатация объектов (пластов) многопластовых нефтяных месторождений.

### **Предмет исследования**

Предметом научного исследования является технология раздельной эксплуатации двух объектов (пластов) одной скважиной двухлифтовой (с параллельным расположением лифтов) установкой скважинных штанговых насосов (двухлифтовой УСШН) с одним наземным приводом.

## **Соответствие диссертации паспорту научной специальности**

Тема и содержание диссертации соответствуют паспорту научной специальности 2.8.4 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», в частности направлению исследований по пункту 5: «Технологии и технические средства обустройства, добычи, сбора и подготовки скважинной продукции и технологические режимы их эксплуатации, диагностика оборудования и промысловых сооружений, обеспечивающих добычу, сбор, внутрипромысловый транспорт и промысловую подготовку нефти и газа к транспорту, на базе разработки, развития научных основ, ресурсосбережения и комплексного использования пластовой энергии и компонентов осваиваемых минеральных ресурсов с учётом гидрометеорологических, инженерно-геологических и географических особенностей расположения месторождения».

### **Цель исследования**

Повышение эффективности эксплуатации нефтедобывающих скважин многопластового месторождения.

### **Основные задачи исследований**

- 1 Анализ технологий и технических средств ОРД штанговыми насосами.
- 2 Поиск способа и технических средств регулирования скорости откачки скважинных штанговых насосов, приводимых в действие от одного привода, в соответствии с продуктивностью пластов.
- 3 Установление зависимостей между параметрами объектов скважины, режимами откачки и параметрами преобразователя длины хода двухлифтовой установки.
- 4 Поиск способа и технических средств снижения высоты устьевой арматуры двухлифтовой установки для реализации технологии.
- 5 Разработка и промысловые испытания технологии и технических средств раздельной добычи нефти из пластов в скважине штанговыми насосами, приводимыми в действие одним приводом.

## **Научная новизна**

1 Предложена реализация способа одновременной и раздельной добычи продукции двух объектов (пластов) скважины с подъемом продукции по отдельным колоннам труб скважинными штанговыми насосами, приводимыми в действие от одного привода, при котором производительность каждого насоса в соответствие с продуктивностью эксплуатируемых пластов достигается применением в подвеске штанговых колонн механического регулируемого преобразователя хода, обеспечивающего разную скорость откачки насосов при одинаковой скорости подвески привода, причем преобразователь хода выполнен в виде барабана с намотанной гибкой тягой, установленного на общем валу со шкивами, через которые перекинуты гибкие элементы, присоединенные концами к колоннам штанг скважинных насосов, а установление требуемого соотношения скоростей откачки насосов достигается изменением высоты закрепления свободного конца гибкой тяги барабана относительно устья скважины и изменением диаметра его намотки на барабан.

2 Установлены зависимости между параметрами объектов скважины, свойствами продукции, режимами откачки, параметрами преобразователя длины хода и нагрузками на привод двухлифтовой установки. Установлен сдвиг во времени действия максимальных величин нагрузок на подвеске штанговых колонн при эксплуатации пластов с разными характеристиками.

3 Установлены зависимости между соотношением скоростей откачки продукции пластов (объектов) скважины и длиной хода привода, а также длин ходов скважинных насосов лифтов от передаточного числа преобразователя, характеризующиеся интенсивным изменением передаточного числа в пределах от 0,5 до 3,5 с последующим выполнением при его дальнейшем увеличении.

## **Гипотеза исследования**

Добыча продукции объектов нефтедобывающих скважин многопластового месторождения будет эффективнее (продукция будет добыта с минимальными затратами), если использовать двухлифтовую УСШН только с одним НП, обеспечивающим длинноходовые режимы работы лифтов, в сочетании со специальным

устройством, приводящим в действие оба штанговых насоса с возможностью регулирования в определенных пределах скорости откачки.

### **Теоретическая и практическая значимость**

1 Предложено при одновременно-раздельной добыче продукции двух объектов с подъёмом по отдельным параллельным колоннам труб скважинными штанговыми насосами, приводимыми в действие от одного наземного привода, регулировать производительность каждого насоса при помощи установленного в подвеске привода механического преобразователя длины хода. Установлена область применения предложенной технологии.

2 Предложена и реализована схема преобразователя длины хода, основанная на преобразовании возвратно-поступательного движения канатной подвески наземного привода во вращение вала преобразователя за счёт разности веса лифтов и преобразования вращения вала в регулируемые по длине ходы точек подвеса штанг лифтов путём бесступенчатого изменения диаметра намотки гибкой тяги на барабан преобразователя.

3 Установлены зависимости между параметрами объектов скважины, режимами откачки и параметрами преобразователя длины хода двухлифтовой установки и обоснованы возможности их применения.

4 Разработана, обоснована и апробирована технология и двухлифтовая установка с одним приводом для ОРД скважин многопластовых месторождений. Утверждены технические условия и приняты приёмочной комиссией преобразователь длины хода. Установлена зависимость между соотношением скоростей откачки продукции объектов скважины и длиной хода привода, соответствующая оптимальной области применения технологии эксплуатации двухлифтовыми УСШН с одним приводом.

5 Обеспечено применение длинноходовых режимов работы насосов двухлифтовой установки.

6 Найдено и апробировано решение для минимизации радиальных поворотов подвесок лифтов при работе установки и увеличения ресурса устьевых сальников устьевой арматуры двухлифтовой установки.

7 Предложена и реализована новая схема оборудования устья скважин для ОРЭ с параллельной подвеской колонн насосных труб (патенты РФ № 2485280 и 2485281), включающая колонный фланец и трубодержатели насосных труб с боковыми каналами для отвода добываемой продукции, при которой колонный фланец выполнен с отводами, сообщенными с внутренней полостью фланца и герметично соединен с трубодержателями, что обеспечивает существенное уменьшение высоты устьевой арматуры и соответственно фундамента (основания) привода.

8 Разработаны и утверждены технические условия, принятые приёмочной комиссией, налажено серийное изготовление и эксплуатируются на скважинах на 2025 г. 216 устьевых арматур двухлифтовых УСШН.

9 Новизна технических решений, созданных при выполнении работы подтверждена девятью патентами на изобретения.

10 Обоснована технико-экономическая эффективность применения разработанной технологии, обусловленная исключением затрат на оснащение скважины вторым приводом, снижением затрат на аренду, снижением потребления электроэнергии установкой (на скважине № 4551г НГДУ «Бавлынефть» на 34,5–38 %), исключением необходимости поднятия фундамента на высоту до 800 мм. Экономический эффект от внедрения разработок превышает 161,3 млн. руб.

11 Разработаны практические рекомендации для применения технологии раздельной добычи продукции объектов скважины штанговыми насосами, приводимыми в действие одним приводом на скважинах многопластовых нефтяных месторождений.

### **Методология и методы исследования**

При проведении исследования поставленные задачи решались путем аналитических, графоаналитических и экспериментальных исследований, анализа и обобщения экспериментальных данных, методами моделирования.

### **Положения, выносимые на защиту**

1 Добыча продукции объектов нефтедобывающих скважин многопластового месторождения будет эффективнее, если использовать двухлифтовую УСШН

только с одним приводом, обеспечивающим длинноходовые режимы работы лифтов, в сочетании со специальным устройством, приводящим в действие оба штанговых насоса с возможностью регулирования в определенных пределах скорости откачки.

2 Разная требуемая производительность скважинных насосов при откачке из двух объектов (пластов) в скважине при применении одного привода может обеспечиваться регулируемым механическим преобразователем хода подвесок штанговых колонн.

3 Максимальные величины нагрузок на подвеске штанговых колонн при эксплуатации двух объектов (пластов) в скважине с разными характеристиками при применении одного привода смешены во времени, что приводит к снижению суммарной нагрузки на привод.

4 Область применения предлагаемого технического решения ограничена соотношением скоростей откачки из двух объектов (пластов) в скважине от 0,17 до 1 при длине хода привода 2,5—7,3 м и суммарной нагрузкой от двух насосов не более максимальной грузоподъемности привода при наличии превышения на 221—604 Н мгновенной нагрузки в точке подвеса штанг более тяжёлого лифта над мгновенной нагрузкой в точке подвеса штанг более лёгкого в зависимости от передаточного отношения преобразователя.

### **Структура работы**

Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения, списка сокращений и условных обозначений, словарь терминов, список литературы, включающего 100 наименований, и 3 приложения. Работа изложена на 216 листах, содержит 35 рисунков и 7 таблиц.

# **Глава 1 Анализ теории и практики раздельной добычи продукции объектов скважины многопластового нефтяного месторождения**

## **1.1 Теоретические основы скважинной эксплуатации многопластовых нефтяных месторождений**

В настоящей работе под применяемым термином «нефтяное месторождение» понимается место скопления залежей нефти и газа, локализованное (сосредоточенное) вблизи определенного географического объекта Земли или по терминологии А.А. Бакирова местоскопление нефти и газа. Совокупность залежей, находящихся в земной коре, содержащих нефть, газ или конденсат, образует нефтяное, газовое или газонефтяное месторождение. Месторождение нефти или газа может иметь от одной до нескольких залежей. Залежь нефти и газа – естественное локальное (единичное) скопление нефти и газа в ловушке. Ловушка – часть природного резервуара (коллектора) в недрах земной коры, имеющего непроницаемые препятствия (плохо проницаемые породы) для дальнейшей миграции нефти и газа, в котором устанавливается равновесие (с учетом плотности) между нефтью, газом и водой [43].

Нефтяные месторождения чаще всего бывают многопластовыми, т. е. содержат несколько продуктивных пластов и пропластков, разделенных непроницаемыми перемычками [53]. Под нефтегазоносным пластом имеется в виду слой или массив пористой горной породы-коллектора, насыщенный нефтью с растворённым газом [53] или их хранилище. Если залежь – это скопление нефти и газа, то продуктивный пласт или пропласток – это то, внутри которого находится это скопление (залежь).

Также под многопластовым нефтяным месторождением понимается такое месторождение, в продуктивном разрезе которого залежи нефти приурочены к отдельным пластам, характеризующимся индивидуальными геолого-физическими свойствами коллекторов и насыщающих их флюидов и разделёнными толщами или пластами непроницаемых пород различной мощности [38].

Большинство нефтяных и нефтегазовых месторождений Западной Сибири, Западного Казахстана, Урало-Поволжья и других нефтедобывающих районов страны – многопластовые [23, 37]. На территории Республики Татарстан, наряду с такими известными крупными многопластовыми нефтяными месторождениями, как Ромашкинское, Бавлинское, Ново-Елховское, Первомайское и другие, на западном и северном склонах Южно-Татарского свода и на восточном борту Мелекесской впадины открыты в настоящее время более 100 небольших нефтяных месторождений [28]. На такие месторождения приходится примерно 95% запасов нефти промышленных категорий [17].

Известные многопластовые нефтяные месторождения бывшего Советского Союза содержат примерно 95% запасов нефти промышленных категорий, что само по себе определяет высокую практическую значимость их рациональной эксплуатации. [19].

В таблице 1.1 приводится распределение месторождений по числу эксплуатационных объектов [28]. Основная доля запасов нефти приходится на месторождения с тремя и четырьмя эксплуатационными объектами (пластами).

Таблица 1.1 – Распределение месторождений по числу объектов

Число объектов	Кол-во месторождений, %	Доля запасов, %
1	11,9	9,5
2	9,5	4,7
3	40,5	33,3
4	28,6	34,8
5	7,1	15,1
6	2,4	2,6

Под эксплуатационным объектом следует понимать продуктивный пласт, часть пласта или группу пластов, выделенных для разработки самостоятельной сеткой скважин. Пласти, объединяемые в один объект разработки, должны иметь

близкие литологические характеристики и коллекторские свойства пород продуктивных пластов, физико-химические свойства и состав насыщающих их флюидов, величины начальных приведённых пластовых давлений [76].

Также под эксплуатационным объектом понимается один пласт или группа пластов, предназначенных для самостоятельной одновременной совместной разработки одной серией добывающих скважин (без применения оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации) при обеспечении возможности регулирования разработки каждого из пластов отдельно. Другими словами, пласти, объединённые в эксплуатационный объект, в каждой добывающей скважине вскрываются общим фильтром [38].

Под термином «одновременной раздельной эксплуатации пластов через одну скважину (ОРЭ)» следует понимать комплекс технических и технологических мероприятий, позволяющих воздействовать через одну скважину на каждый разделяемый пласт многопластового нефтяного месторождения с целью обеспечения его выработки в оптимальном режиме [46]. Одновременную раздельную эксплуатацию пластов можно разделить на одновременную раздельную закачку воды (ОРЗ) и одновременный раздельный отбор (добычу) нефти (ОРД) [46].

С целью конкретизации направления исследований в диссертации автором рассматриваются только способы добычи нефти как одних из наиболее энергоемких и затратных областей во всем бизнес-направлении «Разработка и Добыча» и близка автору.

Как известно, целью разработки нефтяного месторождения является обеспечение наиболее полного, экономически целесообразного и экологически безопасного извлечения нефти и сопутствующих ей компонентов из недр [34, 48, 52, 101], включающее, в том числе, обеспечение наиболее полного извлечения нефти из месторождения, т. е. достижение максимального коэффициента извлечения нефти (КИН) обеспечением технологических процессов эффективного поступления нефти на поверхность обеспечением необходимой депрессии за счёт отбора определённого количества нефти.

При эксплуатации многопластовых месторождений скважинным способом можно выделить следующие основные задачи и известные способы решения, представленные в виде схемы на рисунке 1.1:

- создание канала к пласту или к группе пластов (объекту эксплуатации);
- организация отбора продукции раздельно для каждого пласта скважины или совместно для объекта эксплуатации скважины или всех пластов скважины;
- организация очерёдности отбора: одновременный отбор с целью сокращения времени разработки многопластового месторождения или последовательный отбор – вынужденная мера – из-за сложности реализации одновременного отбора по причине несовершенства существующего оборудования;
- организация подъёма на поверхность: совместный со смешением продукции пластов или раздельный без смешения;
- организация транспортировки на поверхности: совместная со смешением продукции пластов или раздельная без смешения;
- использование оборудования, общего для объекта эксплуатации или всех пластов, или индивидуального для каждого пласта или объекта, или их сочетание.

Представляется целесообразным проанализировать более подробно известные скважинные способы искусственного подъема жидкости применительно к эксплуатации многопластовых нефтяных скважин.

В [55, 75] авторами сделана попытка охвата и систематизации всех комбинаций различных способов эксплуатации нефтяных пластов, в том числе с методами поддержания пластового давления, осуществляемых в одной и той же скважине. Известные классификации построены только для схем ОРЭ через одну скважину и предназначены для определения назначения вновь создаваемой технологической схемы ОРЭ, не охватывая при этом возможности эксплуатации многопластовых нефтяных месторождений без использования ОРЭ.

Анализ развития и современного состояния способов искусственного подъёма жидкости из многопластовых нефтяных скважин показывает, что одной из важных проблем в этом вопросе является создание канала к пласту или сообщение пла-

ста с поверхностью и создание оборудования, позволяющего эффективно эксплуатировать пласт через этот канал. К сожалению, известные классификации не дают полного представления о способах решения обозначенных проблем. Поэтому при классификации многочисленных способов эксплуатации и оборудования для подъёма жидкости из нефтяных скважин в первую очередь предлагается разделить их по способам создания канала к объекту эксплуатации и в результате распределения способов определить наиболее эффективный вариант.

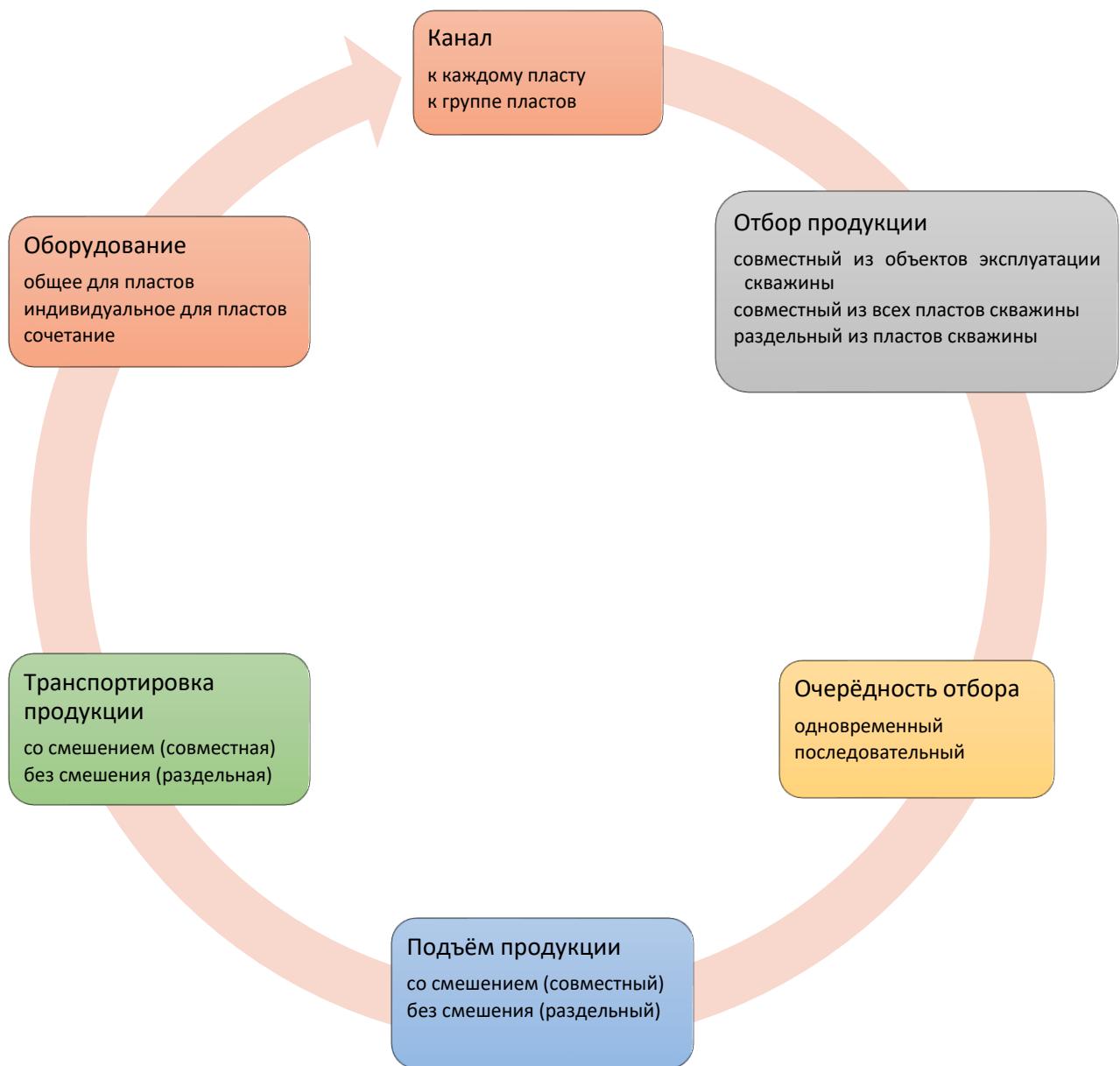


Рисунок 1.1 – Основные задачи и известные способы решения

С целью более подробного представления о возможных способах добычи и выявления наиболее приемлемого в настоящее время для условий ПАО «Татнефть» направления развития в области эксплуатации многопластовых месторождений предлагается новая классификация, в основу которой положен способ создания канала к пласту.

Согласно предлагаемой классификации (рисунок 1.2), все известные способы эксплуатации многопластовых нефтяных месторождений разделены на две большие группы:

- способы, в которых создан канал к группе пластов;
- способы, в которых создан канал к каждому пласту.



Рисунок 1.2 – Классификация способов искусственной скважинной эксплуатации пластов многопластового нефтяного месторождения

К первой группе относятся способы, для реализации которых бурением скважины создан канал к группе пластов (объектам эксплуатации). При применении способов этой группы основной сложностью является выделение пластов для отнесения к объектам эксплуатации скважины многопластового месторождения.

Задача выделения эксплуатационных объектов относится к классу оптимизационных, поскольку ее решение приходится выбирать из некоторой группы возможных решений. С одной стороны, объединение нескольких пластов в один эксплуатационный объект приводит к существенному сокращению сроков ввода месторождения в разработку и капиталовложений в обустройство скважин. С другой стороны, как показывает практика, при этом возникают трудности с сохранением требуемых текущих уровней добычи нефти, достижением высоких конечных КИН и регулированием процесса разработки многопластового объекта. Задача усложняется еще и тем, что ее решение должно быть получено в период проектирования разработки месторождения, когда имеется лишь ограниченная информация, полученная на этапе разведочных работ.

Оптимизационный характер задачи требует использования одного или нескольких показателей, обязательно носящих количественный характер. При этом необходимо найти некоторый количественный показатель, который отражал бы технологический эффект, возникающий при объединении нескольких пластов в один эксплуатационный объект. Именно этот показатель должен отражать некоторое объективное свойство объекта как системы или, иными словами, быть эмбарджентным свойством системы. Исследованиями Каналина В.Г. и Дементьева Л.Ф. [38] установлено, что таким показателем является коэффициент продуктивности скважин, эксплуатирующих все объединенные пласти совместно. Коэффициент продуктивности скважины – это отношение дебита скважины к создаваемой оборудованием для добычи нефти депрессии (уравнение Дюпюи).

При текущем состоянии техники и технологий добычи нефти применяется как объединение нескольких пластов в один эксплуатационный объект, так и разработка каждого пласта самостоятельной сеткой скважин, а также сочетание обоих решений. Поэтому при разработке многопластового месторождения решается задача определенного сочетания эксплуатационных объектов с целью получения максимального КИН.

Рядом авторов [26, 27, 89 и др.] были детально проанализированы механизмы взаимовлияния пластов и убедительно показано, что при совместной разработке

невозможно получить сумму технологических показателей пластов, имеющих место при их раздельной разработке [28].

Высказываемые предложения [15] о целесообразности совместной разработки (один общий канал ко всем пластам) вначале с последующим разукрупнением эксплуатационных объектов (разделением на большее количество объектов) – это фактически то, что делается на практике. Но при этом для малопроницаемых пластов термогидродинамические условия могут ухудшиться так сильно, что их освоение при последующем разукрупнении эксплуатационного объекта окажется чрезвычайно сложным или невозможным. Ведь малопроницаемый пласт оказывается в изменённых полях давления и температуры за счёт работающего активно высокопроницаемого пласта со всеми негативными последствиями [28].

Совместная эксплуатация многопластовых и многогоризонтных объектов ни с технологической, ни с экономической точек зрения не может быть рекомендована для практического применения. Однако это не значит, что каждый пласт должен стать самостоятельным объектом эксплуатации [28].

Вследствие неоднородности пластов по проницаемости происходит их неравномерная выработка внутри эксплуатационного объекта, в результате чего в момент достижения предела рентабельности скважины (он обычно считается соответствующим обводненности добываемой жидкости на 95-98 %) часть нефти остается в залежи [23].

Разработка многопластовых нефтяных месторождений характеризуется рядом специфических особенностей, связанных с неравномерностью выработки отдельных пластов и неравномерностью перемещения по ним вытесняющих агентов [74].

Подытожив вышесказанное по способам первой группы, для достижения наиболее рентабельной эксплуатации месторождения несколько продуктивных пластов скважины, в отличие от способов второй группы, объединяют в один эксплуатационные объекты и разрабатывают или совместно общим оборудованием (типовой установкой для добычи нефти) или технологиями ОРД с раздельной добывшей объектов эксплуатации (групп пластов). Но, как показывает опыт разработки

многопластовых объектов, совместная разработка неоднородных пластов на многих месторождениях приводит к отрицательным последствиям, таким, как неравномерность выработки пластов и снижение КИН, увеличение водонефтяного фактора, сроков эксплуатации и т. д. [28, 105, 106, 108, 109, 111]. Поэтому автором сделан вывод, что дальнейшее развитие области эксплуатации многопластовых нефтяных скважин предпочтительно в направлении ОРД с разработкой каждого пласта многопластового месторождения в близком к индивидуальному при минимально достаточном количестве скважин.

Вторую группу способов можно разделить на две подгруппы: в первую подгруппу входят способы, для которых каналы создаются бурением скважин, во вторую – за счёт разделения пластов внутри скважины лифтами (колоннами труб) с разобщением их пакером (пакерами). В способах первой подгруппы канал создаётся бурением либо индивидуальных скважин к пласту, либо специальных многорядных скважин. По литературным и патентным материалам можно заключить, что это направление было распространено в моменты возникновения добычи нефти и ограниченно применяется в настоящее время. Таким образом, основным недостатком способов первой подгруппы является относительно высокие затраты как на создание, так и необходимость капитального ремонта скважины при необходимости эксплуатации других пластов.

На рисунке 1.3 представлен пример многовариантности стратегии разработки для трёх пластов [34; 53]. На практике число пластов и пропластков с различными геолого-физическими характеристиками может достигать десятков.

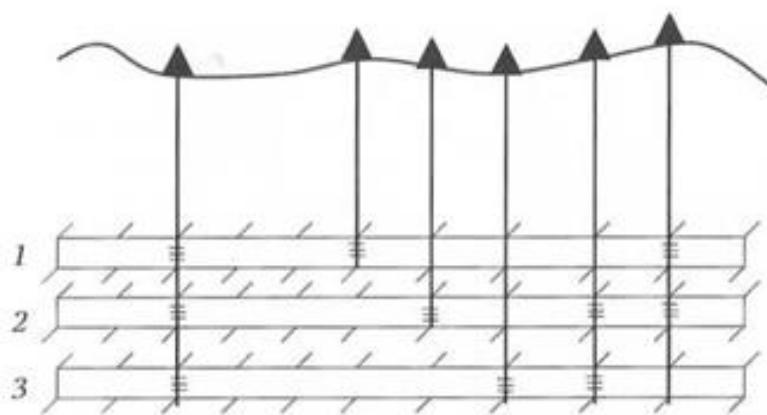


Рисунок 1.3 – Многовариантность стратегии разработки для трёх пластов

С момента возникновения нефтяной промышленности в нефтеносных районах России, любой нефтяной пласт, вскрытый скважиной, являлся самостоятельным эксплуатационным объектом, что было обусловлено техническими возможностями ударного бурения. Пласт часто вскрывался не на полную мощность, т. к. в скважине отсутствовало противодавление, способное преодолеть пластовое давление в залежи (исключить выбросы). По этой же причине вскрытие одной скважиной нескольких пластов для их одновременной эксплуатации являлось технически неосуществимой задачей. Мощность каждого такого объекта была небольшой, от 1 м до 10 м [38]. Разбуривание многопластовых месторождений осуществлялось единой сеткой скважин, процесс разработки начинался с нижних пластов, а затем по мере обводнения последовательно переходили на эксплуатацию вышележащих горизонтов, отключая нижние обводнённые пласти путём установки цементного стакана. Такая последовательная разработка нефтяных месторождений проводилась из-за отсутствия методов и технических средств для автономного раздельного воздействия через одну скважину на каждый разрабатываемый пласт. Это приводило к необходимости бурения большого числа скважин, растягиванию сроков разработки и, в конечном счёте, к уменьшению коэффициента нефтеотдачи пластов и удорожанию добываемой продукции [46]. Большинство пробуренных скважин вступали в эксплуатацию с одного нижнего нефтяного горизонта, в то время как верхние пласти не использовались и числились в фондах для возврата [75].

С целью ускорения разработки месторождений и уменьшения затрат на бурение скважин в 1951 г. было предложен метод проводки многорядных скважин для реализации одновременной и раздельной эксплуатации двух или трёх горизонтов при помощи одноствольной скважины, в которую спущены две или три эксплуатационные колонны, изолированные друг от друга [51, 46]. Скважина, вскрывающая многопластовую залежь, имеет ступенчатую форму. Диаметр скважины в верхней части равен 451,4–553 мм, в нижней – 245 мм. В такую скважину спускались параллельно две или три колонны обсадных труб диаметром от 114,3 до 168 мм (рисунок 1.4). Башмак каждой колонны устанавливался против соответствующего продуктивного пласта. Затем пространство между колоннами и стенками скважины

заливалось цементом с расчётом перекрытия водоносных горизонтов. При вскрытии продуктивных пластов применялись перфораторы направленного действия с целью предотвращения прострела соседних колонн.

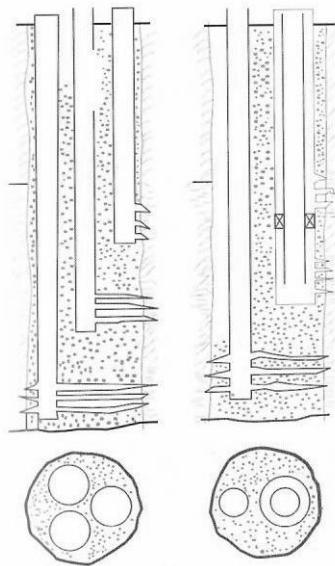


Рисунок 1.4 – Многорядная одноствольная скважина

Эксплуатация подобных скважин ничем не отличается от эксплуатации однопластовых скважин. Из опыта эксплуатации скважин подобного типа известно, что затраты на бурение для получения 1 тонны нефти из них на 39 % меньше, чем при бурении скважин на каждый пласт. Особенно эффективно применение этого метода на нефтяных месторождениях, разрез которых большей частью представлен породами незначительной крепости (районы Северного Кавказа). Применение метода в этих районах позволяет более успешно осуществлять борьбу с песком, чем при применении пакеров различных конструкций [46].

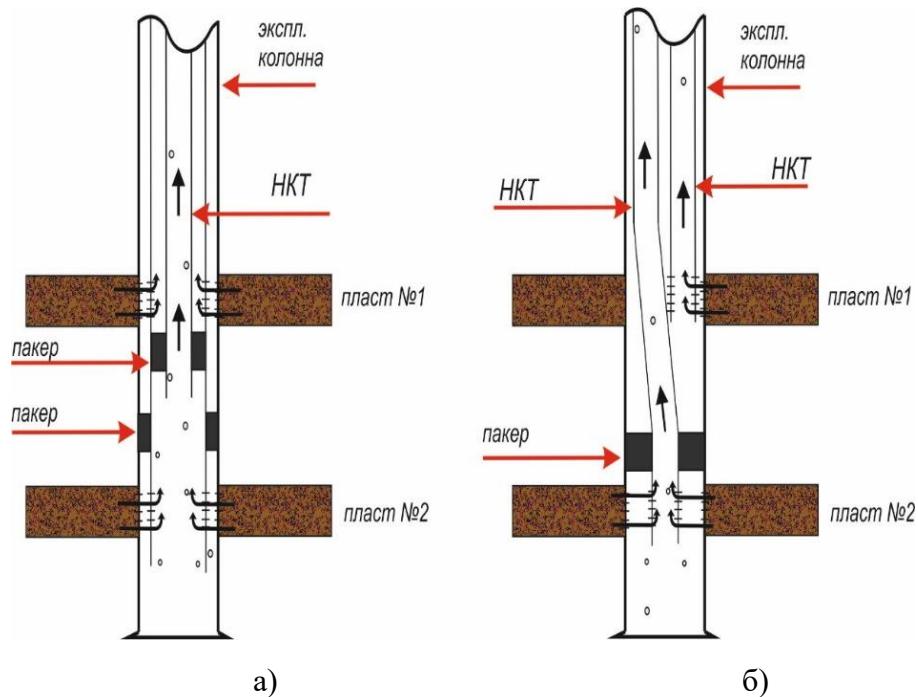
Добыча нефти этим методом впервые была проведена на бакинских промыслах – было пробурено несколько сотен скважин подобного типа. Однако в Республике Татарстан из-за сложности строительства и эксплуатации многорядные скважины не получили своего развития. В то же время применение многорядных скважин распространено в США, Азербайджане и др. странах, в которых этот метод продолжает развиваться и усовершенствуется. Косвенно в пользу многорядной конструкции скважин с параллельным расположением эксплуатационных колонн

свидетельствует положительный опыт эксплуатации 114-мм скважин на месторождениях Азербайджана [46].

В способах второй подгруппы индивидуальные каналы создаются в уже пробуренных скважинах или при бурении скважины закладывается необходимость разделения пластов внутри скважины. К этой подгруппе относятся технологии ОРД с раздельной добывкой продукции пластов.

Данные технологии заключаются в применении в одноствольной скважине различных компоновок лифтов, в частности колонн труб, соединяющих пласти с поверхностью, при этом пласти разобщаются не цементированием колонн труб как в случае многорядных скважин, а пакерами. Пакер – механическое устройство для уплотнения кольцевого пространства между трубами или стенками ствола скважины. Такое решение позволяет создать каналы в скважинах меньшего диаметра и сокращают затраты на бурение.

Как показано на рисунке 1.5, расположением в стволе скважины колонн труб можно создать индивидуальные каналы пластов с поверхностью. В настоящее время применяются две основные схемы расположения колонн труб: концентрическое (а) и параллельное (б).



а) концентрическое расположение труб; б) параллельное расположение труб

Рисунок 1.5 – Создание каналов внутри скважины колоннами труб

М.М. Саттаров [23, 88] предложил использовать для разработки многопластовых месторождений следующие варианты:

- 1 совместную разработку пластов единой сеткой эксплуатационных и нагнетательных скважин;
- 2 раздельную разработку пластов самостоятельной сеткой;
- 3 одновременную раздельную эксплуатацию пластов с одновременной раздельной закачкой воды.

Существуют также различные комбинации перечисленных вариантов, например, добычу осуществляют совместно, а закачку раздельно и т.д.

Рассматриваемые варианты различаются количеством скважин, эксплуатирующих отдельный пласт, применяемым оборудованием и конструкцией забоев. Кроме того, каждому варианту соответствует свой способ регулирования процессов выработки запасов нефти. Например, при раздельной разработке пластов самостоятельной сеткой (вариант 2) создаются наилучшие условия для контроля и регулирования. Однако в этом случае сетка на каждый объект в два раза реже, чем при совместной разработке (вариант 1). Переход от второго варианта к первому путем перфорации скважин против каждого пласта обеспечивает при том же фонде скважин двукратное уплотнение сетки, что способствует увеличению темпов разработки.

Третий вариант разработки месторождения сочетает преимущества первого и второго; он обеспечивает на каждом объекте собственный режим эксплуатации: одновременную раздельную добычу жидкости из эксплуатационных скважин и закачку воды в нагнетательные скважины.

Перечислим основные преимущества ОРД в области разработки многопластовых месторождений:

- повышение производительности скважины за счёт оптимизации работы объектов эксплуатации;
- обеспечение равномерности выработки и нефтеотдачи объектов, эксплуатируемых скважиной;

- повышение рентабельности отдельных скважин за счёт подключения других объектов разработки или разных по продуктивности пластов одного объекта разработки;
- сокращение объёмов бурения за счёт использования ствола одной скважины и организации одновременного (совместного) отбора продукции разных объектов разработки одной сеткой скважин;
- продолжение эксплуатации низкорентабельного объекта (добыча запасов) одновременно с рентабельной эксплуатацией другого объекта;
- эксплуатация одновременно объектов с разными коллекторскими характеристиками и свойствами нефти.

Максимального эффекта можно достичь при использовании оборудования, позволяющего дифференцированно воздействовать на каждый пласт эксплуатационного объекта. Однако такого оборудования пока еще не существует. Поэтому для повышения нефтеотдачи внутри эксплуатационного объекта, выбранного на стадии проектирования, необходимо выделять объекты регулирования. В настоящее время такие методы выделения объектов регулирования разработаны во ВНИИнефти [23].

Во ВНИИнефти был разработан метод выделения внутри эксплуатационных объектов самостоятельных объектов регулирования, близкому к индивидуальному регулированию воздействия на пластины. Этот метод позволяет, в том числе при помощи оборудования ОРД, регулировать разработку участка месторождения в зоне выбранной скважины [23].

Во время решения задачи определения условий получения максимального КИН рассматриваемого участка многопластовой залежи при воздействии на пластины в момент достижения предела рентабельности скважины была получена следующая формула для модели неоднородного пласта:

$$\frac{m_i \cdot q_i}{K_{*i} \cdot \Delta P} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot M_i} = C \quad , \quad (1.1)$$

$$i = 1, 2, \dots, N$$

где  $N$  – количество пластов в залежи;

$m$  – пористость;

$q$  – подвижный запас нефти (% порового объёма);

$\Delta P$  – депрессия на пласт;

$M$  – соотношение подвижности воды и нефти;

$C$  – константа;

$K$  – проницаемость;

Индексом  $i$  отмечены параметры  $i$ -го пласта.

Для однородного пласта  $K_*$  является обычной проницаемостью. Если пласт неоднородный по мощности, то  $K_*$  – максимальное её значение по разрезу продуктивного коллектора. В общем случае,  $K_*$  связана с максимальными значениями проницаемости в нагнетательной и эксплуатационной скважинах ( $K_h$  и  $K_e$ ) следующим соотношением:

$$K_* = \sqrt{\frac{1}{2} \cdot \frac{K_h^2 - K_e^2}{\ln K_h - \ln K_e}} .$$

По рассматриваемому участку многопластового месторождения наибольшая нефтеотдача достигается, если условия выработки пластов таковы, что выполняется соотношение (1.1). Константа  $C$  должна быть одинаковой для всех пластов в разрезе залежи. В левую часть формулы (1.1) входят геолого-физические параметры и депрессия на пласт  $\Delta P_i$ , которую можно регулировать (например, при помощи оборудования ОРД) [23].

Используя этот метод можно построить диаграмму оптимального распределения депрессий, реализующую максимум коэффициента конечной нефтеотдачи. При отклонении от него в любую сторону нефтеотдача уменьшается. Эта диаграмма позволяет выделять любое количество групп пластов и, тем самым, регулировать разработку. Для этого необходимо воспользоваться принципом наименьшего отклонения от представленного оптимального распределения депрессий.

Вследствие несовершенства существующего оборудования для ОРД на практике часто приходится довольствоваться разбиением по горизонтам. Это не соот-

ветствует оптимальному разбиению на два объекта, т. к. в один объект регулирования объединяются плохо совместимые пласти. По этой причине положительный эффект по нефтеотдаче небольшой, а количество закачиваемой воды за время разработки рассматриваемого участка даже больше, чем при совместной эксплуатации [23].

Указанный метод позволяет выделять в разрезе многопластовой залежи любое заранее заданное количество объектов, что способствует увеличению нефтеотдачи по сравнению с их совместной эксплуатацией. Наилучший эффект даёт  $N$ -кратное разделение  $N$ -пластовой залежи. Любое укрупнение объекта регулирования снижает потенциальные возможности технологии ОРД. Выделение двух объектов по горизонтам в рассмотренных случаях даёт минимальный положительный эффект по нефтеотдаче и нулевой или отрицательный эффект по количеству закачиваемого агента [23].

Наиболее полно решению задач создания канала и отбор из каждого пласта многопластового месторождения в режиме, близком к самостоятельному, отвечает многолифтовые технологии ОРД с параллельным расположением лифтов, в частности широко применяемые в настоящее время двухлифтовые технологии ОРД.

Сущность этой технологии заключается в том, что в скважину опускаются две колонны насосно-компрессорных труб (НКТ). На одной из колонн монтируется пакер (или два пакера), устанавливаемый в интервале между продуктивными пластами. В бывшем Советском Союзе впервые спуск параллельных колонн труб в глубоких скважинах был осуществлён в 1953 г. на Ромашкинском месторождении [18]. В скважину со ступенчатой обсадной колонной были спущены два ряда 60,3-мм НКТ. Обе колонны труб в верхней части разведены на расстояние, которое позволяет 273-мм колонне, и закреплены на специальном устьевом оборудовании. Продукция каждого пласта подавалась в отдельные трапы и мерники. Парафин снимали скребками. Верхний пласт осваивали промывкой или компрессором, нижний – свабированием. При испытаниях были получены положительные результаты. Также хорошие результаты были получены в 1958 г. на месторождениях Республики Башкортостан [100].

Кроме того, в 70-х годах прошлого века отдельным конструкторским бюро по разработке оборудования для ОРЭ (ОКБ РЭ) были разработаны ряд установок с параллельной подвеской двух и трех НКТ для эксплуатации соответственно двух и трёх пластов фонтанным и газлифтным способами и установки типа УГРП для раздельной добычи нефти СШН, в который колонны труб спускались поочередно [54]. Эти установки успешно прошли промысловые испытания и серийно выпускались.

Основное преимущество двухлифтовых технологий заключается в том, что эксплуатация скважины, оборудованной параллельными колоннами, почти ничем не отличается от эксплуатации обычной однопластовой скважины. При оборудовании скважин параллельными колоннами обеспечивается полное разобщение продуктивных пластов, физическое разделение добычи, контроль работы каждого пласта, индивидуальный подбор погружного оборудования (в зависимости от характеристик пласта). Имеется возможность установления режима работы каждого пласта, раздельного сбора нефти и замера дебита по каждому пласту [46].

Однако рассматриваемый способ добычи имеет свои недостатки и главный из них – ограничение по диаметру эксплуатационной колонны. К примеру, предложенная компанией Baker Hughes двухлифтовая конструкция применима в колоннах диаметром от 178 мм. Однако в РФ диаметр обсадных колонн в основном 146-168 мм. Стоит учесть при этом также сложность конструкции, высокую стоимость спуска и ремонта подобного оборудования.

Раздельный отбор нефти с применением параллельных колонн труб применяется в основном тогда, когда смешение продукции пластов недопустимо.

В виду того, что основные месторождения ПАО «Татнефть» находятся на поздней стадии разработки, характеризующейся низкими дебитами, высокой обводнённостью продукции и полностью механизированной насосной добычей, то в диссертации не рассматриваются фонтанный и газлифтный способы. Кроме того, в виду наибольшей распространённостью (80 % фонда ПАО «Татнефть» [93]) и наибольшей эффективностью по сравнению с другими механизированными способами добычи скважинной продукции в диссертации автор намеренно сосредоточился на эксплуатации УСШН с приводом от СК, ПЦ и др.

Как было сказано выше недостатками многолифтовых технологий является ограничения по диаметру спускаемых колонн труб в наиболее распространенные скважины (146 мм и 168 мм) или, при необходимости спуска более двух колонн труб, требуется бурение скважин с условным диаметром эксплуатационной колонны более 168 мм. Отсюда имеются ограничения по применению существующего оборудования. Так, в многолифтовых технологиях сложно осуществить спуск бесштанговых установок (УЭЦН, УЭДН, УЭВН) из-за опасности повреждения кабеля питания, в УСШН имеются сложности с расположением НП на устье скважины, ограничения по диаметру скважинных штанговых насосов, штанг и др., поэтому представляется необходимым разработка нового оборудования для реализации многолифтовых технологий или усовершенствование существующего.

Исходя из изложенного, можно сделать следующие выводы:

1 С точки зрения получения наибольшего коэффициента продуктивности скважины наилучший эффект даёт  $N$ -кратное разделение  $N$ -пластовой залежи. Любое другое разделение снижает потенциальные возможности скважины и технологии ОРД.

2 Соответственно, в практике необходимо применять все возможные способы эксплуатации многопластовых месторождений, которые максимизируют КИН, в частности, для условий ПАО «Татнефть», совместное применение раздельной разработки пластов самостоятельной сеткой скважин и ОРД.

3 Представляется необходимым развитие способов эксплуатации многопластовых месторождений в направлении многолифтовых, в частности двухлифтовых для скважин с двумя пластами, технологий и оборудования ОРД с целью разработки каждого пласта многопластового месторождения в режиме, близком к самостоятельному, при минимально достаточном количестве скважин.

Таким образом, в результате проведённого анализа способов эксплуатации многопластовых нефтяных месторождений разработана классификация способов эксплуатации многопластовых нефтяных месторождений согласно решаемым при этом задачам. С точки зрения получения наибольшего коэффициента продуктивности скважины наилучший эффект даёт разработка каждого пласта многопластового

месторождения в режиме, близком к самостоятельному, при минимально достаточном количестве скважин многолифтовыми, в частности двухлифтovыми, технологиями. Определено, что сущность многолифтовой технологии одновременно-раздельной добычи продукции объектов скважин многопластовых нефтяных месторождений заключается в воздействии через одну скважину на каждый разделяемый пласт (объект) многопластового нефтяного месторождения с целью обеспечения его выработки в оптимальном режиме и включает скважинное оборудование для разобщения объектов скважины (пакер или пакеры), скважинное добывчное оборудование (насосы, колонны трубы и штанг) и наземное оборудование (устьевая арматура и НП), а также установлено, что его основными особенностями являются параллельное расположение колонн труб в скважине и малое межцентровое расстояние между колоннами труб.

## **1.2 Современное состояние двухлифтовой технологии раздельной добычи продукции объектов скважин многопластовых нефтяных месторождений**

Нефтяные месторождения Татарстана находятся на поздней стадии разработки, характеризующейся низкими дебитами и газовым фактором, высокой обводненностью продукции и полностью механизированной добычей, поэтому в диссертации рассматривались только те технологические схемы, которые могут применяться при механизированной добыче продукции скважин [55]. Технологические схемы существенно усложнились, оборудование стало более энергоёмким и даже использование эффективного оборудования для ОРЭ часто требует мер по повышению рентабельности эксплуатации. Рентабельность часто минимальна, требуется налоговые стимулы для продолжения разработки [31, 34]. С другой стороны, такие месторождения не требуют таких значительных капитальных вложений, как новые месторождения. Вся инфраструктура к этому времени уже построена, система разработки реализована. Зрелые месторождения, как правило, генерируют стабильный денежный поток даже с учетом затрат на поддержание добычи нефти. Этот период длится сравнительно долго – до нерентабельности разработки месторождения [43].

Разработкой технологий и оборудования для ОРЭ, а также исследованиями при их применении занимались в 50-70-е годы: Максутов Р.А., Добросок Б.Е., Зайцев Ю.В., Сафин В.А., Беленький В.Н., Крутиков Б.С., Пономарев К.И., Джагаров Ш.Т., Габдуллин Р.Г., в настоящее время: Донков П., Шарифов М.З., Леонов В.А., Бадретдинов А.М. и многие другие.

Максутовым Р.А., Добросоком Б.Е., Зайцевым Ю.В. в работе [46] на основании имеющегося опыта эксплуатации сформулированы основные требования, предъявляемые к оборудованию для раздельного отбора нефти:

- 1 надежное разобщение пластов на протяжении всего периода эксплуатации;
- 2 возможность опрессовки скважинного оборудования, освоения каждого пласта, проведения комплекса исследований по каждому пласту в отдельности;

- 3 раздельное регулирование работы каждого пласта;
- 4 возможность удаления парафина в подъемных трубах и многократного осуществления прямой или обратной промывки интервалов пластов и скважины с наименьшими затратами сил и средств;
- 5 простота конструкции и обслуживания;
- 6 наименьшая металлоемкость;
- 7 надежность в эксплуатации.

Согласно [75] в зависимости от применяемых способов эксплуатации и назначения скважин при раздельной добыче нефти возможно осуществление 25 комбинаций и производные от них схемы. Основными из них являются: 1) фонтан— фонтан, 2) фонтан—насос, 3) насос—фонтан, 4) насос—насос. Из перечисленного в ПАО «Татнефть» применим только способ насос—насос, поэтому в данной работе усилия автора были направлены на технологию одновременно-раздельной добычи двухлифтовыми установками с параллельным расположением колонн труб с двумя скважинными штанговыми насосами (СШН).

Эксплуатация двух пластов по различным схемам может осуществляться с применением одной колонны труб, а также нескольких концентричных и параллельных колонн труб [107]. В одноколонных технологических схемах подъём добываемой из разных пластов жидкости может осуществляться совместно (в случае возможности смешения продукции обоих пластов) или же по независимым каналам – центральной колонне и затрубному пространству (если смешение продукции пластов невозможно).

Одноколонные технологии позволяют решать основные задачи раздельного отбора нефти; схемы являются относительно простыми; эксплуатация скважин с их применением практически не отличается от эксплуатации скважин, вскрывших только один пласт; исключать отложения парафина традиционными методами (механическим, тепловым, путем остеклования насосно-компрессорных труб и др.). Ремонт скважин также не представляет особых трудностей и мало чем отличается от ремонта обычных скважин.

Наряду с положительным, имеются и особенности, которые необходимо учитывать при эксплуатации: необходимость наличия разницы пластовых давлений между объектами скважины, требование высокой точности подгонки колонны штанг, наличие резкого перепада нагрузок в точке подвеса штанг при ходе вверх во время подключения второго объекта и др.

Но наряду с одноколонными применяются и многоколонные технологии, особенно с параллельно расположеными колоннами труб, которые хотя и отличаются несколько большей металлоемкостью, но позволяют провести к каждому из разделенных пластов свой независимый канал [28].

Совершенствованием одновременно-раздельной эксплуатации пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений занимались Гарифов К.М., Ибрагимов Н.Г., Кадыров А.Х., Заббаров Р.Г., Фадеев В.Г. в работах [32, 55]. Авторами описаны существующие схемы установок для одновременно-раздельной эксплуатации пластов, предложена их классификация, разработана двухлифтовая установка, в частности разработана устьевая арматура, скомпоновано скважинное оборудование, подобраны и модернизированы НП, разработаны методики расчета забойного давления нижнего объекта и давления на приеме нижнего насоса. Но не изучена работа лифтов установки от одного НП, нет оценки влияния отодвигания НП (СК) от устья скважины на нагрузки в ТПШ лифтов.

Самым распространенным способом механизированной эксплуатации скважин на поздней стадии разработки нефтяных месторождений в мировой практике нефтедобычи является эксплуатация УСШН [102].

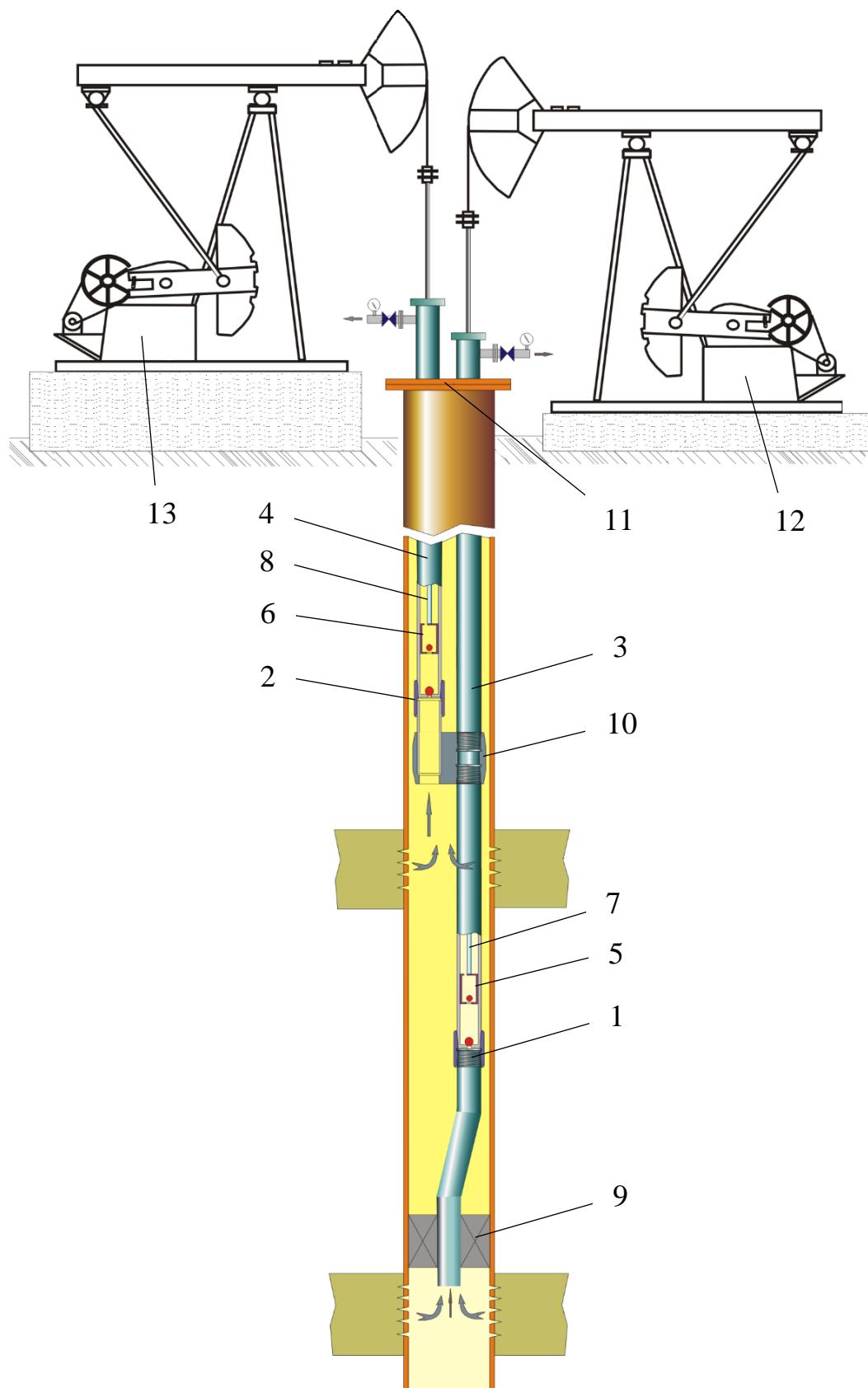
Эксплуатацией скважин установками штанговых насосов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений занимались Валовский В.М., Валовский К.В., Басос Г.Ю., Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г., Артюхов А.В. Авторами работы [102] проведена типизация и классификация условий эксплуатации скважин, определен состав и устройство типовой УСШН, определены основные параметры работы типовой УСШН, разработана методика проектирования эксплуатации скважин типовой УСШН. Валовским В.М. в работе [20] исследовано влияние длины хода плунжера насоса на работу установки (частоту ремонтов, срок службы,

нагрузки и т.д.). Но в перечисленных работах отсутствует информация о двухлифтовых УСШН от одного НП и не исследовалась совместная работа лифтов двухлифтовой УСШН от одного НП в длинноходовых режимах.

Совершенствованием штанговой глубиннонасосной эксплуатации кустовых скважин занимались Уразаков К.Р., Андреев В.В., Жулаев В.П. в работах [12, 25, 97]. Обоснована возможность эксплуатации кустовых спаренных скважин от одного привода с одинаковой скоростью откачки, разработана методика расчета уравновешивания привода для эксплуатации двух скважин одним станком-качалкой, базирующаяся на основных технологических параметрах скважины. Не рассматривались особенности работы лифтов двухлифтовой УСШН от одного НП, такие как их взаимное влияние друг на друга, кинематика и др., кроме того, исследовались только установки с одинаковыми скоростями откачки скважин.

Разработкой и производством оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации в настоящее время занимаются многие компании. Наиболее известные из них это: НПФ «Пакер», ЗАО «Новомет-Пермь», НПФ «Геоник», ООО ПКТБ «Технопроект», ЗАО «Элкамнефтемаш», ЗАО «ПКНМ», ОАО НПФ «Геофизика» [55], УК ООО «ТМС групп» [103], ООО «НТЦ «Промгидравлика» и др. УК ООО «ТМС групп» выпускает двухлифтовый гидропривод ПШСНГ-80-4,0 для двухлифтовых установок, но его применение имеет свои особенности, поэтому имеет ограниченное применение на скважинах ПАО «Татнефть». Аналогичный привод предлагает ООО «НТЦ «Промгидравлика». В то же время, отсутствует серийно выпускаемый механический НП с длиной хода более 3,5 м с возможностью эксплуатации обоих лифтов с требуемой скоростью откачки.

В настоящее время в ПАО «Татнефть» для реализации технологии одновременно-раздельной добычи продукции объектов скважин применяется установка для ОРЭ двух объектов с раздельным подъёмом и транспортом продукции каждого из них (УОРЭ РПП) [57, 83], схематично представленная на рисунке 1.6. Установка состоит из скважинного и наземного оборудования.



1, 2 – лифты; 3, 4 – колонны труб; 5, 6 – скважинные штанговые насосы; 7, 8 – колонны штанг; 9 – пакер; 10 – параллельный якорь; 11 – двухствольная устьевая арматура; 12, 13 – НП

Рисунок 1.6 – Схема УОРЭ РПП

Скважинное оборудование установки включает два лифта 1 и 2, включающих соответствующие колонны труб 3 и 4, скважинные штанговые насосы 5 и 6, колонны штанг 7 и 8. Для разобщения объектов эксплуатации (пластов) скважины установка оснащена пакером 9, спускаемым на колонне труб 3 лифта 1 нижнего объекта. Могут быть использованы пакеры Baker A-3, M1-X или любые другие, позволяющие герметично разобщить объекты в скважине и надежно работающие длительный срок в скважине в условиях знакопеременных нагрузок.

Относительное перемещение колонн труб во время работы штанговых насосов ограничивает параллельный якорь 10, спущенный на колонне труб 3 и расположенный выше насоса 5.

Установка часто оснащается глубинно-измерительным комплексом (ГИК), позволяющим в реальном времени определять забойное давление нижнего объекта скважины (под пакером).

Скважинные штанговые насосы применяются как вставного, так и трубного исполнения, с диаметром плунжера 106 (27 мм), 125 (31,8 мм), 150 (38,1 мм), 175 (44,5 мм) и 225 (57,2 мм) по стандарту API Spec 11AX [104]. Насос с диаметром плунжера 57,2 мм фактически не применяется, т. к. для размещения соответствующим возникающим при работе лифта нагрузкам колонны штанг и обеспечения приемлемого сечения для прохода скважинной продукции внутри колонны труб необходим спуск колонны НКТ с условным диаметром (далее, без упоминания) 73 мм в сочетании с колонной НКТ 48 мм, что возможно только в скважину с эксплуатационной колонной 178 мм, а таких скважин в ПАО «Татнефть» пренебрежимо мало. Отсюда, для большинства скважин ПАО «Татнефть» с эксплуатационными колоннами 146 мм и 168 мм предельную производительность лифта при откачке высоковязкой продукции, при которой минимальная нагрузка в точке подвеса штанг становится равна нулю [99], возможно получить применением насоса с диаметром плунжера не более 44,5 мм.

Наземное оборудование включает двухствольную устьевую арматуру 11 (рисунок 1.6) и два НП 12 и 13. В качестве приводов применяются СК грузоподъемно-

стью 60—120 кН, ПЦ 60-3-0,5/2,5 обычного и специального исполнения и их сочетания, двухлифтовый гидропривод. Фотография наземного оборудования установки представлена на рисунке 1.7.



Рисунок 1.7 – Фотография наземного оборудования установки

Установка позволяет перекачивать продукцию объектов скважины в систему сбора раздельно, по своим линиям.

Монтаж установки производится следующим образом. На муфту колонны скважины устанавливается устьевая крестовина трубной обвязки устьевой арматуры с запорными органами. Спуск лифтов, как и подъём, осуществляется последовательно. Сначала производится спуск компоновки лифта нижнего объекта: длинная колонна труб 3 (рисунок 1.6) с пакером 9, трубным насосом 5 или замковой опорой вставного насоса и параллельным якорем 10. На требуемой глубине спуска производится посадка пакера.

После посадки пакера длинная колонна 3 подгоняется с целью присоединения к фланцу-трубодержателю устьевой арматуры 11 в вытянутом состоянии. Далее, спускается короткая колонна труб 4 с трубным насосом 6 или замковой опорой под вставной насос и зацепом для соединения с параллельным якорем 10. Короткая колонна 4 стыкуется с параллельным якорем 10, производится подгонка аналогично длинной колонне, натягивается и закрепляется на трубодержателе арматуры в вытянутом состоянии. После этого на штангах спускаются колонны штанг с плунжерами трубных насосов или вставные насосы.

Таким образом, при эксплуатации установки объекты разобщены пакером 9, продукция нижнего объекта поднимается до устья насосом 5 по длинной колонне труб 3, продукция верхнего объекта – вторым насосом 6 по короткой колонне труб 4. После подъема продукции каждого объекта через двухствольную устьевую арматуру 11 поступает в отдельные линии сбора.

Основные технические характеристики установки приведены в таблице 1.2.

Арматура устьевая двухствольная (АУД) [62], в соответствии с рисунком 1.8, состоит из двух основных частей: двухствольной трубной обвязки 1, обеспечивающей обвязывание двух параллельных колонн труб, и двухствольной устьевой елки 2, служащей для управления потоками добываемой продукции, а также уплотнения устьевых штоков УСШН.

Трубная обвязка 1 состоит из устьевой крестовины 3 и резьбовой трубной головки 4. Устьевая крестовина 3 необходима для установки трубной головки и сообщения, через боковые отводы, межтрубного пространства скважины с наземными трубопроводами и атмосферой.

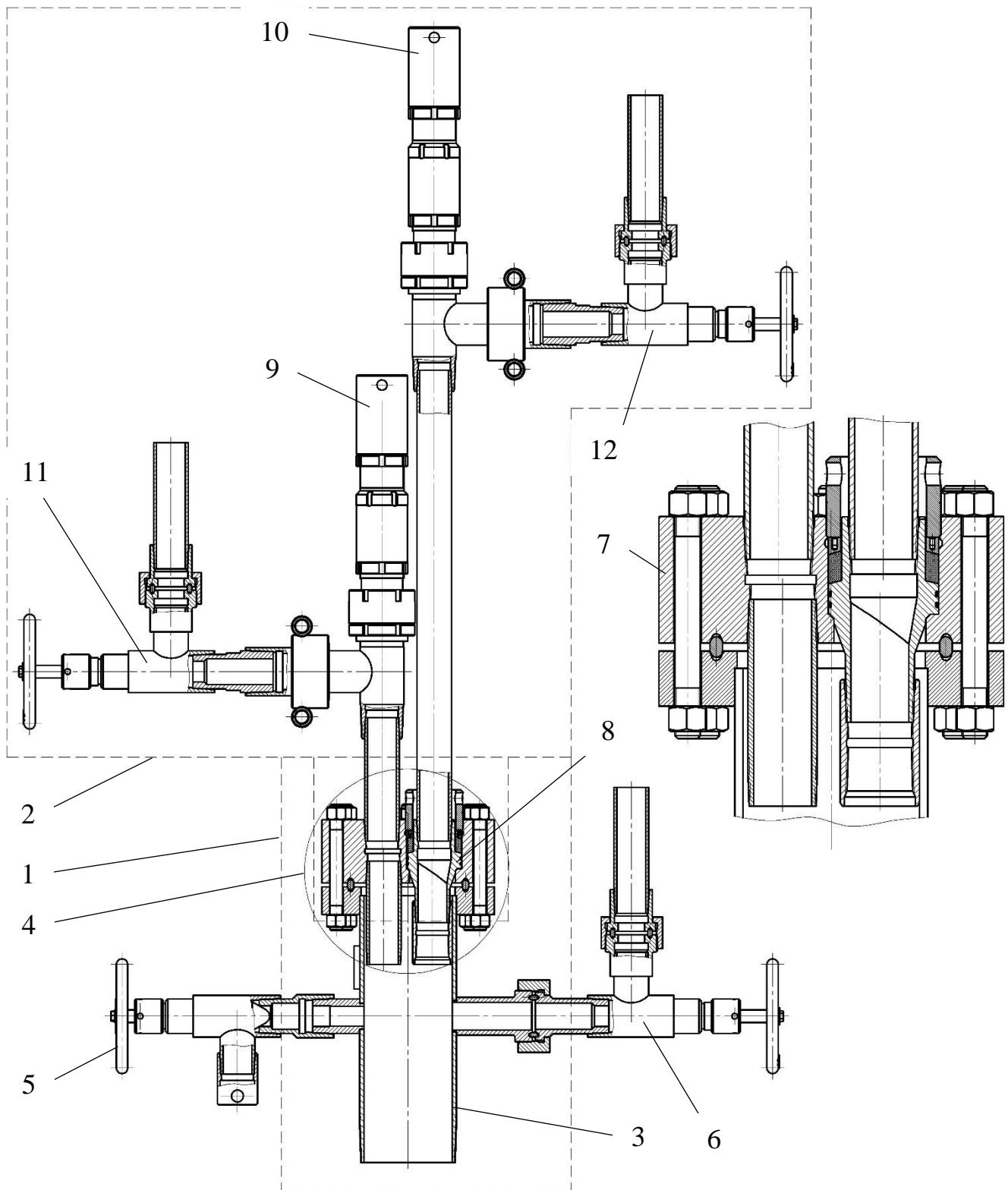
На боковых отводах крестовины установлены запорные устройства (вентили) 5 и 6. Вентиль угловой 6, в отличие от вентиля 5, имеет встроенный обратный клапан.

Трубная головка 4 включает фланец-трубодержатель 7 для закрепления колонны труб нижнего объекта и трубодержатель 8 для закрепления колонны труб верхнего объекта. Трубодержатель 8 устанавливается в фланец-трубодержатель 7 и уплотняется уплотнительными кольцами и набивкой.

Фланец-трубодержатель трубной головки присоединяется к крестовине через фланцевое соединение.

Таблица 1.2 – Основные технические характеристики установки

Наименование показателя	Значение		
	УОРЭ РПП-146	УОРЭ РПП- 168	УОРЭ РПП- 178
1 Принцип действия установки	гидромеханический		
2 Производительность теоретическая, м <sup>3</sup> /сут, при длине хода 3 м и частоте качаний 7 мин <sup>-1</sup> для насоса (диаметр плунжера):			
– 106 (27 мм)		17,3	
– 125 (32 мм)		24,3	
– 150 (38 мм)		34,3	
– 175 (44,5 мм)		46	
– 225 (57 мм)		77	
3 Обводненность нефти, %, не более	99		
4 Трубы по ГОСТ 633-80	48; 60; 73		
5 Штанги по ГОСТ 13877-80	16, 19, 22		
6 Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	146	168	178
7 Диаметр подземной части установки, мм, не более	122	142	146
8 Тип и размер штанговых насосов	RHA 106; 125; 150; 175; 225, RHB 106; 125; 150; 175; 225, RWA 106; 125; 150; 175; 225, RWB 106; 125; 150; 175; 225, TH 106; 125; 150; 175; 225.		
9 Напор, м, не более	2200		
10 Рабочая среда	нефть, минерализованная вода, нефтяной газ		
11 Максимальная температура рабочей среды, К (С°), не более	393 (120)		
12 Динамическая вязкость, Па·с, не более	0,025 (25 сП)		
13 Минерализация, г/л, не более	200		
14 Содержание сероводорода, г/л, не более	300		
15 Концентрация ионов водорода (рН), в пределах	4,2–8		
16 Содержание механических примесей в добываемой жидкости, г/л, не более	15		
17 Содержание свободного газа на приеме насоса, %, не более	10		



1 – трубная обвязка; 2 – устьевая елка; 3 – устьевая крестовина; 4 – трубная головка;  
 5, 6, 11, 12 – угловые вентили; 7 – фланец-трубодержатель; 8 – трубодержатель;  
 3, 4 – устьевые сальники

Рисунок 1.8 – Арматура устьевая двухствольная (АУД)

Двухствольная устьевая елка 2 включает два устьевых сальника 9 и 10 с запорными устройствами (угловые вентили) 11 и 12 со встроенными обратными клапанами на боковых отводах тройников сальников.

Технические характеристики арматуры представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Основные технические характеристики арматуры

Наименование характеристики	Значение
1 Условный проход (номинальный размер)	50
2 Рабочее давление, Мпа:	
– при подвижном устьевом штоке УСШН	40
– номинальное	140
3 Количество скважинных трубопроводов, шт.	2
4 Присоединительная резьба:	
– к эксплуатационной колонне по ГОСТ 632–80	146, 168
– к подвешиваемым колоннам по ГОСТ 633–80	48, 60
5 Класс герметичности запорных устройств по ГОСТ 9544–93	A
6 Габаритные размеры, мм, не более	
– длина	1367
– ширина	300
– высота	1982
7 Масса арматуры в сборе, кг, не более	220

Критериями применения данной технологии являются:

- наличие в скважине рентабельных объектов, готовых к эксплуатации;
- объекты, которые запрещено эксплуатировать совместно (например, башкирский-верейский, бобриковский-турнейский и т. п.);
- скважины с объектами, которые работают с дебитом, меньшим суммы расчётных дебитов объектов или по данным других скважин, где эти же объекты эксплуатируют отдельно;
- скважины с большой разностью пластовых давлений у объектов;

- скважины с большой разностью по глубине залегания между объектами;
- скважины с существенными отличиями коллекторских свойств пласта и характеристик нефти;
- скважины с ограничениями по депрессии одного из объектов (обводнение при больших перепадах давлений, высокая величина давления насыщения и др.);
- нефтенасыщенная толщина (в т.ч. остаточная) коллекторов скважины должна быть не менее 1–2 м для терригенных коллекторов и 4–5 метров для карбонатных;
- перемычки между объектами (пластами, продуктивными горизонтами) скважины должны обеспечивать герметичное их разобщение при раздельной эксплуатации;
- техническая надежность эксплуатационной колонны скважины и отсутствие сужений внутреннего диаметра в нём.

Данная технология применяется на скважинах ПАО «Татнефть» с 2005 г. На рисунке 1.9 представлена динамика изменения количества скважин за последние годы.

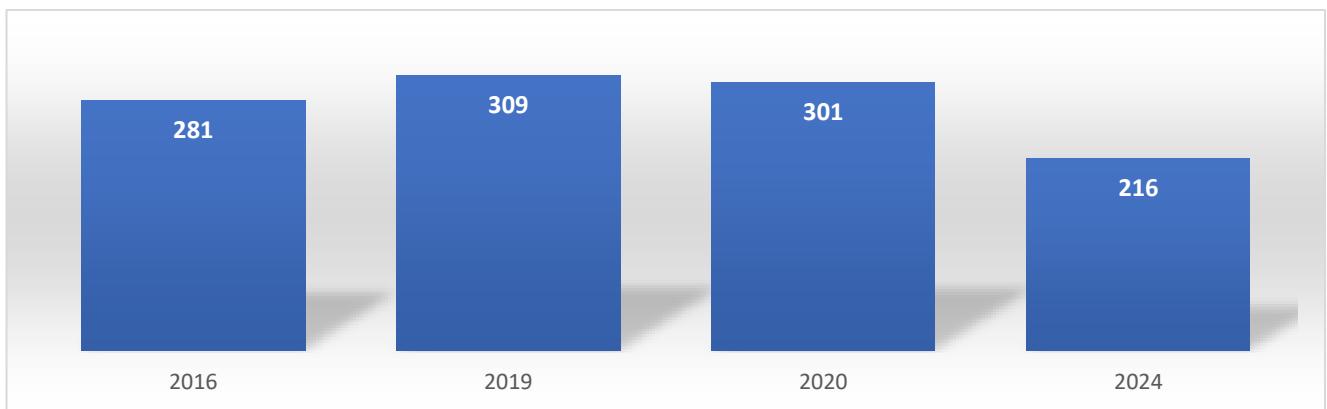


Рисунок 1.9 – Динамика изменения количества скважин по годам

По результатам применения описанной технологии выявлены следующие основные проблемные ситуации, ограничивающие её применение [81, 86]:

1. относительно высокие затраты на внедрение. Для реализации технологии необходимо скважину оснастить оборудованием, достаточным для оснащения двух обычных скважин. Относительно низкая рентабельность;

2. ограничения по производительности лифтов в связи с ограниченными радиальными размерами параллельно размещенных колонн насосно-компрессорных труб (48,3 мм и 60,3 мм) и насосов (27 мм, 31,8 мм, 38,1 мм и 44,5 мм). Кроме того, при потребности увеличения длины хода более 3,5 м с целью увеличения производительности невозможно установить на устье скважины два НП, например, ПЦ 80-6-1/4, из-за близкого расположения колонн штанг [55];

3. относительно низкая надёжность работы установки по сравнению с обычными УСШН. К тому, что в УОРЭ РПП кратно больше оборудования, добавляются специфичные особенности, такие как:

а) соударение траверс подвесок лифтов. На практике все станки-качалки, установленные в качестве приводов двухлифтовых установок, для минимизации соударения их подвесок отодвигают друг от друга, соответственно, от оси скважины и лифтов, с обязательной установкой отбойников, иначе установка оказывается неработоспособной. При необходимости установки штанговращателя (для удаления отложений асфальтосмолопарафинистых отложений (АСПО) скребками и др.) требуется ещё большее разнесение подвесок. Такая конструктивная особенность приводит к дополнительным нагрузкам в ТПШ лифтов (сокращение межремонтного периода работы), повышенному износу манжет устьевых сальников устьевой арматуры (частые замены или набивка манжет устьевого сальника с остановкой установки), истиранию подпьедестального патрубка колонн НКТ (прежде временному ремонту скважины), снижению ресурса станка-качалки, сбоям в работе датчиков нагрузки (получение некорректных динамограмм) и др. Кроме того, из-за постоянного контакта отбойников друг с другом происходит их износ, отсюда необходимость частой их замены с остановкой скважины;

б) сложность расположения двух НП на кусте скважин и оборудования для подземного ремонта скважины (ПРС): агрегата, мостков и др. Часто вынуждены демонтировать один из приводов для монтажа агрегата;

в) необходимость подъёма одного из приводов на высоту не менее 80 см из-за расположения на разных уровнях устьевых сальников устьевой арматуры уста-

новки. Устьевые сальники разнесены из-за невозможности расположения рядом узлов компенсации отклонения штока. Это обстоятельство приводит к расположению приводов на разной высоте (дополнительной отсыпке) или комплектация установки приводами большей, чем необходимо, грузоподъёмности, для возможности расположения без подъёма;

г) большое количество ПРС (обрывы штанг, замена насоса и др.), отчасти связанное с вынужденным увеличением частоты качаний привода из-за невозможности увеличения длины хода для обеспечения требуемой производительности лифта. Кроме того, увеличение частоты качаний приводит к увеличению нагрузок на колонну штанг и привод, что приводит к необходимости применения приводов большей грузоподъемности по сравнению с обычными скважинами;

д) коэффициент подачи СШН лифтов на 32,3 % скважинах с двухлифтовыми УСШН меньше 0,5 (по данным из КИС «Армитс» на ноябрь 2024 г.), т. е. оборудование работает неэффективно. Причинами являются расположение динамического уровня жидкости на приёме насоса при работе установки, влияние газа на работу насоса, отложения АСПО и др. Оборудование, применяемое на обычных скважинах с УСШН для снижения влияния, например, газа, из-за ограничений по внутреннему диаметру эксплуатационной колонны, часто неприменимо. Также, как показывает практика, у применяемых НП есть ограничения, которые не всегда позволяют обеспечить требуемые режимы работы скважины, в частности, сложно снизить частоту качаний, ступенчатость регулирования, необходимость применения низкооборотных электродвигателей и др. И даже если с помощью станции управления с частотным преобразователем возможно достичь необходимой частоты качаний, то такой режим эксплуатации менее эффективен по сравнению с длинноходовым режимом эксплуатации (работа СШН с длиной хода от 6 м при соответствующем уменьшении частоты качаний).

Из перечисленного следует, что основные проблемные ситуации возникают из-за близкого расположения колонн труб в скважине, соответственно, устьевых штоков на устье скважины. Отсюда выдвинута идея, что если использовать двух-

лифтовую УСШН только с одним приводом, обеспечивающим длинноходовые режимы работы лифтов, в сочетании со специальным устройством, приводящим в действие оба штанговых насоса с возможностью регулирования в определенных пределах скорости откачки, то добыча продукции объектов скважин многопластового месторождения будет эффективнее, т. е. снизится стоимость установки, исключится необходимость отодвигания подвесок лифтов друг от друга, освободится пространство на устье скважины для расположения оборудования для ремонта скважины и появится возможность применения привода, реализующего длинноходовой режим эксплуатации объектов скважины, что дополнитель но снизит количество ПРС.

Однако попытки создания и применения такого решения до сих пор успеха не имели. Одной из причин этого является отсутствие достаточно полной теории работы двухлифтовой установки от одного привода, в частности:

- отсутствует теоретическое обоснование возможности эксплуатации двух лифтов двухлифтовой установки скважинных штанговых насосов от одного серийно выпускаемого НП, в части грузоподъёмности, обеспечения требуемой производительности лифтов, возможности уравновешивания привода, взаимовлияния лифтов друг на друга при работе установки, энергетических параметров работы, не превышения допустимого момента на редуктор привода и др.;
- отсутствует решение обеспечения необходимой скорости откачки при использовании в установке только одного привода;
- отсутствуют методики расчета нагрузок в ТПШ лифтов и на привод установки, потребления электроэнергии, области эффективного применения с учётом взаимовлияния лифтов друг на друга при работе установки;
- отсутствует решение для исключения поворотов подвесок лифтов при работе установки.

В связи с этим основными задачами исследований, изложенных в настоящей работе, являются:

- 1 поиск способа и технических средств регулирования скорости откачки скважинных насосов, приводимых в действие от одного НП, в соответствии с производительностью пластов;
- 2 установление зависимостей между параметрами объектов скважины, режимами откачки и параметрами преобразователя длины хода двухлифтовой установки;
- 3 разработка и экспериментальные исследования работы технологии и технических средств раздельной эксплуатации объектов скважины штанговыми насосами, приводимыми в действие одним НП.

Решение этих задач создаст теоретическую базу для расширения применения технологии одновременно-раздельной добычи двухлифтовой УСШН и будет способствовать широкому применению длинноходового режима откачки, позволяющего значительно повысить эффективность способа добычи нефти СШН.

Таким образом, в результате всестороннего анализа современного состояния двухлифтовой технологии раздельной добычи продукции объектов скважин многопластовых нефтяных месторождений были определены следующие проблемные вопросы в теории: отсутствует теоретическое обоснование возможности добычи двухлифтовой УСШН от одного НП, отсутствует решение, позволяющее обеспечить необходимые скорости откачки лифтов при использовании в установке только одного привода, отсутствуют методики расчета нагрузок в ТПШ лифтов и привода установки, потребления установкой электроэнергии, области его эффективного применения и в практике: невозможность применения приводов для обеспечения длинноходовых режимов работы насосов с центровкой по оси устьевых сальников, отсутствуют решения, исключающие повороты подвесок НП (соударение траверс) и перетирания колонны труб колонной штанг при работе установки.

### **1.3 Обоснование возможности эксплуатации двух объектов скважины двухлифтовой УСШН с одним наземным приводом**

В 1.2 выдвинуто предположение, что основной причиной отсутствия практического применения двухлифтовых УСШН с одним НП является отсутствие теоретического обоснования возможности эксплуатации двух объектов двухлифтовой УСШН от одного серийно выпускаемого НП в части обеспечения требуемой производительности лифтов, соответствия фактических параметров работы УСШН технической характеристике привода и возможности его уравновешивания, энергетических параметров работы, взаимовлияния лифтов друг на друга при работе установки и др.

В отличие от скважин, эксплуатируемых индивидуальными приводами, скважины, оснащенные двухлифтовыми УСШН с одним НП, требуют разработки специальной методики расчёта технологических параметров. Эти требования предопределяются, во-первых, необходимостью оптимального использования добывочных возможностей объектов скважины, во-вторых, жесткой связью частоты качаний и длины хода колонны штанг от аналогичных параметров единственного привода. Основными параметрами, определяющими выбор оборудования, являются требуемая производительность установки и величина нагрузки, действующей на штанги. Рассмотрим возможность обеспечения заданных дебитов объектов скважины двухлифтовой УСШН с одним НП и применения в её составе серийно выпускаемых НП.

Производительность двухлифтовой УСШН с двумя НП можно найти как сумму производительностей лифтов, каждый из которых можно рассматривать как обычную УСШН со своими параметрами откачки. Подход при определении производительности предлагаемой двухлифтовой УСШН с одним НП аналогичен, но из-за наличия только одного НП частота качания лифтов будет всегда одинакова и равна частоте качаний привода.

С целью оптимального использования добычных возможностей объектов скважины необходимо обеспечить требуемые технологические режимы их эксплуатации. Применим методику расчёта технологических параметров спаренных скважин групповым приводом, описанную в работе [97].

Поскольку два объекта (пласта) скважины объединены в одну систему при помощи общего привода для оптимального использования добычных возможностей объектов необходимо решить систему уравнений:

$$\begin{cases} K_{\text{пр}1}(p_{\text{пл}1} - p_{\text{заб}1}) = \eta_1 q_{\text{т}1} \\ K_{\text{пр}2}(p_{\text{пл}2} - p_{\text{заб}2}) = \eta_2 q_{\text{т}2} \end{cases}, \quad (1.2)$$

где  $K_{\text{пр}}$  – коэффициент продуктивности,  $\text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$ ;

$p_{\text{пл}}$  – пластовое давление, Мпа;

$p_{\text{заб}}$  – забойное давление, Мпа;

$\eta$  – коэффициент подачи;

$q_{\text{т}}$  – теоретическая производительность насоса,  $\text{м}^3/\text{сут}$ .

Здесь и далее индексы 1 и 2 обозначают принадлежность параметра соответственно к первому и второму объекту скважины.

Согласно известной формуле (1.3) в УСШН для регулирования производительности должно быть реализовано изменение параметров: диаметра  $D$ , длины хода  $S$  и частоты качаний  $n$  насоса или их сочетания:

$$q_{\text{т}} = 1440 \frac{\pi D^2}{4} n S_0, \quad (1.3)$$

где  $D$  – диаметр насоса, м;

$S_0$  – длина хода наземного привода, м;

$n$  – частота качаний наземного привода,  $\text{мин}^{-1}$ .

Подставив (1.3) в (1.2) перепишем в виде:

$$\begin{cases} n_1 S_1 = \frac{4K_{\text{пр}1}(p_{\text{пл}1} - p_{\text{заб}1})}{1440\eta_1\pi D_1^2} \\ n_2 S_2 = \frac{4K_{\text{пр}2}(p_{\text{пл}2} - p_{\text{заб}2})}{1440\eta_2\pi D_2^2} \end{cases}. \quad (1.4)$$

Регулирование производительности лифтов только за счёт изменения диаметра насоса можно реализовать в двухлифтовой УСШН объединением подвесок

лифтов в одном узле, например, как реализовано в канатной подвеске ПКР-12 [54], при этом скорость откачки лифтов будет одинакова. Несмотря на относительную простоту реализации, при изменении параметров одного из объектов скважины потребуется замена насоса на другой типоразмер одного из лифтов или обоих лифтов, причём ввиду ступенчатости размерного ряда насосов невозможно точно отрегулировать производительность лифта под дебит объекта скважины.

Для случая эксплуатации двухлифтовой УСШН с одинаковой скоростью откачки лифтов, равной скорости откачки привода, т. е.  $n_1 S_1 = n_2 S_2 = n S_0$ , где  $n_1, S_1$  и  $n_2, S_2$  – частота качаний и длина хода первого и второго лифтов соответственно, единственным параметром для регулирования остается диаметр насоса лифтов  $D_1$  и  $D_2$ . В этом случае, приравняв правые части уравнений (1.4) и подставив в полученное уравнение известную формулу (1.5), получим выражение (1.6) для определения соотношения диаметров насосов лифтов [86]:

$$p_{\text{заб}} = \rho g (H_{\text{скв}} - H_{\text{h}}) + p_{\text{пр}} , \quad (1.5)$$

$$\left(\frac{D_1}{D_2}\right)^2 = \frac{K_{\text{пр}1} \eta_2 [p_{\text{пл}1} - \rho_1 g (H_{\text{скв}1} - H_{\text{h}1}) - p_{\text{пр}1}]}{K_{\text{пр}2} \eta_1 [p_{\text{пл}2} - \rho_2 g (H_{\text{скв}2} - H_{\text{h}2}) - p_{\text{пр}2}]} , \quad (1.6)$$

где  $\rho$  – плотность смеси продукции, кг/м<sup>3</sup>;

$H_{\text{скв}}$  – глубина расположения интервала перфорации объекта скважины, м;

$H_{\text{h}}$  – глубина спуска насоса, м;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$p_{\text{пр}}$  – давление на приёме насоса, МПа.

Следовательно, для эксплуатации объектов скважины двухлифтовой УСШН с одним НП и одинаковой скоростью откачки лифтов требуется выполнение условия (1.5). Фактическая область применения сужается используемыми в двухлифтовых УСШН диаметрами насосов. Подставив значения диаметров базовых для ПАО «Татнефть» насосов согласно спецификации API Spec 11AX [104], получаем соотношения, представленные в таблице 1.4, которым должны удовлетворять параметры объектов скважины.

Таблица 1.4 – Соотношения параметров объектов скважины

$D_1$ , мм	$\left(\frac{D_1}{D_2}\right)^2$ при $D_2$ , мм:			
	27	31,8	38,1	44,5
27	1	0,7	0,5	0,4
31,8	1,4	1	0,7	0,5
38,1	2	1,4	1	0,7
44,5	2,7	2	1,4	1

Отсюда следует, что эксплуатация объектов скважины двухлифтовой УСШН с одним НП и одинаковой скоростью откачки лифтов реализуемо при соотношениях в правой части уравнения (1.5): 0,4; 0,5; 0,7; 1; 1,4; 2 и 2,7.

Определим возможность эксплуатации двух лифтов двухлифтовой УСШН от одного серийно выпускаемого НП в части соответствия фактических параметров работы УСШН технической характеристике привода и возможности его уравновешивания.

Для обеспечения длинноходовых режимов работы насосов предпочтительным вариантом НП является ПЦ с длиной хода от 6 м, например, серийно выпускаемый ООО «Бугульминский механический завод» ПЦ 80-6-1/4 по ТУ 3665-005-00136352-2003. Рассмотрим возможность применения данного привода в качестве единственного привода двухлифтовой УСШН при её работе с одинаковой скоростью откачки лифтов как наиболее простого способа реализации идеи.

Для применения цепного привода ПЦ 80-6-1/4, согласно его технической характеристике [95], необходимо одновременное выполнение следующих условий:

- фактическая максимальная нагрузка за цикл работы установки не превышает 90 % допустимой максимальной нагрузки привода (80 кН):

$$P_{max} = P_{max1} + P_{max2} \leq 72, \quad (1.7)$$

где  $P_{max}$  – максимальная нагрузка на привод за цикл работы установки, кН;

$P_{max1}$ ,  $P_{max2}$  – максимальные нагрузки в ТПШ лифтов 1 и 2 соответственно, кН. Ввиду того, что ТПШ лифтов жёстко связаны общей подвеской,

предполагается, что колонны штанг лифтов друг на друга не влияют, поэтому нагрузки  $P_{max1}$  и  $P_{max2}$  принимаются по динамограммам лифтов;

– фактический крутящий момент на выходном валу редуктора не превышает 16 кН·м:

$$M_{kp} = P_{тяг} \cdot R \leq 16, \quad (1.8)$$

где  $M_{kp}$  – крутящий момент на выходном валу редуктора привода, кН·м;

$P_{тяг}$  – тяговое усилие, кН;

$R$  – радиус делительной окружности звёздочек преобразующего механизма цепного привода, м;  $R = 0,354$  м.

Тяговое усилие определяется по следующей формуле:

$$P_{тяг} = P_{max} - P_{yp}, \quad (1.9)$$

где  $P_{yp}$  – вес уравновешивающего груза (противовеса) привода, кН.

Вес противовеса привода определяется как

$$P_{yp} = P_{шт} + \frac{P_{ж}}{2}, \quad (1.10)$$

где  $P_{шт}$  – вес штанг в жидкости, кН;

$P_{ж}$  – нагрузка на плунжер насоса от веса столба жидкости, кН;

– вес противовеса привода согласно [95] находится в диапазоне

$$P_{yp} = 17 - 63,7 \text{ кН}. \quad (1.11)$$

По приведённым формулам (1.8), (1.9) и (1.10), а также известным формулам для определения  $P_{max}$ ,  $P_{шт}$  и  $P_{ж}$  [102] можно определить  $M_{kp}$  и  $P_{yp}$  с достаточной точностью. При наличии динамограмм лифтов, снятых в одно и то же время, удобно пользоваться упрощёнными формулами (1.12), (1.14) и (1.15):

$$M_{kp} \approx (P_{max} - P_{min}) \cdot \frac{R}{2}, \quad (1.12)$$

где  $P_{min}$  – расчётная минимальная нагрузка на привод, кН. Определяется как сумма минимальных нагрузок в ТПШ лифтов:

$$P_{min} = P_{min1} + P_{min2}.$$

$$P_{тяг} \approx \frac{P_{max} - P_{min}}{2} \approx \frac{P_{ж}}{2}. \quad (1.14)$$

$$P_{\text{уп}} \approx \frac{P_{\max} + P_{\min}}{2} . \quad (1.15)$$

Приняв ограничивающим условие (1.8) и подставив допустимый крутящий момент  $M_{\text{кр}}$  в формулу (1.8), получаем, что величина  $P_{\text{тяг}}$  может доходить до 50,8 кН. Но, согласно конструкторской документации ПЦ6005 на ПЦ 80-6-1/4, максимальное тяговое усилие не должно превышать 18 кН [95].

Тяговое усилие – это один из ключевых расчётных параметров цепного привода и при разработке цепного привода его наибольшее значение определяется, в первую очередь, по результатам расчётов потребной грузоподъёмности и максимального веса уравновешивающего груза привода на основании исходных параметров фонда скважин, для эксплуатации которых ориентирован разрабатываемый привод. Соответственно, расчёты на прочность узлов привода основаны на максимальной величине тягового усилия, превышение которой приведёт к перегрузу узла (деталей узла) и в результате, в зависимости от величины превышения и заложенного коэффициента запаса прочности, к его преждевременному отказу. Отсюда следует, что вместо выполнения условия (1.8) необходимо выполнение условия (1.16), при этом условие (1.8) выполнится с запасом в 2,5 раза.

$$P_{\text{тяг}} \leq 18 \text{ кН.} \quad (1.16)$$

Величина тягового усилия  $P_{\text{тяг}}$  при идеальном (расчётом) уравновешивании зависит от разности максимальной  $P_{\max}$  и минимальной  $P_{\min}$  нагрузок на привод или в основном от веса столба жидкости  $P_{\text{ж}}$ . Отсюда для удовлетворения условия (1.16) разность экстремальных нагрузок во время цикла работы должна быть  $P_{\text{ж}} \approx P_{\max} - P_{\min} = 2 \cdot P_{\text{тяг}} \leq 36 \text{ кН}$ . Подвешивание колонн штанг лифтов к одному приводу приводит к увеличению  $P_{\min}$ , соответственно, к уменьшению разницы  $P_{\max} - P_{\min}$ , т. е. веса поднимаемой жидкости  $P_{\text{ж}}$ .

Отсюда следует, что эксплуатация двух объектов скважины двухлифтовой УСШН одним цепным приводом ПЦ 80-6-1/4 возможна при выполнении условий (1.7), (1.11), (1.16) и теоретически не отличается от эксплуатации обычных скважин.

В случае неидеального уравновешивания при фактическом весе противовеса  $P_{\text{ур.факт}}$ , отличающемся от расчётного веса противовеса  $P_{\text{ур}}$ , т. е.  $P_{\text{ур.факт}} \neq P_{\text{ур}}$ , значения тягового усилия при ходе вверх и при ходе вниз будут различаться. В этом случае в зависимости от разности  $P_{\text{ур.факт}} - P_{\text{ур}}$  фактическое тяговое усилие  $P_{\text{тяг.факт}}$  будет больше расчётного  $P_{\text{тяг}}$ . В этом случае тяговое усилие при ходе вверх  $P_{\text{тяг.вв}}$  будет определяться по формуле

$$P_{\text{тяг.вв}} = P_{\max} - P_{\text{ур.факт}},$$

а тяговое усилие при ходе вниз  $P_{\text{тяг.вн}}$  по формуле

$$P_{\text{тяг.вн}} = P_{\text{ур.факт}} - P_{\min}.$$

Однако применение двухлифтовой УСШН с одним наземным приводом при одинаковой скорости откачки лифтов в большинстве случаев (около 60 %) неприменимо с точки зрения обеспечения требуемых режимов добычи объектов и соответствия их продуктивности. При необходимости оптимизации работы одного из лифтов, потребуется либо замена насоса проведением ремонта скважины, либо вынужденное изменение параметров работы другого лифта. Кроме того, при подборе насосов необходимо учитывать факт жесткой связи скоростей откачки лифтов, что, дополнительно, к возможности применения ограниченных по диаметру типоразмеров насосов, ограничивает область применения установки. Поэтому представляется необходимым поиск решения, позволяющего обеспечить необходимые скорости откачки лифтов при использовании в установке только одного привода.

Таким образом, в результате теоретической проработки определены условия реализации двухлифтовой УСШН с одним наземным приводом при одинаковой скорости откачки лифтов и, тем самым, обоснована возможность эксплуатации двух лифтов двухлифтовой УСШН от одного серийно выпускаемого НП.

## Выводы по главе 1

1. В результате анализа теории и практики способов скважинной эксплуатации многопластовых нефтяных месторождений разработана их классификация согласно решаемым при этом задачам, определены сущность, содержание, основные особенности двухлифтовой технологии раздельной добычи продукции объектов многопластовых нефтяных месторождений.
2. В результате проведенного анализа двухлифтовой технологии раздельной добычи продукции объектов скважин многопластовых нефтяных месторождений были определены следующие проблемные вопросы: отсутствует теоретическое обоснование целесообразности добычи двухлифтовой УСШН от одного привода, отсутствует решение, позволяющее обеспечить необходимые скорости откачки при использовании в установке только одного привода, отсутствуют методики расчета нагрузок в точках подвеса лифтов и привода установки, потребления установкой электроэнергии, области его эффективного применения, невозможность применения приводов для обеспечения длинноходовых режимов работы насосов с центровкой по оси устьевых сальников, отсутствуют решения, исключающие повороты подвесок приводов (соударение траверс) и перетирания колонны труб колонной штанг при работе установки.
3. Определены условия реализации двухлифтовой УСШН с одним наземным приводом при одинаковой скорости откачки лифтов и, тем самым, обоснована возможность эксплуатации двух лифтов двухлифтовой УСШН от одного серийно выпускаемого привода.

## **Глава 2 Разработка двухлифтовой технологии раздельной добычи продукции объектов скважины штанговыми насосами, приводимыми в действие одним наземным приводом**

### **2.1 Разработка способа раздельной добычи продукции объектов скважины штанговыми насосами**

Одним из возможных направлений решения поставленных задач является разработка технологии (способа) раздельной эксплуатации объектов скважины с использованием двухлифтовой УСШН только с одним НП и специальным устройством, обеспечивающим приведение в действие обоих штанговых насосов с возможностью регулирования в определенных пределах скорости откачки, что создаст предпосылки экономии затрат на оснащение установки вторым полноценным приводом (СК или ПЦ), на его монтаж на скважине, обслуживание и ремонт при эксплуатации, электроэнергию для его работы, на демонтаж одного из приводов и последующий монтаж заново при подземном (капитальном) ремонте скважины, что в совокупности создает предпосылки увеличения рентабельности добычи нефти. Предпочтительный вариант НП – ПЦ с длиной хода от 6 м для обеспечения длинноходовых режимов работы насосов. Если на скважине уже установлен подходящий привод, то затраты на работы по монтажу привода при внедрении двухлифтовой УСШН вообще исключаются – остается лишь смонтировать специальное устройство.

Сформулированы следующие основные требования к предлагаемому способу:

- 1 расстояние между осями колонн штанг не более 91 мм;
- 2 возможность изменения скоростей откачки лифтов;
- 3 возможность оснащения установки механическими НП как балансирными (СК), так и безбалансирными приводами (ПЦ);

4 восстановление работоспособности скважинного оборудования отказавшего лифта без подхода бригады ПРС кратковременным увеличением частоты качаний ТПШ;

5 приведение в действие только одного лифта при отказе второго до проведения ремонта скважины;

6 приведение в действие обоих лифтов с одинаковой средней скоростью откачки при отклонении от требуемой скорости откачки лифтов не более 10 %.

На основании указанных требований произведен поиск подходящих применяемых способов и технических средств, выпускаемых в РФ и в мире, для реализации предлагаемого способа.

Известны серийно выпускаемые гидроприводы, практически полностью выполняющие предъявляемые требования, такие как: двухлифтовый автоматизированный гидропривод SHS производства ООО «ИНВЭЛС», г. Казань, ГПШСН «Гейзер» [44] производства ООО «НПП «ПСМ-Импэкс», г. Екатеринбург, двухлифтовый пневмогидравлический привод штангового скважинного насоса ТМС POWER MAN ПШСНГ-80-4,0 [59, 103] (рисунок 2.1) производства УК ООО «ТМС групп», г. Альметьевск, ПШСНГ в двухлифтовом исполнении скважинного модуля [77] производства АО «ЭЛКАМ-нефтемаш», г. Пермь и др. Приводы имеют следующие достоинства:

- возможность быстрого и плавного бесступенчатого изменения частоты качаний от  $0,25 \text{ мин}^{-1}$  до  $4 \text{ мин}^{-1}$  и длины хода с любыми промежуточными значениями в пределах от 0,2 м до 4 м без остановки привода и привлечения сервисных предприятий;
- возможность дистанционного управления настройками параметров насоса, в частности, задержка плунжера насоса в верхнем положении, смещение диапазона хода плунжера в цилиндре насоса;
- постоянная скорость штанг на большей части хода;
- меньшие габариты и масса, чем у СК и ПЦ;
- относительно низкие затраты па транспортировку, монтаж и обустройство устья скважины;

- простота и высокая оперативность монтажа;
- у ряда моделей имеется возможность получения динамограмм без применения динамографов – динамограммы автоматически снимаются и сохраняются в программном блоке станции управления;



Рисунок 2.1 – Двухлифтовый гидропривод «TMC POWER MAN»

В то же время эти приводы имеют общие для всех гидроприводов следующие недостатки [102]:

- КПД меньше, чем у механических приводов;
- относительно сложная конструкция;
- высокие требования к качеству обслуживания и, как следствие, наличие предпосылок снижения межремонтного периода работы оборудования из-за ошибок персонала и/или несоответствующего качества расходных материалов (разгерметизация ответственных уплотнений в гидросистеме, загустевание или замерзание масла несоответствующего качества в зимнее время и др.);

- наличие пневматического уравновешивания создает предпосылки выхода установки из строя вследствие конденсации влаги в пневмосистеме при резком понижении температуры окружающего воздуха;
- удельные энергозатраты на подъём продукции превышают данный показатель ПЦ, а в ряде случаев – и СК;
- при массовом внедрении возникает необходимость в специализированной сервисной инфраструктуре с соответствующим оборудованием и персоналом достаточно высокой квалификации;
- стоимость серийно выпускаемых отечественных гидроприводов в среднем на 20—30 % выше, чем стоимость сопоставимых по техническим характеристикам отечественных СК или ПЦ.

Хотя, теоретически, работа УСШН с гидроприводом проработаны достаточно для практического применения, в частности в работах Г.В. Молчанова и А.Г. Молчанова [49, 50], но перечисленные недостатки в настоящее время не позволяют гидроприводам на равных конкурировать с механическими приводами, к тому же в ПАО «Татнефть», как и в других нефтедобывающих предприятиях, имеется большой парк механических НП (СК, ПЦ) большой грузоподъемности (80—120 кН), используемых не в полной мере, так в АНК «Башнефть» в среднем загруженность приводов не превышает 56 % [12, 97].

Кроме того, упомянутое выше специальное устройство позиционируется как дополнение к широко применяемому НП подходящей грузоподъемности, расширяющее его возможности без внесения изменений в его конструкцию.

По результатам поиска выявлено, что подходящих для реализации предлагаемого способа технологий и технических средств не выпускается, поэтому было решено разработать оригинальные элементы установки: специальное устройство и устьевую арматуру.

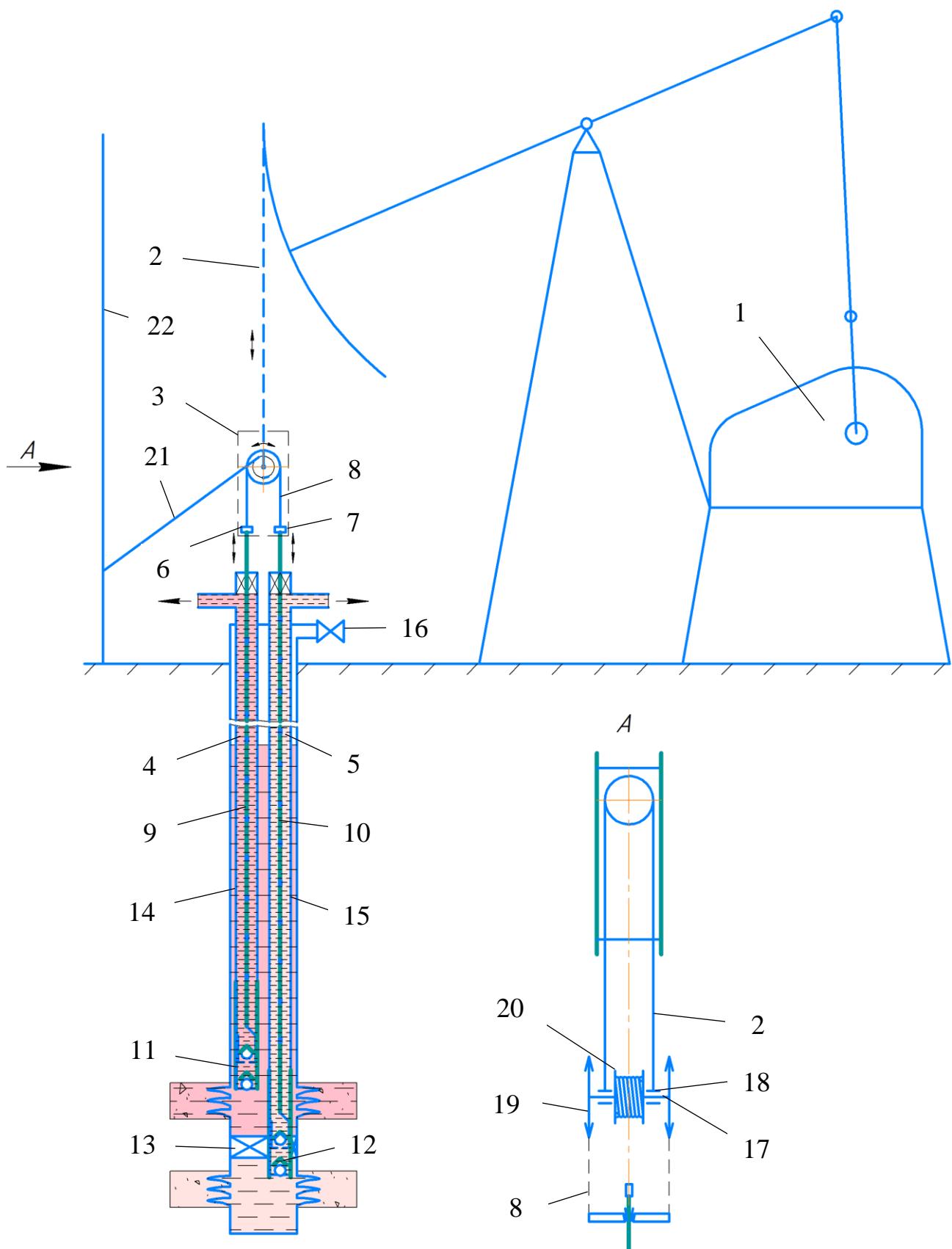
С целью проработки схем возможных вариантов конструкции предлагаемой установки, в частности описанного выше специального устройства, произведен поиск научно-технической и патентной информации, включая зарубежные источники, с целью изучения потенциально применимых конструктивных решений.

В виду того, что эксплуатация двух лифтов одним приводом схожа с эксплуатацией двух близко расположенных скважин групповым приводом, в первую очередь, были рассмотрены наиболее подходящие из известных групповых приводов скважинных штанговых насосов (СШН) на предмет возможности их применения для решения поставленной научной задачи в двухлифтовых УСШН.

Область применения групповых приводов – кустовые эксплуатационные скважины, расположенные группами на расстоянии между устьями 5—7 м, но есть решения для расстояния до 0,8 м. Согласно [12, 97] расстояние между скважинами, эксплуатируемыми с применением СШН, выбирается в пределах, обусловленных необходимостью расположения НП, причём это расстояние зависит от мощности НП. При индивидуальном приводе таких скважин часто возникает проблема размещения двух НП на ограниченной площадке, как и в двухлифтовых УСШН, что в последующем создаёт трудности в проведении ПРС. Для анализа выделены решения с минимально возможным расстоянием между скважинами.

Анализ литературы [13, 40, 45 и др.] и патентной информации [1—5, 7, 9, 11, 58, 60, 61, 63 и др.] показал, что использование отобранных патентов не в полной мере решает поставленную задачу, поэтому предложена новая идея решения для дальнейшей проработки.

Предлагаемая двухлифтовая УСШН [66—68, 87] включает НП 1 (рисунок 2.2) с тяговым органом 2 (канатом, лентой и др.), специальное устройство 3, названное преобразователем длины хода (далее – преобразователь), два лифта 4 и 5, включающих соответствующие подвески 6 и 7, связанные между собой посредством гибкого элемента 8 преобразователя 3, колонны штанг 9 и 10 и насосы 11 и 12, размещённые в соответствующих изолированных друг от друга, например, пакером 13 колоннах труб 14 и 15, спущенных в скважину и герметично подвешенных в устьевой арматуре 16, установленной на устье скважины.



1 – НП (СК); 2 – тяговый орган (канат); 3 – преобразователь длины хода; 4, 5 – лифты;  
 6, 7 – подвески; 8 – гибкий элемент (цепь); 9, 10 – колонны штанг; 11, 12 – насосы; 13 – пакер;  
 14, 15 – колонны труб; 16 – устьевая арматура; 17 – вал; 18 – опора; 19 – звездочки;  
 20 – барабан; 21 – гибкая тяга (лента); 22 – механизм крепления (стойка)

Рисунок 2.2 – Схема предлагаемой двухлифтовой УСШН

В качестве НП предполагается применение или, как показано на рисунке, СК или ПЦ. НП подбирается с максимальной нагрузкой в ТПШ, большей на 5—10 % суммарного веса обоих лифтов. Предполагается, что один из лифтов, например, 5, с большей нагрузкой с ТПШ (ЛБН), чем другой, соответственно – 4, по причине разницы глубин спуска насосов 12 и 11, большей производительности и др.

Преобразователь 3 (на рисунке 2.2 вид А) представляет собой вал 17, присоединенный к НП 1 с возможностью вращения в опорах 18 и возвратно-поступательного движения вместе с тяговым органом 2, в случае с СК – канатом, на котором жестко посажены или изготовлены заодно с валом 17, как схематично показано на рисунке, две звездочки (или два шкива или два блока или т.п.) 19 с гибким элементом, соответственно, цепью (или канатом или лентой, или т.п.) 8 для соединения подвесок 3 и 4, и барабан 20 с гибкой тягой 21 (канатом, лентой и т.п.), выполненной с возможностью намотки на барабан 20 при вращении вала 17 преобразователя 3. Свободный конец гибкой тяги 21 закреплён на различном уровне в пределах высоты НП 1 на механизме крепления 22, который выполнен с возможностью фиксации относительно устья скважины. Механизм крепления 22 может быть в виде неподвижной отдельно стоящей стойки, как на рисунке 2.2, с креплением гибкой тяги 21 на разной высоте или в виде зажима на устьевой арматуре 16, или на другом фиксированном относительно устья скважины элементе наземного оборудования, например, на стойке балансира СК 1, или в виде другого механизма.

Барабан 19 (рисунок 2.2) с гибкой тягой, допустим – лентой 21, предназначен для управления режимами работы преобразователя. В частности, длина хода лифтов регулируется изменением среднего диаметра внешнего ряда намотанной на барабан ленты. Изменение среднего диаметра внешнего ряда ленты на барабане производится бесступенчато намоткой ленты на барабан или смоткой с него с фиксацией свободного конца на механизме крепления 22. Средний диаметр внешнего ряда намотки ленты на барабан  $D_6$ , мм, вычисляют по формуле (2.1).

$$D_6 = D_{3B} \cdot u , \quad (2.1)$$

где  $D_6$  – средний диаметр внешнего ряда намотки ленты на барабан, мм;

$D_{3B}$  – делительный диаметр звёздочек (шкивов, блоков или др.) преобразователя, мм;

$i$  – передаточное число преобразователя.

Конец ленты 21 (рисунок 2.2) может быть закреплён на механизме крепления, допустим, как показано на рисунке, стойке 22, ниже крайнего нижнего положения преобразователя 3 для обеспечения большего хода лифта с ЛБН или закреплён на стойке 22 выше крайнего верхнего положения преобразователя 3 для обеспечения большего хода лифта с меньшей нагрузкой в ТПШ (ЛМН), или закреплён на стойке 22 между крайними верхним и нижним положениями преобразователя 3 для обеспечения двойного подъёма и спуска хода лифтов во время одного рабочего цикла СК. Длина ленты 21 рассчитывается с учетом всего диапазона изменения диаметров намотки на барабан 20. Аналогичного результата можно добиться, намотав гибкую тягу в обратном упомянутому направлении, тогда предлагаемая установка будет работать зеркально тому, что описано выше.

Работа предлагаемой установки осуществляется следующим образом.

В скважину (рисунок 2.2) спускают скважинное оборудование. Сначала спускают и подвешивают на устьевой арматуре 16 оборудование лифта 5: колонну труб 15 с пакером 13 для разобщения объектов эксплуатации (пластов), далее спускают штанговый насос 12, например, вставной, колонну штанг 10 с устьевым штоком. Потом аналогично спускают оборудование лифта 4, включающее колонну труб 14, насос 11, колонну штанг 9 с устьевым штоком. Устьевые штоки уплотняются в устьевых сальниках устьевой арматуры 16.

Возле устья скважины монтируется НП 1, например, как на рисунке 2.2, СК, с подвешенным на канате 2 преобразователем 3 с цепями 8 и подвесками 6 и 7. Колонны штанг 11 и 12 после подгонки подвешиваются за устьевые штоки на подвесках 6 и 7 соответственно. На рисунке 2.2 плунжеры насосов 11 и 12, соответственно подвески 6 и 7, а также преобразователь 3 находятся в крайних нижних положениях. Возможны и другие варианты подгонки колонн штанг, например, плунжер насоса 11 располагают в верхней части цилиндра насоса 11, а плунжер насоса 12 – в нижней части цилиндра насоса 12 для работы в разных циклах работы лифтов

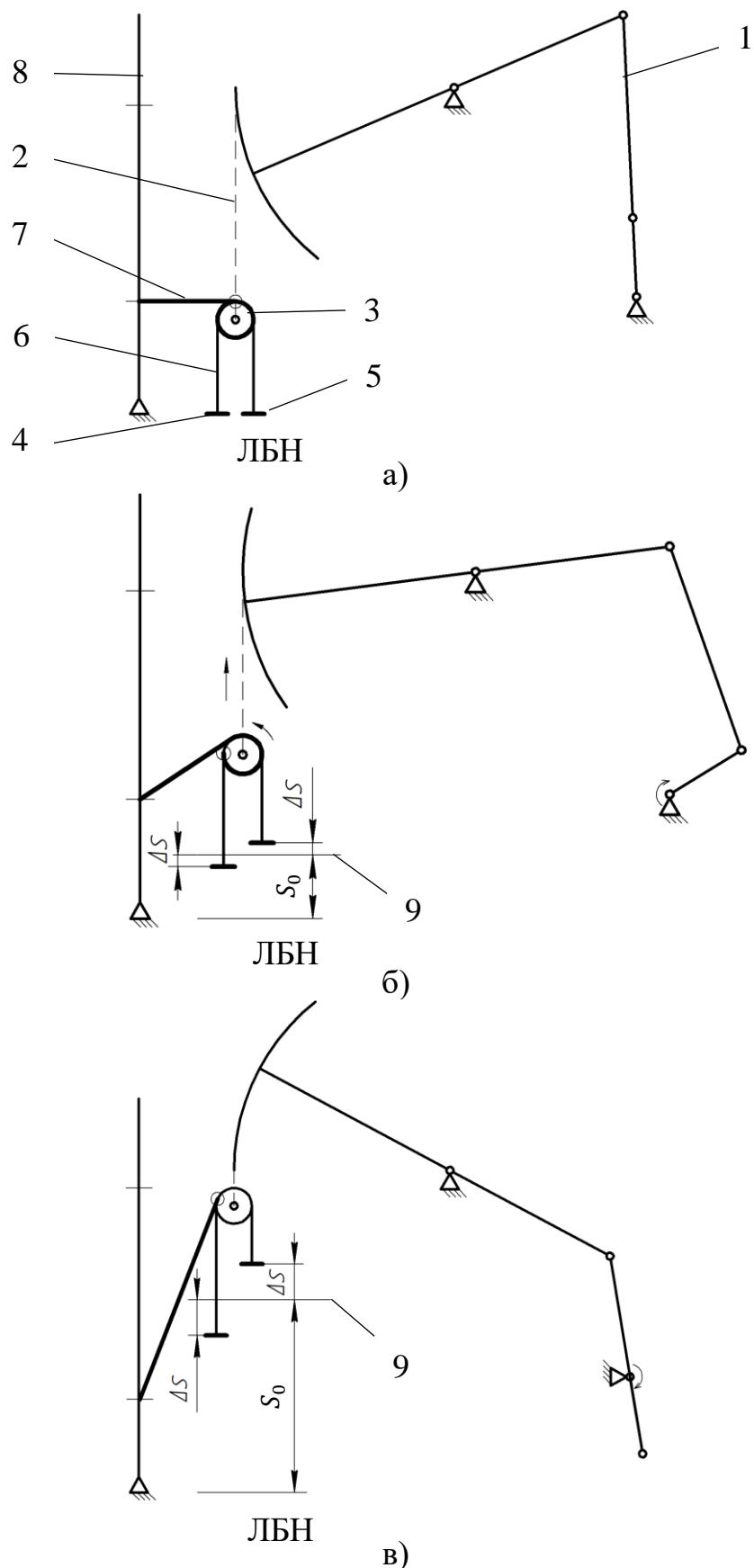
(всасывание или нагнетание), или другие варианты расположения для решения других технологических задач. Свободный конец намотанной на барабан 20 ленты 21 прикрепляют к механизму крепления 22, например, к неподвижной отдельно стоящей стойке.

При работе СК 1 канат 2 совершаet возвратно-поступательное движение, приводя в возвратно-поступательное движение преобразователь 3 и подвешенные на нём лифты 4 и 5. При этом ЛБН, допустим 5, постоянно тянет через цепи 8 и вращающийся на опорах 18 вал 17 преобразователя 3 ЛМН, соответственно 4. С целью обеспечения контролируемого перемещения лифтов 4 и 5 свободный конец ленты 21 должен быть зафиксирован.

Предполагается применение четырёх основных вариантов эксплуатации установки, которые можно реализовать, меняя точку крепления свободного конца ленты 21 на стойке 22. Для упрощения описания и понимания далее рассматривается только наземная часть установки, так как плунжеры насосов 11 и 12 будут перемещаться в общем так же, как и подвески 6 и 7.

1. Эксплуатация установки с одинаковой длиной хода и частотой качаний лифтов 4 и 5, равной длине хода и частоте качаний НП 1. Для этого вращение вала 17 преобразователя 3 блокируется, например, соединением подвесок 6 и 7 друг к другу или другим способом. Установка работает аналогично обычной УСШН.

2. Эксплуатация установки с большей, чем у НП 1, длиной хода ЛБН, например, 5 (рисунок 2.2) и меньшей длиной хода ЛМН, соответственно 4. Это достигается фиксацией свободного конца ленты 21 на стойке 22 ниже или на уровне крайнего нижнего положения преобразователя 3.



1 – СК; 2 – канат; 3 – преобразователь; 4 – подвеска ЛМН; 5 – подвеска ЛБН; 6 – цепь;  
7 – лента; 8 – стойка; 9 – линия расположения подвесок при одинаковых длинах хода лифтов  
и СК

Рисунок 2.3 – Схема работы установки по варианту 2

В крайнем нижнем положении головки балансира СК 1 (рисунок 2.3 а), как было указано выше, принято, что плунжеры насосов 11 и 12 (рисунок 2.2), соответственно подвески 6 и 7, а также преобразователь 3 находятся в крайних нижних положениях или на рисунке 2.3 подвески 4 и 5. Свободный конец ленты 7 закреплён, допустим, на уровне линии намотки ленты 7 на барабан преобразователя 3 при его крайнем нижнем положении (рисунок 2.3 а). После включения СК 1 (рисунок 2.3 б) канат 2 начинает двигаться вверх, увлекая за собой преобразователь 3, при этом ЛБН (далее на рисунках обозначено как «ЛБН»), допустим 5 (рисунок 2.2), тянет через цепи 8 и вращающийся на опорах 18 вал 17 преобразователя 3 ЛМН 4, но из-за фиксации свободного конца ленты 21 на неподвижной стойке 22 вал 17 преобразователя 3 начинает вращаться против часовой стрелки. В результате поднимается подвеска 5 (рисунок 2.3 б) ЛБН и спускается подвеска 4 ЛМН.

Для сравнения на рисунках 2.3 б и 2.3 в прочерчена линия 9, показывающая положение подвесок 4 и 5 при их одинаковых длинах хода с длиной хода СК 1  $S_0$  при заблокированном преобразователе 3. За время прохождения хода  $S_0$  за счёт вращения вала преобразователя 3 подвеска 5 дополнительно проходит расстояние  $\Delta S$ . В результате подвеска 5 пройдет расстояние  $S_0 + \Delta S$ , а подвеска 4 – расстояние  $S_0 - \Delta S$ .

Дальнейший ход вверх головки балансира СК 1 (рисунок 2.3 в) приводит к дальнейшему пропорциональному увеличению длины хода ЛБН 5 до момента достижения крайнего верхнего положения головки балансира СК, при этом происходит максимальное увеличение длины хода лифта 5.

При ходе вниз происходит работа установки в обратной последовательности (рисунки 2.3 в—2.3 а).

В итоге за цикл работы установки скорость откачки лифта 5 (рисунок 2.2) будет больше, чем скорость откачки СК 1, а скорость откачки лифта 4 будет меньше, чем скорость откачки СК, за счёт изменения длины хода лифтов преобразователем без изменения частоты качаний.

3. Эксплуатация установки с большей, чем у СК 1 (рисунок 2.4) длиной хода ЛМН, например, 4 (рисунок 2.2) при пропорциональном уменьшении длины

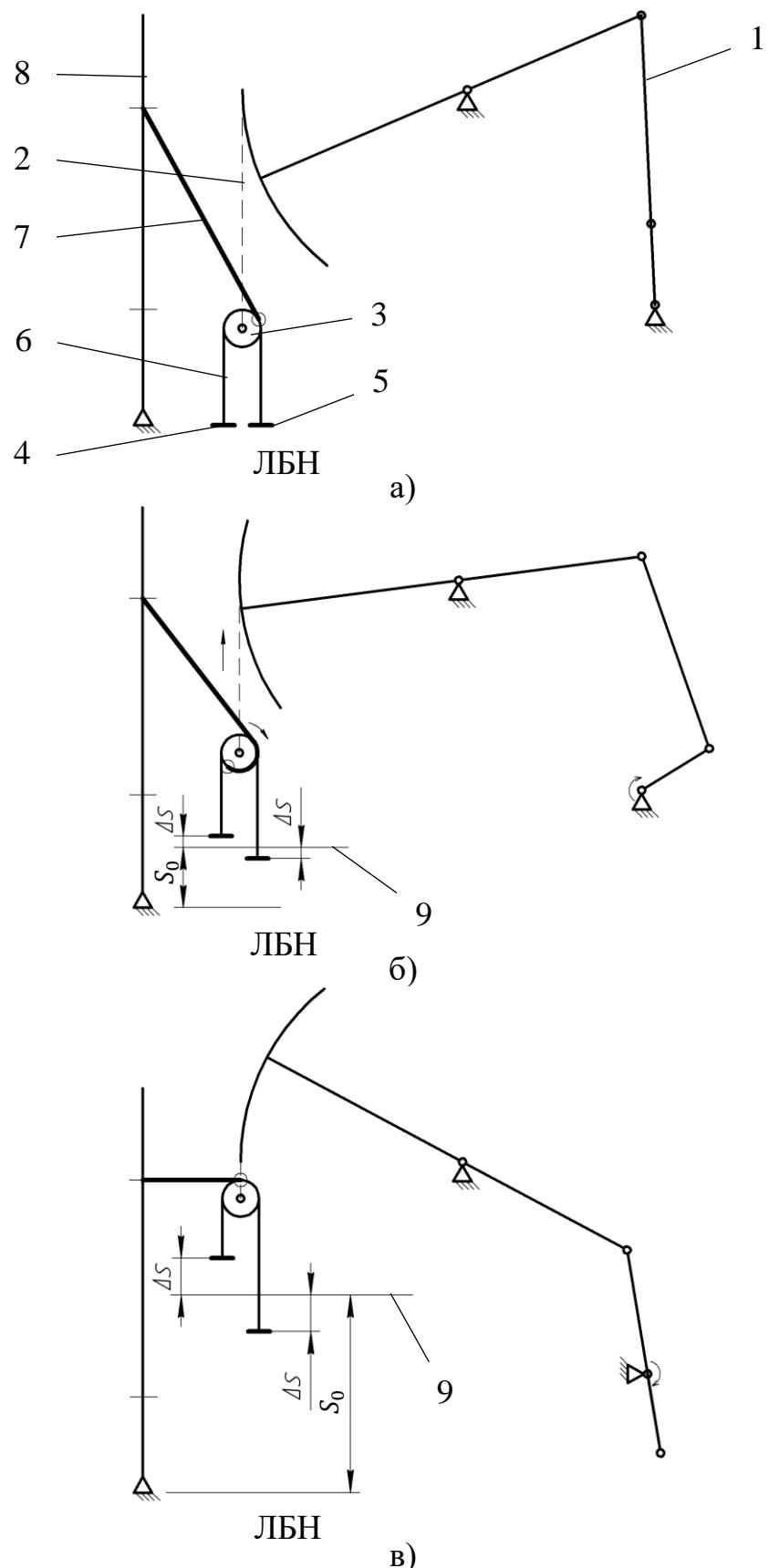
хода ЛБН, соответственно 5. Это достигается фиксацией свободного конца ленты 20 (рисунок 2.4 а) на стойке 8 выше или на уровне крайнего верхнего положения преобразователя 3. Свободный конец гибкой тяги 20 закреплён (для данного примера) на уровне линии намотки тяги 20 на барабан 19 при крайнем верхнем положении преобразователя 3. После включения СК 1 (рисунок 2.4 б) канат 2 начинает двигаться вверх, увлекая за собой преобразователь 3, при этом подвеска 5 ЛБН 5 (рисунок 2.2), тянет через цепи 8 и вращающийся на опорах 18 вал преобразователя 3 подвеску 6 ЛМН 4, поэтому вал преобразователя 3 (рисунок 2.4 б) начинает вращаться по часовой стрелке: поднимается подвеска 4 и спускается подвеска 5.

Для сравнения на рисунках 2.4 б—2.4 в прочерчена линия 9, показывающая одинаковый ход  $S_0$  подвесок 4, 5 и СК 1 при заблокированном преобразователе 3. За время прохождения хода  $S_0$  за счёт вращения вала преобразователя 3 подвеска 4 дополнительно проходит расстояние  $\Delta S$ . В результате подвеска 4 пройдет расстояние  $S_0 + \Delta S$ , а подвеска 5 — расстояние  $S_0 - \Delta S$ .

Дальнейший ход вверх головки балансира СК 1 (рисунок 2.4 в) приводит к пропорциональному увеличению длины хода подвески 4 ЛМН 4 (рисунок 2.2) до момента достижения крайнего верхнего положения головки балансира СК, при этом происходит максимальное увеличение длины хода ЛМН 4.

При ходе вниз происходит работа в обратной последовательности (рисунки 2.4 в—2.4 а).

В итоге за цикл работы установки скорость откачки ЛМН 4 (рисунок 2.2) будет больше, чем скорость откачки СК 1, а скорость откачки ЛБН 5 будет меньше, чем скорость откачки СК, за счёт изменения длины хода лифтов преобразователем без изменения частоты качаний.

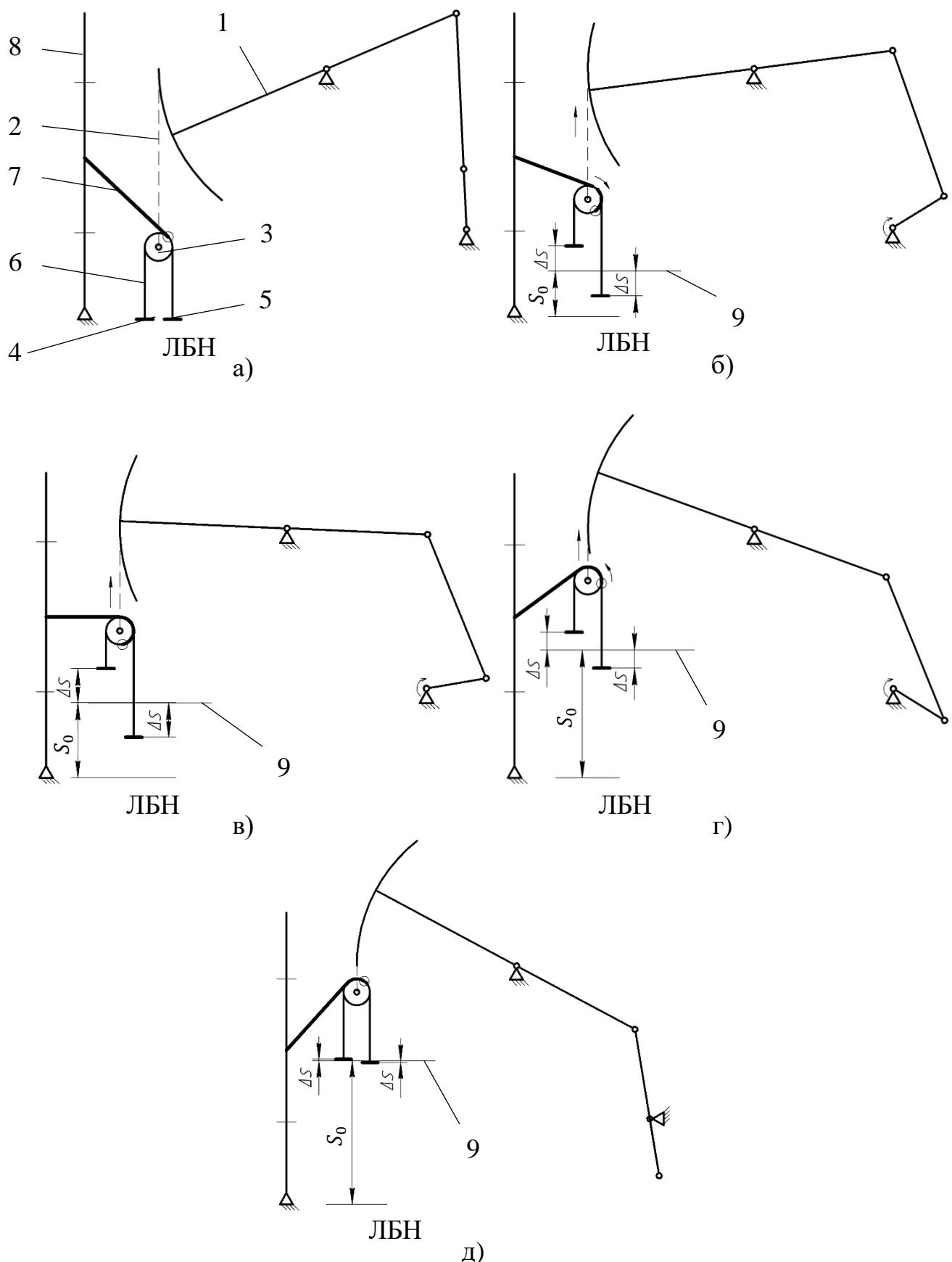


1 – СК; 2 – канат; 3 – преобразователь; 4 – подвеска ЛМН; 5 – подвеска ЛБН; 6 – цепь;  
7 – лента; 8 – стойка; 9 – линия расположения подвесок при одинаковых длинах хода лифтов  
и СК

Рисунок 2.4 – Схема работы установки по варианту 3

4. Для восстановления работоспособности установки (реанимации) без подземного ремонта скважины, например, при засорении клапанов насоса (на рисунке 2.2 показаны условно), исследованиях или других случаях. Реанимация подразумевает кратковременный форсированный режим работы установки до восстановления работоспособности с последующим возвратом на прежний режим. Для этого свободный конец ленты 7 (рисунок 2.5) закрепляется на стойке 8 ниже уровня крайнего верхнего положения преобразователя 3, но выше уровня крайнего нижнего положения, при этом лифты совершают двойной подъём и спуск во время одного рабочего цикла СК 1, причём, меняя место крепления свободного конца ленты 7 в названном интервале, можно плавно изменять режим работы с варианта эксплуатации установки с увеличенной скоростью откачки ЛБН при уменьшенной другого на вариант эксплуатации установки с увеличенной скоростью откачки ЛМН при уменьшении ЛБН.

Допустим, свободный конец ленты 7 закреплён в середине хода преобразователя 3 (рисунок 2.5 а). В крайнем нижнем положении головки балансира СК 1 принято, что подвески 4 и 5, а также преобразователь 3 находятся в крайних нижних положениях. После включения СК (рисунок 2.5 б) канат 2 начинает двигаться вверх, увлекая за собой преобразователь 3, при этом подвеска 5 ЛБН, допустим 5 (рисунок 2.2), тянет через цепи 8 и врачающийся на опорах 18 вал 17 преобразователя 3 подвеску 6 ЛМН 4, поэтому преобразователь 3 начинает вращаться по часовой стрелке: поднимается подвеска 4 (рисунок 2.5 б) и спускается подвеска 5 аналогично варианту эксплуатации установки по п. 3. Лента 7 наматывается на барабан преобразователя 3.



1 – СК; 2 – канат; 3 – преобразователь; 4 – подвеска ЛМН; 5 – подвеска ЛБН; 6 – цепь;  
7 – лента; 8 – стойка; 9 – линия расположения подвесок при одинаковых длинах хода лифтов  
и СК

Рисунок 2.5 – Схема работы установки по варианту 4

Для сравнения на рисунке 2.5 б–2.5 д прочерчена линия 9, показывающая одинаковый ход  $S_0$  подвесок 4, 5 и СК 1 при заблокированном преобразователе 3. За время прохождения хода  $S_0$  за счёт вращения приводного органа 3 подвеска 4 дополнительно проходит расстояние  $\Delta S$ . В результате подвеска 4 пройдет расстояние  $S_0 + \Delta S$ , а подвеска 5 – расстояние  $S_0 - \Delta S$ .

Дальнейший ход вверх головки балансира СК 1 (рисунке 2.5 в) приводит к пропорциональному увеличению длины хода подвески 4 (максимальное увеличение) до момента достижения преобразователем 3 уровня точки крепления ленты 7 на стойке 8 — вращение преобразователя 3 останавливается. С этого момента вал (барабан) преобразователя начинает вращаться в обратную сторону против часовой стрелки по причине разматывания ленты 7 (рисунок 2.5 г), при этом ход подвески 5 начинает увеличиваться, а 4 — уменьшаться аналогично варианту эксплуатации установки по п. 2 с увеличенной скоростью откачки ЛБН при уменьшенной другой лифта.

В момент достижения преобразователем 3 крайнего верхнего положения (рисунок 2.5 д) прирост скорости откачки сводится к минимуму относительно варианта работы установки с одинаковой скоростью откачки (линия 9). При ходе вниз происходит работа установки в обратной последовательности (рисунки 2.5 д—2.5 а). Предполагается, что кратковременная работа установки в таком режиме с резкими сменами направлений перемещения плунжеров насосов позволит очистить насос от мусора и др.

Меняя место крепления свободного конца гибкой тяги 21 (рисунок 2.2) в механизме крепления 22 и используя барабан 19 с возможностью намотки гибкой тяги 21 с последовательным увеличением или уменьшением диаметра намотки, можно добиться бесступенчатого регулирования скорости откачки (длины хода и числа ходов насосов 11 и 12) установки в широком диапазоне дополнительно к регулированию параметров НП 1 и к возможности смены диаметра насосов 11 и 12, что позволит максимально точно согласовать скорости откачки отдельно каждого лифта со скоростью притока пласта. В результате установка будет работать в близком к оптимальному режиму работы (с постоянным динамическим уровнем), что

приведет к повышению коэффициента полезного действия установки и снижению потребляемой электроэнергии, что, в свою очередь, позволит снизить себестоимость добычи нефти.

Возможна работа одного лифта при отказе другого во время ожидания приезда бригады подземного ремонта скважин, что исключает простой исправного насоса при отказе одного из насосов. Для этого фиксируется отказавший лифт, например, закрепляется на устьевой арматуре 16. В результате исправный лифт будет работать с общей длиной хода, равной  $2S_0$ . Кроме того, это качество предлагаемой установки позволяет его применять для увеличения длины хода на обычных скважинах, оборудованных УСШН с одним лифтом, с соответствующим уменьшением частоты качаний, что позволит снизить количество отказов колонны штанг, повысить коэффициент наполнения насоса и др.

Таким образом, предложена реализация способа одновременной и раздельной добычи продукции двух объектов (пластов) скважины с подъемом продукции по отдельным колоннам труб скважинными штанговыми насосами, приводимыми в действие от одного НП, при котором производительность каждого насоса в соответствие с продуктивностью эксплуатируемых пластов достигается применением в подвеске штанговых колонн механического регулируемого преобразователя хода, обеспечивающего разную скорость откачки насосов при одинаковой скорости подвески привода, причем преобразователь хода выполнен в виде барабана с намотанной гибкой тягой, установленного на общем валу со шкивами, через которые перекинуты гибкие элементы, присоединенные концами к колоннам штанг скважинных насосов, а установление требуемого соотношения скоростей откачки насосов достигается изменением высоты закрепления свободного конца гибкой тяги барабана относительно устья скважины и изменением диаметра его намотки на барабан.

## 2.2 Установление зависимостей между параметрами объектов скважины, режимами откачки и параметрами преобразователя длины хода двухлифтовой установки с одним приводом

В предыдущем параграфе описан предлагаемый способ и двухлифтовая установка для раздельной добычи продукции объектов скважины штанговыми насосами, приводимыми от одного НП, позволяющий согласовать скорости откачки отдельно каждого лифта со скоростью притока объекта. Для реализации предложенного необходимо разработать теорию работы двухлифтовой УСШН с одним НП и преобразователем, в частности:

- установить закон движения ТПШ лифтов установки с преобразователем;
- проанализировать влияние кинематики преобразователя на закон движения ТПШ лифтов;
- произвести сравнительный анализ законов движения ТПШ лифтов двухлифтовых УСШН с двумя приводами и с единственным приводом и преобразователем длины хода;
- установить зависимости для определения производительности лифтов;
- установить зависимости для определения нагрузок в ТПШ лифтов и на НП.

### **2.2.1 Исследование закона движения точек подвеса штанг лифтов и кинематики двухлифтовой УСШН с одним наземным приводом**

Как было показано в предыдущих параграфах, для увеличения производительности лифтов двухлифтовой УСШН наиболее перспективной является применение длинноходовых режимов откачки в сочетании с преобразователем длины хода, обеспечивающим работу насосов при разных скоростях откачки.

При проектировании и эксплуатации предлагаемой УСШН необходимо знать закономерности изменения перемещений, скоростей и ускорений ТПШ лифтов. Эти закономерности влияют на производительность лифтов, нагрузки в колоннах

штанг и единственный привод установки. В качестве НП предполагается применение широко распространённых приводов СШН (ПЦ, СК) с уже известной кинематикой рабочего органа (ТПШ). Введение преобразователя в состав двухлифтовой УСШН в сочетании с одним НП вносит изменения в эти закономерности.

Закон движения ТПШ зависит от кинематической схемы НП, которая изучается путём кинематического анализа. Основными задачами кинематического анализа всякого механизма являются три задачи: во-первых, определение положений отдельных звеньев в интересующих нас положениях всего механизма в целом, во-вторых, определение их скоростей и, в-третьих, определение их ускорений. Применительно к НП предлагаемой установки (комбинации известного привода с преобразователем длины хода) интересуют вопросы, связанные с определением закона изменения перемещения, скорости и ускорения ТПШ лифтов в зависимости от параметров НП и описание закономерностей влияния преобразователя на них.

Преобразователь двухлифтовой УСШН с одним НП представляет собой совокупность механизмов, предназначенных для преобразования возвратно-поступательного движения рабочего органа (канатной подвески) НП с известными длиной хода и частотой качания в возвратно-поступательные движения ТПШ лифтов с разными длинами хода, отличными от длины хода привода, и частотой качаний, равной частоте качаний привода.

В самом преобразователе можно выделить механизмы преобразования возвратно-поступательного движения канатной подвески НП во вращение вала и преобразования вращения вала в возвратно-поступательные движения ТПШ лифтов. Соответственно, перемещения, скорость и ускорения ТПШ лифтов образуются суммированием перемещений, скоростей и ускорений в механизмах преобразователя, задаваемых НП.

Таким образом, для установления закона движения ТПШ лифтов необходимо знать закон движения преобразователя. Для начала, определим кинематику преобразователя, без учёта кинематики НП.

Рассмотрим работу установки по варианту эксплуатации 2 (рисунок 2.3) подробнее. На рисунке 2.6 изображена схема для определения зависимости

перемещения ТПШ лифтов от перемещения преобразователя. Для упрощения рассуждений свободный конец ленты зафиксирован на стойке ниже крайнего нижнего положения преобразователя вертикально с целью исключения дополнительных сил при работе установки.

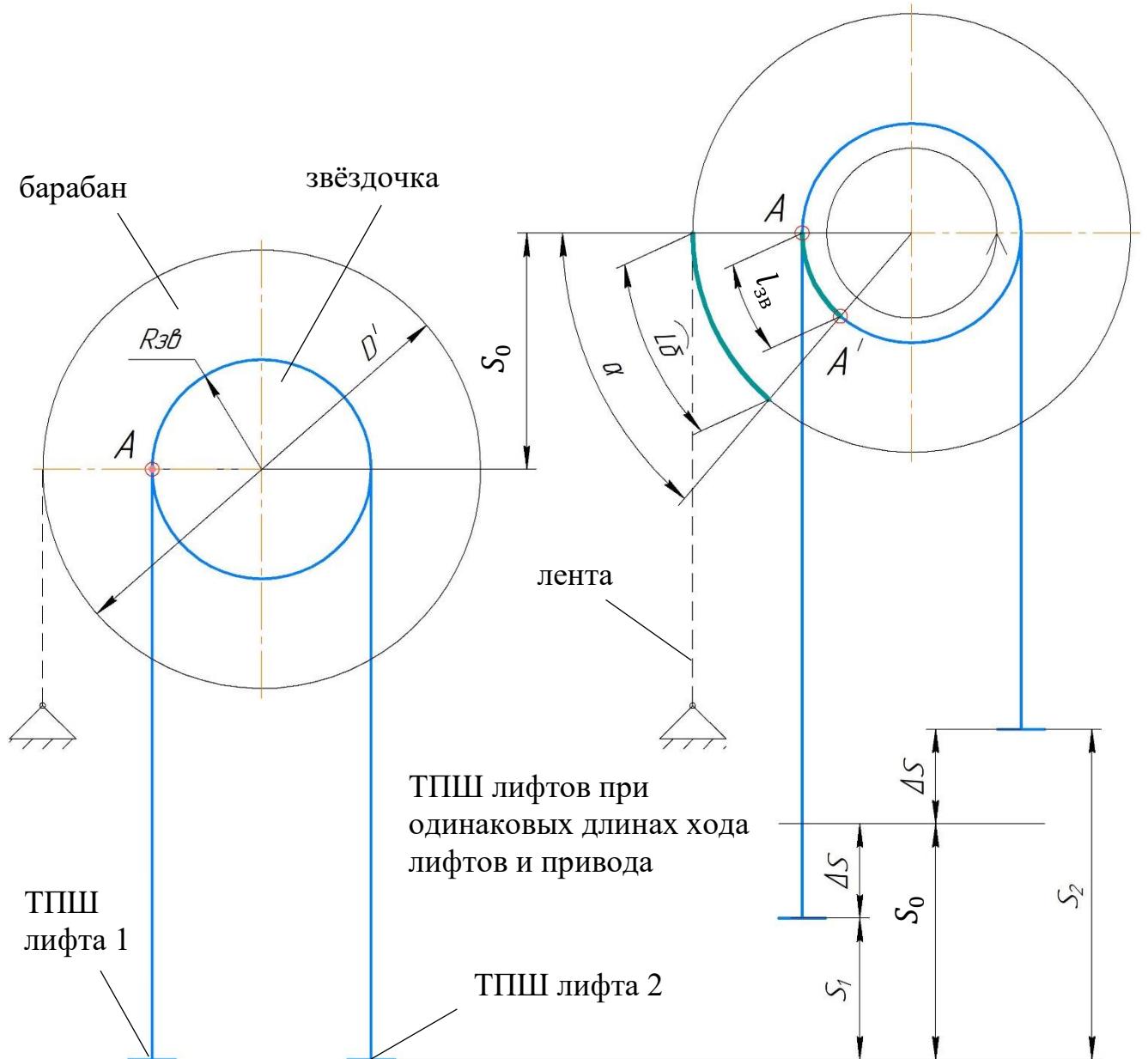


Рисунок 2.6 – Расчётная схема для определения зависимости перемещения ТПШ лифтов от перемещения преобразователя

Допустим, нагрузка в ТПШ лифта 2 (рисунок 2.6) превышает нагрузку в ТПШ лифта 1 и лифт 2 является более производительным, следовательно, должен иметь

большую длину хода. Также примем в качестве исходного положение рабочего органа НП (головки балансира СК или подвески ПЦ) в нижней мёртвой точке и расположение подвесок преобразователя на одном уровне (возможен вариант исходного положения подвесок на разном уровне) – изображено на левой части рисунка 2.6. Ход вверх рабочего органа НП (на рисунке не показан) сопровождается ходом вверх преобразователя вслед за канатом (на рисунке не показан) аналогично традиционной УСШН с канатной подвеской вместо преобразователя. При этом ЛБН 2 будет «перевешивать» ЛМН 1, вращая вал со звёздочками (далее – вал-звёздочка) и, тем самым, приводя преобразователь в действие. «Падению» лифта 2 с большей нагрузкой в ТПШ препятствует намотанная на барабан преобразователя лента, закреплённая как показано на рисунке 2.6. В результате длина хода ТПШ лифта 2 будет увеличиваться, а лифта 1 – уменьшаться по отношению к длине хода рабочего органа НП, как изображено на правой части рисунка 2.6, точка  $A$  переходит в точку  $A^I$ .

Длина хода каждого из лифтов  $S_1$  и  $S_2$  будет изменяться на одинаковую величину  $\Delta S$ , равную длине дуги  $l_{3B}$ , описываемой радиусом звёздочки  $R_{3B}$ , соответствующей углу поворота  $\alpha$  вала-звёздочки за время хода вверх  $S_0$  преобразователя.

Тогда, длину хода лифтов 1 (менее производительного) и 2 (более производительного) можно выразить следующей формулой (2.2).

$$S_{1,2} = S_0 \mp \Delta S , \quad (2.2)$$

где  $S_1$  и  $S_2$  – длина хода лифтов 1 и 2 соответственно, м;

$\Delta S$  – величина изменения длины хода лифтов, м.

Здесь и далее верхний знак в формулах относится к первому значению функции.

Величина изменения длины хода лифтов  $\Delta S$  определяется по формуле (2.3) [24].

$$\Delta S = l_{3B} = \frac{R_{3B} \cdot \alpha \cdot \pi}{180^\circ} , \quad (2.3)$$

где  $l_{3B}$  – длина дуги, мм;

$R_{3B}$  – радиус звёздочки, мм;

$\alpha$  – угол поворота звёздочки,  $^\circ$ .

Из формулы (2.3) остаётся неопределённым угол поворота звёздочки  $\alpha$ , который зависит от длины хода НП  $S_0$  и диаметра внешнего ряда намотанной на барабан преобразователя ленты  $D$ . Значение  $S_0$  можно принять как постоянную, не меняющуюся в течение цикла работы, но значение  $D$  при этом меняется.

Во время хода вверх или вниз НП диаметр внешнего ряда намотанной на барабан ленты меняется из-за намотки ленты рядами, друг на друга, по спирали (рисунок 2.7). Так, если в начале хода вверх НП, когда преобразователь находится в крайнем нижнем положении, диаметр внешнего ряда имеет наибольшее значение, то в конце хода вверх НП, в крайнем верхнем положении преобразователя, – наименьшее значение – лента во время хода вверх разматывается с барабана. При ходе вниз НП всё происходит в обратной последовательности.

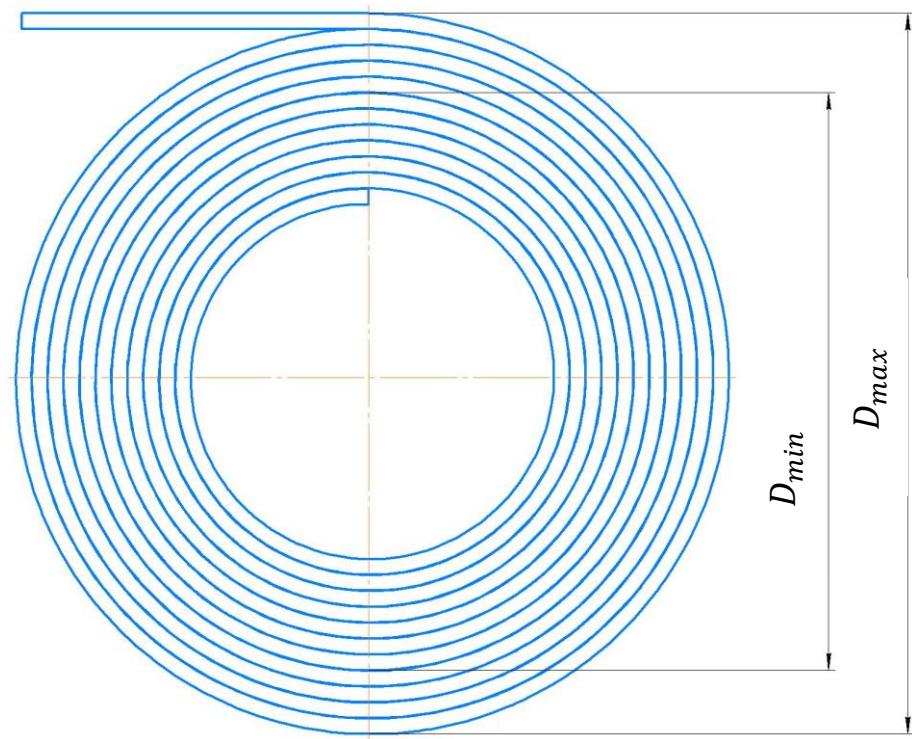


Рисунок 2.7 – Условное изображение намотки ленты на барабан преобразователя

Поэтому для упрощения дальнейших расчётов воспользуемся средним диаметром внешнего ряда намотанной на барабан ленты, который определяется по формуле (2.4).

$$D_6 = \frac{D_{6max} + D_{6min}}{2} , \quad (2.4)$$

где  $D_6$  – средний диаметр внешнего ряда намотанной на барабан ленты, мм;

$D_{6max}$  – диаметр внешнего ряда намотанной на барабан ленты в крайнем нижнем положении преобразователя во время хода НП, мм;

$D_{6min}$  – диаметр внешнего ряда намотанной на барабан ленты в крайнем верхнем положении преобразователя во время хода НП, мм.

Тогда, зная, что барабан жёстко соединён с валом-звёздочкой, угол поворота звёздочки  $\alpha$ , который представляет собой величину угла поворота радиуса  $D_6/2$  внешнего ряда намотанной на барабан ленты до размотки длины ленты, равной длине хода НП (преобразователя)  $S_0$ , определится по формуле (2.5).

$$\alpha = \frac{180^\circ \cdot S_0}{\pi \cdot D_6/2} = \frac{360^\circ \cdot S_0}{\pi \cdot D_6} . \quad (2.5)$$

Подставив значение  $\alpha$  из формулы (2.5) в формулу (2.3), преобразовав, получим формулу (2.6).

$$\Delta S = \frac{D_{3B} \cdot S_0}{D_6} . \quad (2.6)$$

Отношение среднего диаметра внешнего ряда намотанной на барабан ленты к диаметру звёздочки преобразователя в формуле (2.6) является передаточным числом преобразователя (формула (2.7)).

$$u = \frac{D_{cp}}{D_{3B}} . \quad (2.7)$$

Подставив полученное выражение (2.7) в формулу (2.6) получим формулу (2.8) для определения передаточного числа преобразователя, при котором обеспечивается требуемая для эксплуатации объекта скважины длина хода.

$$u = \frac{S_0}{\Delta S} . \quad (2.8)$$

В результате для определения длины хода ТПШ лифтов 1 (менее производительного) и 2 (более производительного) получена формула (2.9).

$$S_{1,2} = S_0 \cdot \left( 1 \mp \frac{1}{u} \right) . \quad (2.9)$$

Тогда скорости перемещения ТПШ лифтов  $\vartheta_1$  и  $\vartheta_2$  можно выразить формулой (2.10).

$$\vartheta_{1,2} = \frac{S_{1,2}}{T} = \frac{S_0}{T} \cdot \left(1 \mp \frac{1}{u}\right) = \vartheta \cdot \left(1 \mp \frac{1}{u}\right), \quad (2.10)$$

где  $T$  – продолжительность хода вверх или хода вниз одного цикла работы НП, с, которое, в первом приближении, принято равным, но в зависимости от кинематики НП, в частности СК, может отличаться [14]. Определяется по формуле (2.11).

$$T = \frac{30}{n}, \quad (2.11)$$

где  $\vartheta$  – скорость движения рабочего органа НП при ходе вверх или ходе вниз, м/с.

Ускорения ТПШ лифтов могут быть определены по формуле (2.12).

$$a_{1,2} = \frac{\vartheta_{1,2}}{T} = \frac{\vartheta}{T} \cdot \left(1 \mp \frac{1}{u}\right) = a \cdot \left(1 \mp \frac{1}{u}\right), \quad (2.12)$$

где  $a$  – ускорение рабочего органа НП при ходе вверх или ходе вниз, м/с<sup>2</sup>.

При ходе рабочего органа НП с ТПШ лифтов вниз лифт 2 с большей нагрузкой в ТПШ за счет разницы нагрузок возвращает лифты в исходное положение. Далее циклы повторяются.

Из полученных формул следует, что длина хода, скорость и ускорения лифтов зависят от длины хода, скорости и ускорения НП и передаточного числа преобразователя длины хода. Теоретически в формуле (2.7) значение передаточного числа может быть любым положительным числом, т. е.  $u \in (0; \infty)$ . В то же время  $D_{cp} \neq 0$ , т. к. при этом нарушается физический смысл параметра. Отсюда,  $u \neq 0$ , но стремится к 0. Представляет интерес исследование функции перемещения ТПШ лифтов, как базового кинематического параметра работы установки, от передаточного числа преобразователя. На рисунке 2.8 представлен график, построенный по формулам (2.9) при длине хода НП  $S_0 = 3,5$  м и 6 м.

Как видно из графика длины ходов лифтов интенсивно изменяются в пределах передаточного числа преобразователя от 0,5 до 3,5 с последующим выполнением при его дальнейшем увеличении.

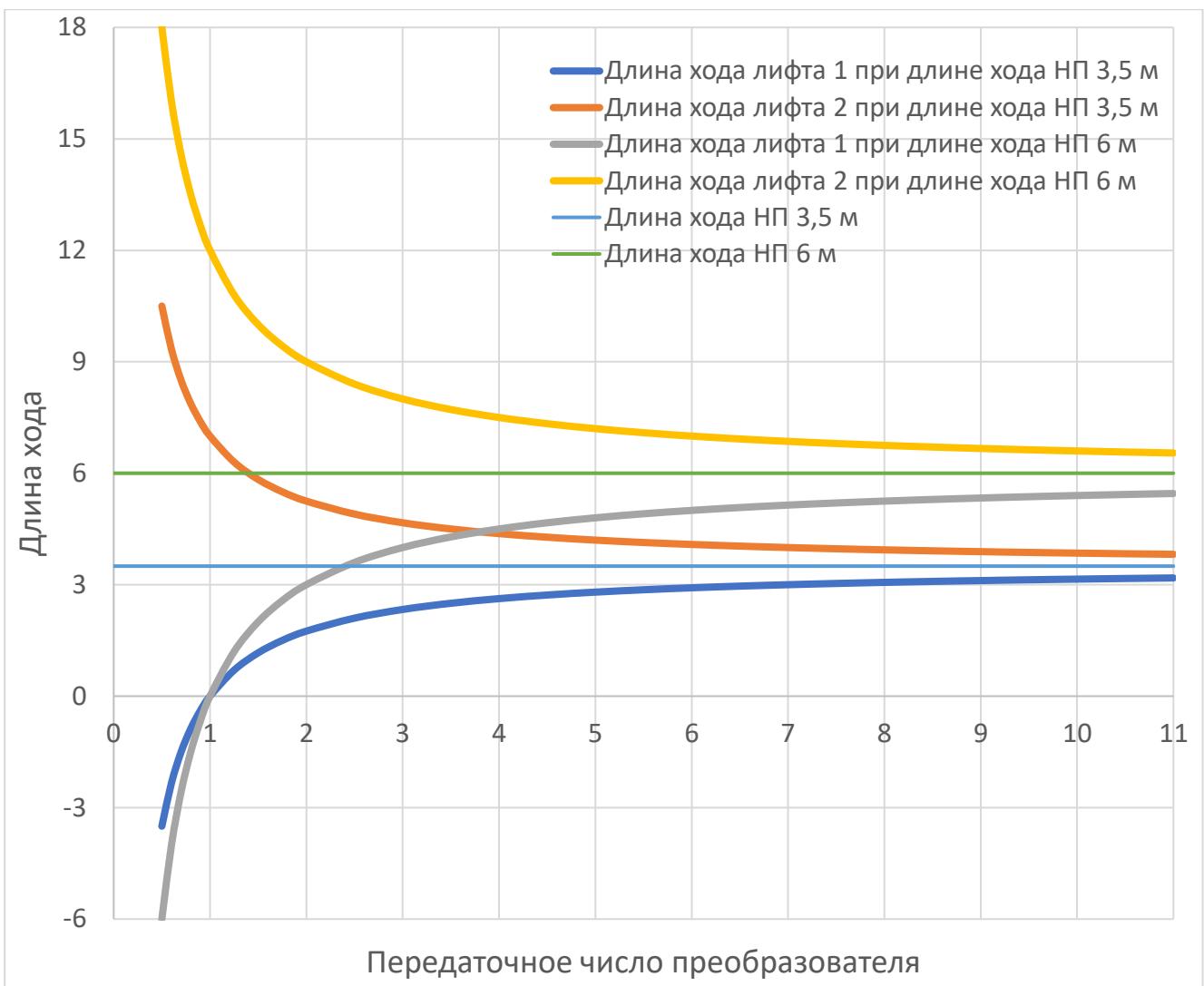


Рисунок 2.8 – График изменения длины хода лифтов  $S_1$  и  $S_2$  в зависимости от изменения передаточного числа преобразователя  $u$

Следует отметить, что при значении  $u = 1$ , т. е. в случае равенства среднего диаметра внешнего ряда намотанной на барабан ленты диаметру звездочки  $D_{\text{ср}} = D_{3B}$ , величина изменения длины хода лифтов  $\Delta S$  становится равной длине хода НП  $S_0$ , что приводит к удвоению хода более производительного лифта, например,  $S_2 = 2S_0$ , при этом ход другого лифта  $S_1$  становится равным 0, что на практике – в течение всего цикла работы УСШН ТПШ лифта остается неподвижной.

При значениях  $u < 1$ , т. е. в случае, когда средний диаметр внешнего ряда намотанной на барабан ленты меньше диаметра звездочки  $D_{\text{ср}} < D_{3B}$ , происходит дальнейшее увеличение длины хода более производительного лифта и обратный

ход (перемещение вниз в скважину) ТПШ менее производительного лифта. На практике данный эффект можно использовать при необходимости получения хода кратно большего чем длина хода НП при соответствующем исходном расположении ТПШ лифтов.

В то же время увеличение передаточного числа преобразователя более 10 из практических соображений представляется нецелесообразным. При этом разница между длиной хода НП и длинами хода лифтов получаются менее 10 %, поэтому лифты целесообразно эксплуатировать с одинаковой длиной хода, равной длине хода НП.

Введем коэффициент  $\varepsilon$

$$\varepsilon_{1,2} = 1 \mp \frac{1}{u} . \quad (2.13)$$

Физический смысл коэффициента  $\varepsilon$  состоит в том, что он показывает во сколько раз преобразуются (увеличиваются или уменьшаются) кинематические параметры НП для изменения длины хода ТПШ лифтов.

Кинематика преобразователя в варианте эксплуатации 3 одинакова с кинематикой в варианте эксплуатации 2 с тем отличием, что большая длина хода будет у лифта с меньшей нагрузкой в ТПШ и применима в случае его большей производительности.

Определим кинематику ТПШ лифтов с учётом кинематики НП. Эксплуатация двухлифтовой УСШН в длинноходовых режимах возможна при применении как СК с максимально возможной длиной хода, так и ПЦ с длиной хода от 3 м, но предпочтительнее последние по причине очевидных преимуществ редуцирующего преобразующего механизма привода, который обеспечивает равномерное на преобладающей части хода (90 %) движение колонны штанг, и возможности эксплуатации с длиной хода 6 м и более.

Определим, в первую очередь, итоговые перемещения, скорости и ускорения ТПШ лифтов двухлифтовой УСШН с ПЦ в качестве НП. Кинематика цепного преобразующего механизма ПЦ описана в [21], в которой, в том числе, описана

кинематика применяемой в серийно выпускаемых приводах схемы преобразующего механизма с кареткой и одинаковыми диаметрами ведущей и ведомой звёздочек (рисунок 2.9).

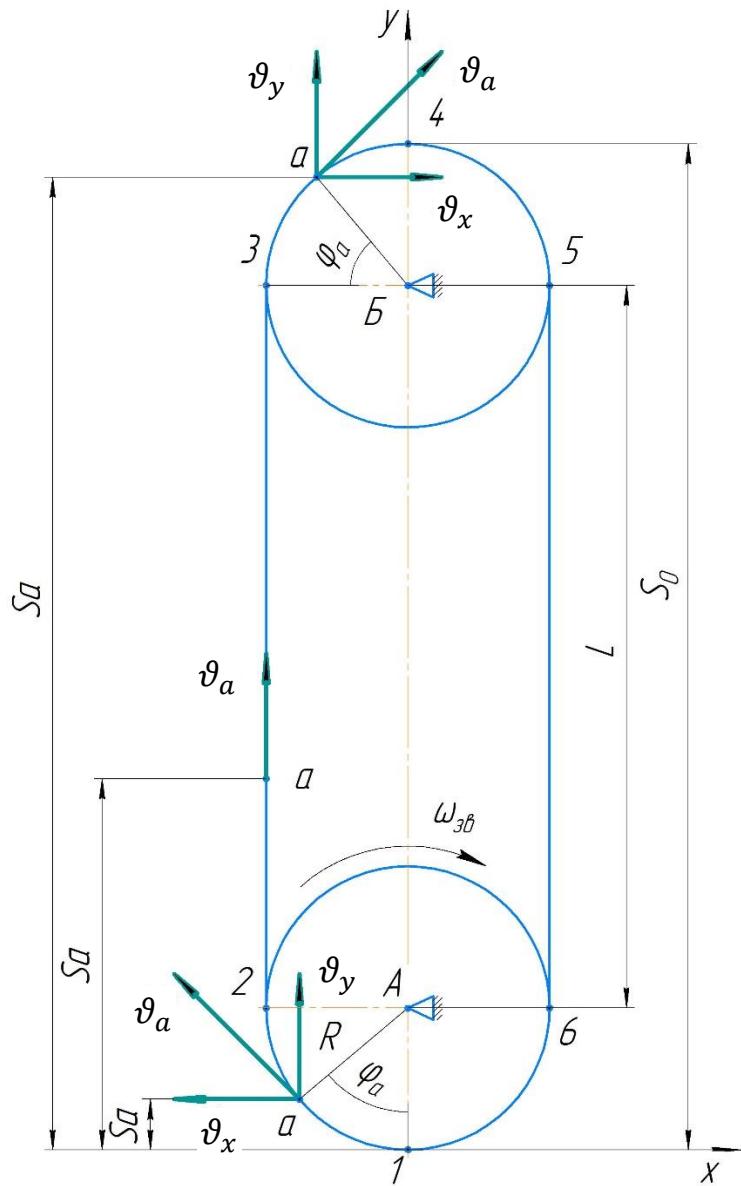


Рисунок 2.9 – Кинематическая схема преобразующего механизма ПГ

Для этой схемы выражения для определения перемещений  $S$ , скоростей  $\vartheta$  и ускорений  $a$  ТПШ в течение всего цикла работы привода в любой момент времени  $t$ , начиная от точки 1 (рисунок 2.9) можно представить в виде (2.14)–(2.16) [20].

$$\left. \begin{aligned} S_{1-2} &= \frac{S_0}{k} (1 - \cos[2n(1,14 + k)t]) & , \\ S_{2-3} &= 2nS_0 \left( \frac{1,14}{k} + 1 \right) (t - t_w) & , \\ S_{3-4} &= \frac{S_0}{k} \sin \left[ 2n(1,14 + k) \left( t + t_w - \frac{1}{2n} \right) \right] & , \\ S_{4-5} &= -\frac{S_0}{k} \left( 1 - \cos \left[ 2n(1,14 + k) \left( t - \frac{1}{2n} \right) \right] \right) & , \\ S_{5-6} &= -2nS_0 \left( \frac{1,14}{k} + 1 \right) \left( t - t_w - \frac{1}{2n} \right) & , \\ S_{6-1} &= -\frac{S_0}{k} \sin \left[ 2n(1,14 + k) \left( t + t_w - \frac{1}{n} \right) \right] & . \end{aligned} \right\} \quad (2.14)$$

$$\left. \begin{aligned} \vartheta_{1-2} &= 2nS_0 \left( \frac{1,14}{k} + 1 \right) \sin[2n(1,14 + k)t] & , \\ \vartheta_{2-3} &= 2nS_0 \left( \frac{1,14}{k} + 1 \right) & , \\ \vartheta_{3-4} &= 2nS_0 \left( \frac{1,14}{k} + 1 \right) \cos \left[ 2n(1,14 + k) \left( t + t_w - \frac{1}{2n} \right) \right] & , \\ \vartheta_{4-5} &= -2nS_0 \left( \frac{1,14}{k} + 1 \right) \sin \left[ 2n(1,14 + k) \left( t - \frac{1}{2n} \right) \right] & , \\ \vartheta_{5-6} &= -2nS_0 \left( \frac{1,14}{k} + 1 \right) & , \\ \vartheta_{6-1} &= -2nS_0 \left( \frac{1,14}{k} + 1 \right) \cos \left[ 2n(1,14 + k) \left( t + t_w - \frac{1}{n} \right) \right] & . \end{aligned} \right\} \quad (2.15)$$

$$\left. \begin{aligned} a_{1-2} &= 4n^2S_0 \left( \frac{1,3}{k} + k + 2,28 \right) \cos[2n(1,14 + k)t] & , \\ a_{2-3} &= 0 & , \\ a_{3-4} &= -4n^2S_0 \left( \frac{1,3}{k} + k + 2,28 \right) \sin \left[ 2n(1,14 + k) \left( t + t_w - \frac{1}{2n} \right) \right] & , \\ a_{4-5} &= -4n^2S_0 \left( \frac{1,3}{k} + k + 2,28 \right) \cos \left[ 2n(1,14 + k) \left( t - \frac{1}{2n} \right) \right] & , \\ a_{5-6} &= 0 & , \\ a_{6-1} &= 4n^2S_0 \left( \frac{1,3}{k} + k + 2,28 \right) \sin \left[ 2n(1,14 + k) \left( t + t_w - \frac{1}{n} \right) \right] & . \end{aligned} \right\} \quad (2.16)$$

где  $k$  – кинематический параметр преобразующего механизма

$$k = \frac{S_0}{R} . \quad (2.17)$$

$t_w$  – время движения каретки с ускорением, с;

$R$  – радиус делительной окружности звёздочек преобразующего механизма, м.

Подставив выражение (2.14) вместо  $S_0$  в (2.9), т. к. на преобразователе находятся ТПШ лифтов, а задает движение ПЦ, после преобразований получим итоговые перемещения ТПШ лифтов  $S_{1,2}$  установки от ПЦ с преобразователем по участкам (2.18). Аналогично подставив выражения (2.15) в (2.10) и (2.16) в (2.12) получим скорости  $\vartheta_{1,2}$  (2.19) и ускорения  $a_{1,2}$  (2.20) ТПШ лифтов установки от ПЦ с преобразователем по участкам.

Из (2.20) ускорение имеет максимум в точке 1, а минимум – в точке 4, причем

$$|a_{1,2max}| = |a_{1,2min}| = 4n^2 S_0 \left( \frac{1,3}{k} + k + 2,28 \right) \left( 1 \mp \frac{1}{u} \right) .$$

В результате теоретической проработки определены закономерности изменения перемещения  $S_{1,2}$ , скорости  $\vartheta_{1,2}$  и ускорения  $a_{1,2}$  ТПШ лифтов в течение времени  $t$  цикла работы предлагаемой двухлифтовой УСШН в комбинации преобразователя длины хода с ПЦ в зависимости от параметров ПЦ (длины хода  $S_0$  и частоты качаний  $n$ ) и проанализировано влияние кинематики преобразователя на закон движения ТПШ лифтов. Доказана возможность изменения длины хода лифтов изменением передаточного числа  $u$  преобразователя.

	$S_{1,2}, (2.18)$	$\vartheta_{1,2}, (2.19)$	$a_{1,2}, (2.20)$
1 - 2	$\frac{S_0}{k} (1 - \cos[2n(1,14 + k)t]) \left(1 \mp \frac{1}{u}\right)$	$2nS_0 \left(\frac{1,14}{k} + 1\right) \sin[2n(1,14 + k)t] \left(1 \mp \frac{1}{u}\right)$	$4n^2 S_0 \left(\frac{1,3}{k} + k + 2,28\right) \times$ $\times \cos[2n(1,14 + k)t] \left(1 \mp \frac{1}{u}\right)$
2 - 3	$2nS_0 \left(\frac{1,14}{k} + 1\right) (t - t_w) \left(1 \mp \frac{1}{u}\right)$	$2nS_0 \left(\frac{1,14}{k} + 1\right) \left(1 \mp \frac{1}{u}\right)$	0
3 - 4	$\frac{S_0}{k} \sin \left[2n(1,14 + k) \left(t + t_w - \frac{1}{2n}\right)\right] \times$ $\times \left(1 \mp \frac{1}{u}\right)$	$2nS_0 \left(\frac{1,14}{k} + 1\right) \times$ $\times \cos \left[2n(1,14 + k) \left(t + t_w - \frac{1}{2n}\right)\right] \left(1 \mp \frac{1}{u}\right)$	$-4n^2 S_0 \left(\frac{1,3}{k} + k + 2,28\right) \times$ $\times \sin \left[2n(1,14 + k) \left(t + t_w - \frac{1}{2n}\right)\right] \left(1 \mp \frac{1}{u}\right)$
4 - 5	$-\frac{S_0}{k} \left(1 - \cos \left[2n(1,14 + k) \left(t - \frac{1}{2n}\right)\right]\right) \times$ $\times \left(1 \mp \frac{1}{u}\right)$	$-2nS_0 \left(\frac{1,14}{k} + 1\right) \times$ $\times \sin \left[2n(1,14 + k) \left(t - \frac{1}{2n}\right)\right] \left(1 \mp \frac{1}{u}\right)$	$-4n^2 S_0 \left(\frac{1,3}{k} + k + 2,28\right) \times$ $\times \cos \left[2n(1,14 + k) \left(t - \frac{1}{2n}\right)\right] \left(1 \mp \frac{1}{u}\right)$
5 - 6	$-2nS_0 \left(\frac{1,14}{k} + 1\right) \left(t - t_w - \frac{1}{2n}\right) \times$ $\times \left(1 \mp \frac{1}{u}\right)$	$-2nS_0 \left(\frac{1,14}{k} + 1\right) \left(1 \mp \frac{1}{u}\right)$	0
6 - 1	$-\frac{S_0}{k} \sin \left[2n(1,14 + k) \left(t + t_w - \frac{1}{n}\right)\right] \times$ $\times \left(1 \mp \frac{1}{u}\right)$	$-2nS_0 \left(\frac{1,14}{k} + 1\right) \times$ $\times \cos \left[2n(1,14 + k) \left(t + t_w - \frac{1}{n}\right)\right] \left(1 \mp \frac{1}{u}\right)$	$4n^2 S_0 \left(\frac{1,3}{k} + k + 2,28\right) \times$ $\times \sin \left[2n(1,14 + k) \left(t + t_w - \frac{1}{n}\right)\right] \left(1 \mp \frac{1}{u}\right)$

## **2.2.2 Сравнительный анализ законов движения ТПШ лифтов двухлифтовых УСШН с двумя приводами и с одним приводом и преобразователем длины хода**

Как было показано в 2.2.1 введение в состав двухлифтовой УСШН с одним НП преобразователя длины хода влияет на кинематику обычной установки, поэтому применение известных методик расчета технологических параметров УСШН может привести к существенным отклонениям от фактических. Отсюда представляется практический интерес исследование данного влияния на работу двухлифтовой УСШН, в частности на форму теоретической динамограммы изменения усилий в ТПШ лифтов, а также усилий на привод.

Поскольку в постановке задачи отличием предлагаемой двухлифтовой УСШН с одним НП от двухлифтовой УСШН с двумя НП или обычной УСШН является только иной закон движения верхнего конца колонн штанг лифтов при одинаковых уравнениях и граничных условиях на их нижнем конце, представляется целесообразным использовать принятую в известных трудах постановку задачи, методы решения и упрощения.

В данной работе основные исследования направлены на двухлифтовую УСШН с ПЦ в качестве НП в сочетании с преобразователем длины хода по причине практической актуальности именно такого сочетания и отсутствия методик расчета такого сочетания. В настоящее время, для обычной УСШН с ПЦ принята методика расчёта, описанная в 20, 21, 99.

Цепные приводы предназначены для работы в длинноходовом режиме с малой частотой ходов, поэтому режим работы лифтов УСШН с ПЦ находится в «статической» области [20], т. е. при значениях параметра Коши менее 0,35—0,4.

При построении теоретических динамограмм в ТПШ лифтов и при определении экстремальных нагрузок, когда силы трения в подземной части установки несущественны, можно принять следующие допущения [20]:

1. весь цикл работы установки может быть разбит на два основных участка: участки хода штанг вверх и хода вниз, которые могут рассматриваться раздельно и независимо;

2. инерцией массы столба жидкости и влиянием продольных колебаний в жидкости можно пренебречь, т. к. они, по сравнению с инерцией массы штанг и влиянием продольных колебаний последних, значительно меньше;

3. колебательными процессами в НКТ можно пренебречь;

4. скорости и ускорения в периоды начальных деформаций штанг и труб распределяются вдоль колонны штанг линейно. При таком характере деформации линия нагрузки (линия начальной деформации) на динамограмме усилий в ТПШ также должна быть прямой;

5. скорость движения ТПШ мало изменяется за промежуток времени от конца периода начальной деформации до достижения максимума нагрузки;

6. всеми видами трения в первом приближении можно пренебречь;

7. угловая скорость вращения звездочек преобразующего механизма привода предполагается постоянной;

8. работа УСШН происходит в области, в которой вынужденное движение ТПШ не вызывает заметных явлений резонанса, т. е. не вызывает дополнительных упругих смещений сечений колонны штанг. Вследствие этого основным колебательным процессом в штангах являются свободные продольные колебания (возбуждаемые в момент окончания соответствующего периода начальных деформаций и затухающие к концу каждого полуцикла).

Поскольку инерционные усилия в колонне штанг пропорциональны ускорению их движения, рассмотрим закон изменения ускорения ТПШ на участках, где это ускорение не равно нулю, в функции перемещения ТПШ. Для цепного привода ускорение не равно нулю на участках 1 – 2, 3 – 4, 4 – 5 и 6 – 1 (рисунок 2.9).

Из формул (2.16) с учетом того, что  $\omega_{3B} \cdot t = \varphi_a$ , где  $\omega_{3B}$  – угловая скорость вращения звездочек преобразующего механизма привода;  $t$  – время движения

точки  $a$  на участке траектории с началом отсчета в точке 1 (крайнее нижнее положение подвески цепного привода);  $\varphi_a$  – угловое перемещение точки  $a$ , а также (2.13), ускорения ТПШ лифтов на участке 1 – 2 может быть представлено в виде

$$\begin{aligned} a_1 &= R\omega_{3B}^2 \cos \varphi_A \varepsilon_1 , \\ a_2 &= R\omega_{3B}^2 \cos \varphi_A \varepsilon_2 . \end{aligned} \quad (2.21)$$

Перемещения ТПШ лифтов в функции  $\varphi_A$  на рассматриваемом участке

$$\begin{aligned} S_1 &= R(1 - \cos \varphi_a) \varepsilon_1 , \\ S_2 &= R(1 - \cos \varphi_a) \varepsilon_2 . \end{aligned} \quad (2.22)$$

Подставив  $\cos \varphi_a$  из (2.22) в формулу (2.21), получим выражение для ускорений ТПШ лифтов на участке 1 – 2 в функции перемещения в виде

$$a_{1,2} = (R - S)\omega_{3B}^2 \varepsilon_{1,2} . \quad (2.23)$$

Проведя аналогичные преобразования нетрудно показать, что на участке движения 6 – 1 (см. рисунок 2.9) ускорения ТПШ лифтов меняются по закону

$$a_{1,2} = -S\omega_{3B}^2 \varepsilon_{1,2} . \quad (2.24)$$

В формулах (2.23) и (2.24) индекс функции соответствуют индексу переменной.

Ускорения ТПШ лифтов на участках 4 – 5 и 3 – 4 определяются аналогично (2.23) и (2.24) соответственно, но с противоположным знаком.

Как следует из полученных формул, ускорения ТПШ лифтов предлагаемой установки от ускорения ТПШ обычной установки отличаются коэффициентами  $\varepsilon_1$  и  $\varepsilon_2$ , в частности величина ускорения ТПШ лифта 1 в  $\varepsilon_1$  раз меньше ускорения ТПШ обычной установки, а величина ускорения ТПШ лифта 2 – в  $\varepsilon_2$  раз больше.

Максимальные значения ускорений ТПШ лифтов будут в точке 1, а минимальные значения в точке 4, причём

$$|a_{1,2max}| = |a_{1,2min}| = R \cdot \omega_{3B}^2 \cdot \varepsilon_{1,2} . \quad (2.25)$$

Таким образом, на рассматриваемых участках в функции перемещения ТПШ ускорение меняется по закону прямой пропорциональной зависимости, поэтому, учитывая допущение 4, при выводе выражений для определения усилий можно применить графоаналитический метод.

Рассмотрим образование теоретической динамограммы изменения усилий в точках подвеса штанг лифтов предложенной установки (рисунок 2.10) с учетом инерционных сил. Для упрощения построения динамограмм, примем вес штанг и жидкости лифтов 1 и 2 равными весу штанг и жидкости лифта обычной установки, т. е.  $P_{шт1} = P_{шт2} = P_{шт}$  и  $P_{ж1} = P_{ж2} = P_{ж}$ , где  $P_{шт1}$ ,  $P_{шт2}$  и  $P_{шт}$  – вес колонны штанг соответственно лифта 1 и 2 предлагаемой установки и обычной установки в жидкости;  $P_{ж1}$ ,  $P_{ж2}$  и  $P_{ж}$  – нагрузка от веса столба жидкости соответственно в лифтах 1 и 2 предлагаемой установки и обычной установки.

Теоретическая динамограмма изменения усилий в ТПШ обычной УСШН с учетом инерционных сил, построенная согласно описанию в работе [20], показана на рисунке 2.10 в форме кривой АБЖЗИВГКЛД (тонкая сплошная линия красного цвета) для сравнения с графиками усилий в ТПШ лифтов предложенной установки. Взяв за основу данное описание, построим теоретические динамограммы усилий в ТПШ лифтов предлагаемой установки. Исходное положение ТПШ лифтов предлагаемой установки и ТПШ обычной установки принято в крайнем нижнем положении на одном уровне.

Начнем прослеживать с хода лифтов (плунжеров насосов с открытым нагнетательным клапаном) вниз. Пока канатная подвеска привода – точка подвеса преобразователя (ТПП) или точка *a* движется равномерно от точки 2 к точке 3 рисунок 2.9, нагрузка в ТПШ лифтов равна весу штанг, погруженных в жидкость  $P_{шт}$ , но как только ТПП начинает двигаться с всё возрастающим отрицательным ускорением на участке 3 – 4, на штанги начинает действовать всё возрастающая сила инерции, которая вызывает некоторое удлинение штанг лифтов и повышает нагрузку в точке их подвеса. Ускорение ТПШ более производительного лифта 2 больше, а ускорение ТПШ менее производительного лифта 1 меньше, чем ускорение ТПП, в  $\varepsilon_2$  и  $\varepsilon_1$  раз соответственно. Поэтому в момент остановки плунжера в крайнем нижнем положении ТПП нагрузки в ТПШ лифтов будут определяться уже не точкой А теоретической динамограммы обычной установки, а точками  $A_1$  и  $A_2$  теоретических динамограмм лифтов 1 и 2 предложенной установки.

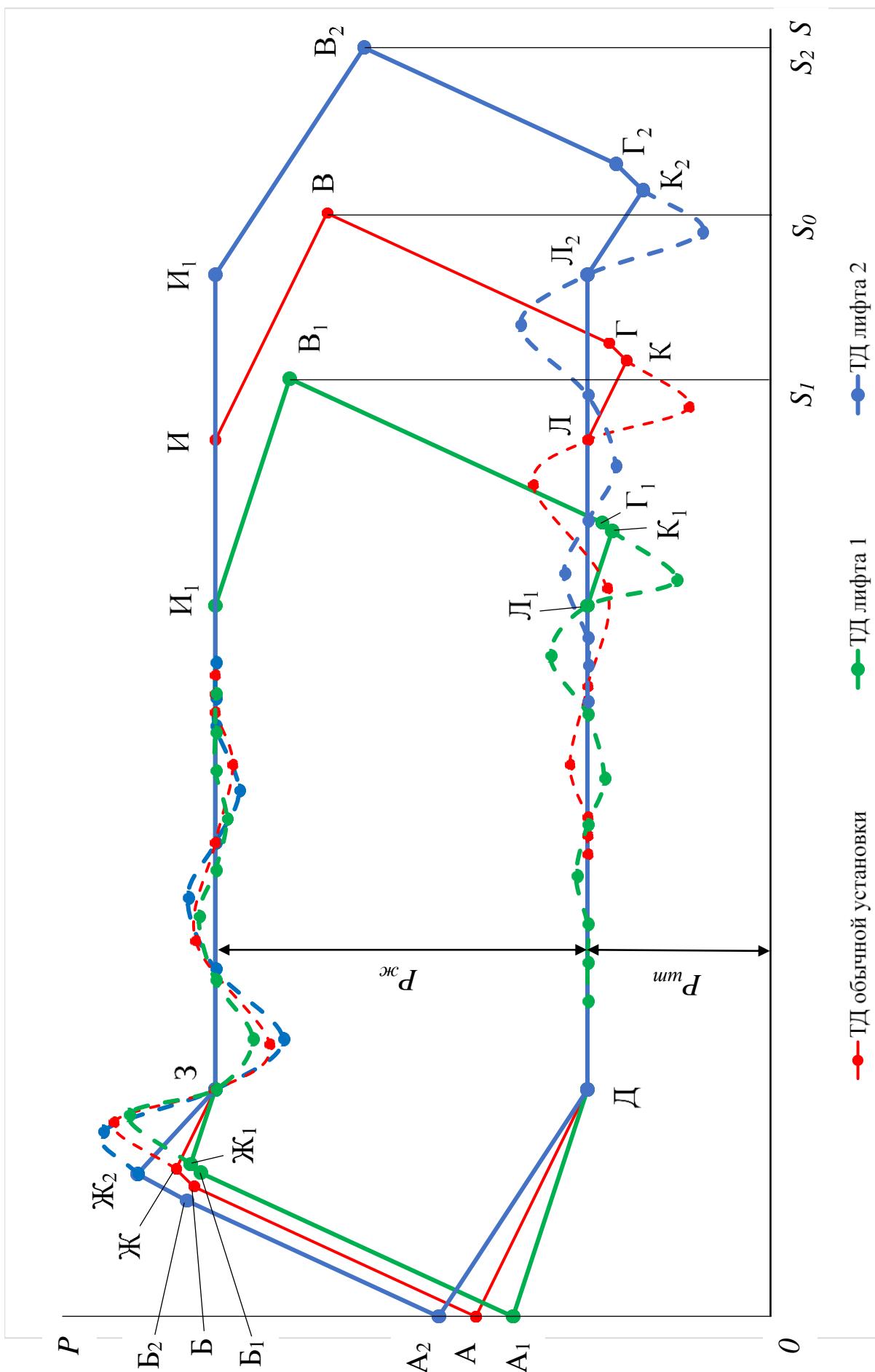


Рисунок 2.10 – Теоретические динамограммы изменения усилия в точках подвеса штанг лифтов

Координаты точек  $A_1$  и  $A_2$  на динамограммах (рисунок 2.10): по оси абсцисс  $S_1 = S_2 = S = 0$ ; по оси ординат

$$P_{A_1} = P_{шт1} + P'_{шт1} \frac{a_{1max}}{g} = P_{шт} + P'_{шт} \frac{a_{1max}}{g} ,$$

$$P_{A_2} = P_{шт2} + P'_{шт2} \frac{a_{2max}}{g} = P_{шт} + P'_{шт} \frac{a_{2max}}{g} ,$$

где  $P'_{шт1}$ ,  $P'_{шт2}$  и  $P'_{шт}$  – вес колонны штанг соответственно лифта 1 и 2 предлагаемой установки и обычной установки в воздухе, Н;

$a_{1max}$ ,  $a_{2max}$  – ускорение ТПШ соответственно лифта 1 и 2 в крайнем нижнем положении ТПП, м/с<sup>2</sup>.

При остановке ТПШ и плунжеров нагнетательные клапаны закрываются. С началом движения ТПШ вверх начинается передача веса жидкости с труб на штанги, вследствие чего трубы сокращаются (если они не зажорены), а штанги растягиваются. Но, т. к. за время движения вниз с отрицательным ускорением штанги уже получили часть этого растяжения, для восприятия всей нагрузки от жидкости им требуется меньшая величина растяжения и меньшее время. Окончание процесса растяжения штанг и сокращения труб лифта 1 определится точкой  $B_1$ , лифта 2 – точкой  $B_2$ . Координаты точек  $B_1$  и  $B_2$ : по оси абсцисс  $S_{B_1} = \lambda_1$  и  $S_{B_2} = \lambda_2$ ; по оси ординат определяются по формулам

$$P_{B_1} = P_{ж} + P_{шт} + P'_{шт} \frac{a_{B_1}}{g} \left( 1 - \frac{\psi_1}{2} \right) ,$$

$$P_{B_2} = P_{ж} + P_{шт} + P'_{шт} \frac{a_{B_2}}{g} \left( 1 - \frac{\psi_2}{2} \right) ,$$

где  $a_{B_1}$ ,  $a_{B_2}$  – ускорение ТПШ лифтов 1 и 2, соответствующая моменту трогания плунжера в цилиндре насоса, м/с<sup>2</sup>;

$\psi_1$ ,  $\psi_2$  – коэффициент, учитывающий соотношение площадей поперечного сечения штанг и труб лифтов 1 и 2 соответственно.

$$\psi_{1,2} = \frac{1}{1 + \frac{f_{шт1,2}}{f_{тр1,2}}} ,$$

где  $f_{шт1,2}$  – площадь поперечного сечения штанг лифтов 1 и 2 соответственно, м<sup>2</sup>;

$f_{\text{тр}1,2}$  – площадь поперечного сечения труб лифтов 1 и 2 соответственно, м<sup>2</sup>.

Для нахождения величины ускорения ТПШ в момент трогания плунжера насоса  $a_{B_1}$  подставим в формулу (2.23) значение  $S_{B_1} = \lambda_1$  и получим

$$a_{B_1} = R \omega_{3B}^2 \left(1 - \frac{\lambda_1}{R}\right) \varepsilon_1 . \quad (2.26)$$

Так как  $R \omega_{3B}^2 = a_{max}$  и  $a_{max} \varepsilon_1 = a_{1max}$  выражение (2.26) можно записать в виде

$$a_{B_1} = a_{max} \left(1 - \frac{\lambda_1}{R}\right) \varepsilon_1 = a_{1max} \left(1 - \frac{\lambda_1}{R}\right) . \quad (2.27)$$

Аналогично

$$a_{B_2} = a_{max} \left(1 - \frac{\lambda_2}{R}\right) \varepsilon_2 = a_{2max} \left(1 - \frac{\lambda_2}{R}\right) . \quad (2.28)$$

Изменение нагрузки от точки А<sub>1</sub> до точки Б<sub>1</sub>, как и от точки А<sub>2</sub> до точки Б<sub>2</sub> идет по прямой линии, параллельной линии АБ теоретической динамограммы обычной установки [16].

В процессе восприятия штангами нагрузки от веса жидкости плунжер неподвижен относительно цилиндра, но поскольку одновременно происходит сокращение труб, их нижний конец при помощи жидкости, заключенной между клапанами, двигает плунжер вместе с цилиндром вверх. Вследствие этого в процессе растяжения штанг плунжер получает некоторую абсолютную скорость по отношению к устью скважины. В то же время скорость ТПШ изменяется по гармоническому закону. В момент окончания растяжения штанг скорость точки их подвеса в несколько раз превышает скорость плунжера [16]. Начало движения плунжера сопровождается возникновением дополнительной динамической нагрузки (точки Ж<sub>1</sub> и Ж<sub>2</sub>), которая приводит упругую систему штанги-трубы-жидкость в колебательное движение, что, в свою очередь, вызывает волнобразное изменение нагрузки в ТПШ [22], как показано на рисунках жирной пунктирной линией.

Если бы колебательный процесс не возникал, изменение нагрузки в ТПШ лифта 1 при дальнейшем их движении вверх изображалось бы на динамограмме линией Ж<sub>1</sub>ЗИ<sub>1</sub>, причём линия Ж<sub>1</sub>З параллельна линии А<sub>1</sub>Д, поскольку начиная с

точки  $\dot{J}_1$  колонна штанг движется как твердое тело с одинаковым в каждый момент времени для всех сечений ускорением, меняющимся в функции перемещения по тому же закону (лишь с обратным знаком), что и на участке  $A_1D$ , а инерцией столба жидкости мы пренебрегаем ввиду ее малой величины (допущение 2). При наличии колебательного процесса линия  $\dot{J}_1ZI_1$ , очевидно, будет характеризовать равновесное положение колеблющейся системы (будет являться средней линией нагрузок в колеблющейся системе). Аналогично для лифта 2 при отсутствии колебательного процесса нагрузка в ТПШ лифта 2 при дальнейшем их движении вверх изображалось бы на динамограмме линией  $\dot{J}_2ZI_2$ , причем линия  $\dot{J}_2Z$  параллельна линии  $A_2D$ .

На участке  $ZI_1$  и  $ZI_2$  ускорение ТПШ лифтов равно нулю, поэтому координаты точек  $Z$ ,  $I_1$  и  $I_2$  по оси ординат равны сумме веса столба жидкости и веса штанг, погруженных в жидкость,  $P_{ж} + P_{шт}$ , а линии  $ZI_1$  и  $ZI_2$  располагаются параллельно оси абсцисс.

При дальнейшем движении ТПШ лифта 1 вверх, начиная с точки  $I_1$ , координата которой по оси абсцисс  $S_1 = S_0 - \Delta S - R$ , в результате уменьшения скорости движения ТПШ снова возникает увеличивающаяся сила инерции, действующая вверх и уменьшающая нагрузку в ТПШ. Максимальное ускорение ТПШ лифта 1 меньше максимального ускорения ТПШ обычной установки с цепным приводом, поэтому в момент остановки устьевого штока в крайнем верхнем положении нагрузка в ТПШ лифта 1 будет определяться уже не точкой В «инерционной» динамограммы обычной установки, а точкой  $B_1$ . То же самое происходит с лифтом 2 с той разницей, что ход ТПШ увеличивается, поэтому координата точки  $I_2$  по оси абсцисс будет  $S_2 = S_0 + \Delta S - R$  и из-за большего, чем у ТПШ обычной установки с ПЦ, максимального ускорения ТПШ лифта 2 в момент остановки устьевого штока в крайнем верхнем положении нагрузка в ТПШ лифта 2 будет определяться уже точкой  $B_2$ .

В результате остановки штанг и плунжера приёмный клапан закрывается. С началом движения точек подвеса штанг вниз начинается процесс передачи веса

столба жидкости со штанг на трубы, в результате чего штанги продолжают сокращаться, а трубы вытягиваются. Поскольку в конце хода вверх колонны штанг лифтов уже получили некоторое растяжение под действием инерционных сил, для передачи всего веса столба жидкости лифта 2 его колонне штанг требуется меньшее сокращение и меньшее время, а для передачи всего столба жидкости лифта 1 колонне штанг требуется большее сокращение и большее время, чем колонне штанг обычной установки с цепным приводом. Поэтому сокращение штанг и растяжение труб лифта 2 заканчивается раньше, а лифта 1 позже, чем у обычной установки. Окончание процесса сокращения штанг лифта 1 определяется точкой  $\Gamma_1$ , а лифта 2 – точкой  $\Gamma_2$ . Изменение нагрузки от точки  $B_1$  до точки  $\Gamma_1$  и от точки  $B_2$  до точки  $\Gamma_2$  идет по прямой линии, параллельной ВГ теоретической динамограммы обычной установки [16].

В процессе сокращения штанг соотношение скоростей плунжера и ТПШ изменяются также, как и в процессе растяжения штанг [16], поэтому в момент окончания сокращения штанг возникает динамическая нагрузка на штанги. Изменение нагрузки отражается на динамограмме лифта 1 кривой  $\Gamma_1 K_1$  и лифта 2 – кривой  $\Gamma_2 K_2$ . При дальнейшем движении штанг вниз нагрузка (без учета колебательного процесса, возникающего при трогании плунжера в цилиндре насоса) будет изменяться по ломанной линии, чем и заканчивается очертание инерционной динамограммы. Линия  $K_1 L_1$  параллельна линии  $I_1 B_1$ , что нетрудно показать, рассуждая аналогично тому, как при доказательстве параллельности линий  $A_1 D$  и  $J_1 Z$  динамограммы лифта 1, так же, как и линия  $K_2 L_2$  параллельна линии  $I_2 B_2$  динамограммы лифта 2. В реальных условиях после окончания периода сокращения штанг нагрузка в точке их подвеса при её дальнейшем движении вниз будет изменяться волнообразно, как показано пунктирной линией на рисунках, причем ломаные линии  $K_1 L_1 D$ , как и  $K_2 L_2 D$ , будут характеризовать равновесное положение колеблющейся системы.

Поскольку теоретические динамограммы изменения нагрузки в ТПШ лифтов построены исходя из физической картины явлений, имеющих место при работе

двухлифтовой УСШН с учетом принятых допущений, они могут быть использованы при нахождении интересующих нас величин усилий.

Из динамограмм следует, что при одинаковых исходных нагрузках в ТПШ лифтов ключевые точки динамограмм лифтов смещены друг относительно друга как по величине усилия, так и по длине хода, соответственно, и во времени цикла. В частности, нагрузка в ТПШ лифта 1 предлагаемой установки в точке Б<sub>1</sub> меньше нагрузки в ТПШ обычной установки в точке Б, которая, в свою очередь, меньше нагрузки в ТПШ лифта 2 предлагаемой установки в точке Б<sub>2</sub>, т. е.  $P_{Б1} < P_Б < P_{Б2}$ , причем полученные значения нагрузок возникают в разное время цикла: сначала в лифте 2, потом в обычной установке и, далее, в лифте 1, т. е.  $t_2 < t < t_1$ .

В реальности компоновки штанг и труб лифтов будут разные и разница между ключевыми точками динамограмм будет больше.

В результате сравнительного анализа законов движения ТПШ лифтов двухлифтовой УСШН с двумя приводами и двухлифтовой УСШН с одним приводом и преобразователем длины хода установлен сдвиг ключевых точек как по величине усилия, так и по длине хода и по времени действия.

## 2.2.3 Анализ влияния сдвига нагрузок в точках подвеса лифтов во времени на привод предлагаемой установки

На каждый наземный привод применяемой в настоящее время двухлифтовой установки действуют напрямую нагрузка от работы соответствующего лифта. При переходе на двухлифтовую установку с одним наземным приводом на него будут действовать мгновенные суммарные нагрузки работы двух лифтов, и максимальная нагрузка будет определяться по формуле (1.7), причём ввиду жёсткого соединения подвесок лифтов, т. е. при одинаковых длинах ходов и частоте качаний, равных длине хода и частоте качаний привода, как сумма максимальных нагрузок по динамограммам, снятым в ТПШ. Теоретически смещений действия мгновенных нагрузок во времени нет и, в случае равенства веса штанг и жидкости лифтов с весом штанг и жидкости обычной установки, принятом при построении в 2.2.2, теоретические динамограммы лифтов накладываются друг на друга, совпадая с теоретической динамограммой обычной установки. Согласно рисунку 2.11, в котором представлен участок с максимальными нагрузками в ТПШ лифтов построенных теоретических динамограмм из рисунка 2.10,  $P_{max} = 2P_{max0}$ , где  $P_{max0}$  – максимальная нагрузка в ТПШ лифта обычной установки.

Введение преобразователя длины хода в двухлифтовую установку с одним НП привело к относительному смещению действия нагрузок в ТПШ лифтов по ходу и во времени цикла работы установки. Максимальная нагрузка на привод предлагаемой установки будет определяться как большая из сумм максимальной нагрузки одного из лифтов и соответствующая этому моменту времени нагрузка в ТПШ другого лифта, поэтому выдвинуто предположение, что выявленное приводит к снижению нагрузок на привод двухлифтовой установки с одним НП и преобразователем по сравнению с нагрузками на привод двухлифтовой установки с одним НП и жёстким соединением подвесок лифтов (без преобразователя).

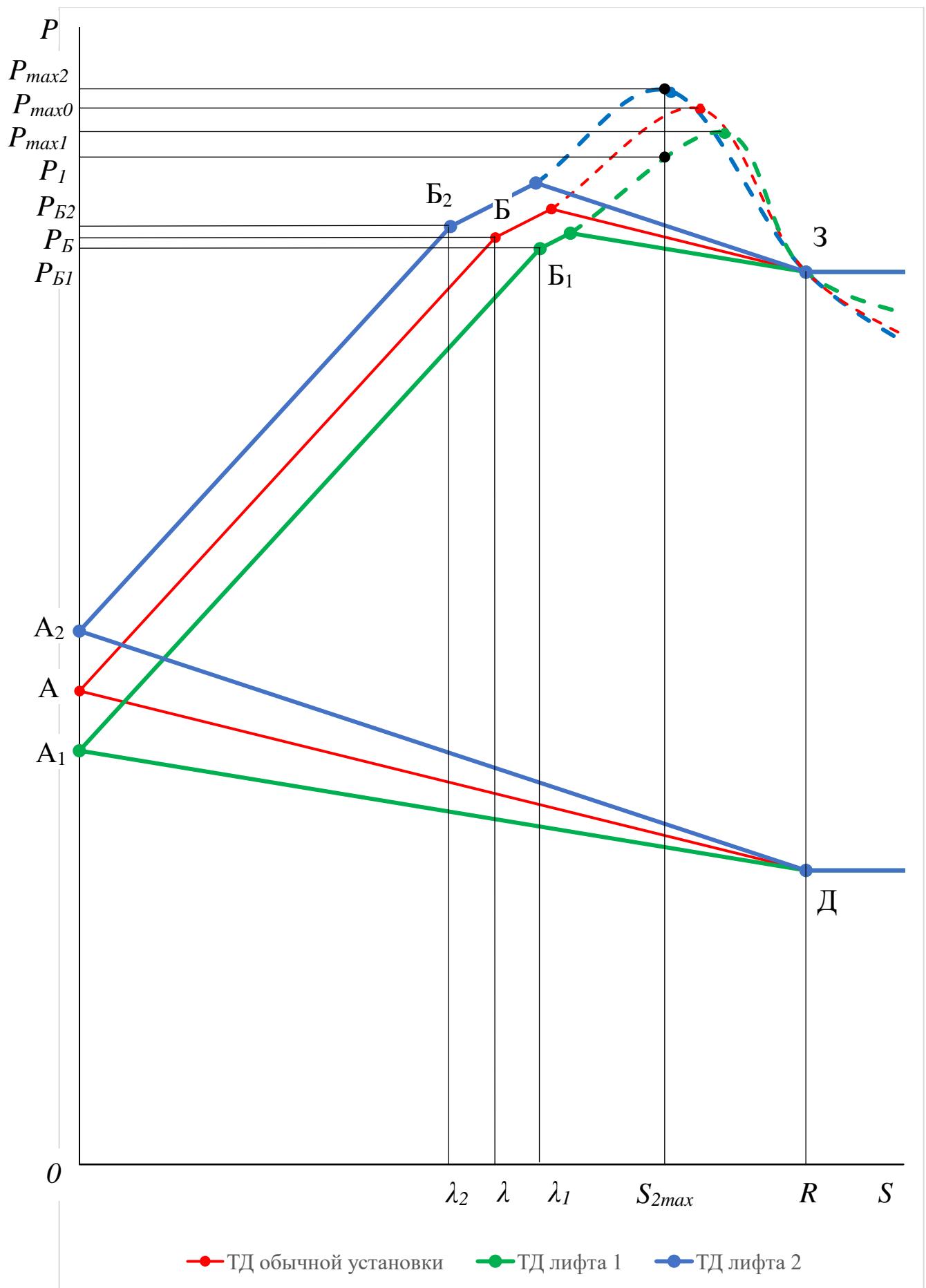


Рисунок 2.11 – Участок с максимальными нагрузками в ТПШ лифтов

В данном случае выражение для определения максимальной нагрузки на единственный привод примет вид

$$P_{max} = P_{max2} + P_1 + P_\Pi , \quad (2.29)$$

где  $P_{max2}$  – максимальная нагрузка в ТПШ лифта 2;

$P_1$  – нагрузка в ТПШ лифта 1 в момент времени, соответствующий моменту, когда нагрузка в ТПШ лифта 2 достигает  $P_{max2}$ ;

$P_\Pi$  – вес преобразователя длины хода.

Т.к. в установке с преобразователем длина хода лифтов изменяется симметрично на одинаковую величину  $\Delta S$  относительно длины хода привода можно записать

$$P_{max0} = \frac{P_{max1} + P_{max2}}{2} , \quad (2.30)$$

где  $P_{max1}$  – максимальная нагрузка в ТПШ лифта 1.

Следовательно, условие снижения суммарной максимальной нагрузки на единственный привод можно представить в виде

$$P_{max2} + P_1 + P_\Pi < 2P_{max0} , \quad (2.31)$$

или с учетом (2.30) в виде

$$P_1 + P_\Pi < P_{max1} . \quad (2.32)$$

В любом случае необходимо вывести расчётные зависимости для определения максимальных нагрузок на НП предлагаемой установки.

Известно [8, 22, 98], что максимальное усилие в ТПШ лифта можно найти, складывая максимальное усилие от действия колебательного процесса  $P_{kol,max}$  с нагрузкой в конце периода начальной деформации  $P_\lambda$  (допущение 5). В предлагаемой технологии предпочтительно применение цепных приводов, поэтому целесообразно для расчета экстремальных нагрузок использовать известную методику расчета [20, 21, 99]. Согласно методике, экстремальные нагрузки определяются в зависимости от величины потери хода  $\lambda$  плунжеров по отношению к радиусу звёздочки  $R=S_0/k$  цепного привода. Имеет место два случая: при  $\lambda < S_0/k$  и  $\lambda \geq S_0/k$ . В данном рассматриваемом участке  $\lambda < R$ , поэтому максимальные усилия в ТПШ лифтов предлагаемой установки будут определяться по формуле

$$P_{max1,2} = P_{\lambda1,2} + P_{\text{кол}max1,2} ,$$

где:  $P_{\lambda1,2}$  – нагрузка в конце периода начальной деформации в ТПШ лифтов 1 и 2 соответственно, кН. Определяется по формуле

$$P_{\lambda1,2} = P_{ж1,2} + P_{шт1,2} + P'_{шт1,2} \frac{a_{1,2max}}{g} \left(1 - \frac{k\lambda_{1,2}}{S_0}\right) \left(1 - \frac{\psi_{1,2}}{2}\right) , \quad (2.33)$$

где:  $\lambda_{1,2}$  – потеря хода плунжеров насосов лифтов 1 и 2 соответственно, определённые с учётом статических и инерционных сил, м;

$P_{\text{кол}max1,2}$  – максимальное усилие от действия колебательного процесса, распространяющегося в виде упругой волны от плунжера насоса к ТПШ лифта 1 и 2 соответственно, кН. Определяется по формуле

$$P_{\text{кол}max1,2} = \frac{P'_{шт1,2}}{3} \frac{D_{1,2}}{d_{шт1,2}} \sqrt{\frac{a_{1,2max}}{g}} \sqrt{2\psi_{1,2} b_{1,2} \xi_{1,2} \left(1 - \frac{k\lambda_{1,2}}{2S_0}\right)} , \quad (2.34)$$

$d_{шт1,2}$  – диаметр штанг лифтов 1 и 2 соответственно, мм;

$b$  – коэффициент, показывающий во сколько раз инерционные силы уменьшают потерю хода плунжера;

$$b_{1,2} = \frac{1 - \frac{P'_{шт1,2}}{P_{ж1,2}} \frac{a_{1,2max}}{g} \frac{\psi_{1,2}}{2}}{1 + \frac{P'_{шт1,2}}{P_{ж1,2}} \frac{a_{1,2max}}{g} \left(1 - \frac{\psi_{1,2}}{2}\right) \frac{\lambda_{ct1,2}}{R}} ,$$

$\lambda_{ct1,2}$  – статическое удлинение штанг и труб лифтов 1 и 2 соответственно, м;

$$\lambda_{ct1,2} = \frac{P_{ж1,2} H_{1,2}}{E f_{шт1,2} \psi_{1,2}} ,$$

$H_{1,2}$  – высота подъёма жидкости лифтов 1 и 2 соответственно, м;

$E$  – модуль упругости материала штанг, Н/м<sup>2</sup>;

$\xi$  – коэффициент, учитывающий погружение насоса под уровень жидкости.

Определяется по формуле

$$\xi_{1,2} = \frac{H_{1,2}}{H_{H1,2}} .$$

Из формул (2.33) и (2.34) видно, что на составляющие максимальной нагрузки в ТПШ лифтов введение преобразователя длины хода напрямую влияет

через ускорения ТПШ лифтов  $a_{1,2max}$ , которые согласно (2.25) отличаются от максимального значения ускорения ТПШ обычной установки  $a_{max}$  наличием коэффициентов  $\varepsilon_{1,2}$ . Выражение для определения максимальное усилие в ТПШ лифтов примет вид

$$\begin{aligned} P_{max1,2} = & P_{ж1,2} + P_{шт1,2} + \\ & + P'_{шт1,2} \frac{4n^2 S_0 (1,14 + k)^2 \varepsilon_{1,2}}{kg} \left(1 - \frac{k\lambda_{1,2}}{S_0}\right) \left(1 - \frac{\psi_{1,2}}{2}\right) + \\ & + \frac{P'_{шт1,2}}{3} \frac{D_{1,2}}{d_{шт1,2}} \sqrt{\frac{4n^2 S_0 (1,14 + k)^2 \varepsilon_{1,2}}{kg}} \sqrt{2\psi_{1,2} b_{1,2} \xi_{1,2} \left(1 - \frac{k\lambda_{1,2}}{2S_0}\right)} . \end{aligned} \quad (2.35)$$

По формуле (2.35) можно вычислить  $P_{max1,2}$ . Выражение для определения  $P_{max0}$  из [20, 21, 99].

Для вычисления  $P_1 = P_{\lambda 1} + P_{кол1}$ , где  $P_{кол1}$  – усилие от действия колебательного процесса в колонне лифта 1 в момент времени достижения максимума в лифте 2  $t_{Б_2} + t_{m2}$ ;  $t_{Б_2}$  – время окончания периода начальной деформации в лифте 1;  $t_{m2}$  – время с момента окончания периода начальной деформации лифта 2 (точка  $Б_2$ ) до момента, когда дополнительное напряжение достигнет максимума [22, 94].

$$t_{m2} = (1 + m_2 \ln 2) \frac{H_{\text{н}}}{a} , \quad (2.36)$$

где  $H_{\text{н}}$  – длина колонны штанг (глубина спуска насоса), м;

$$\begin{aligned} m_2 = & \frac{P_{ж2}}{P'_{шт2}} \cdot \frac{F_{пл2} - f_{шт2}}{f_{т2} - f_{шт2}} ; \\ a = & \sqrt{\frac{E}{\rho}} , \end{aligned}$$

где  $\rho$  – плотность смеси продукции, кг/м<sup>3</sup>.

Для определения  $P_{\lambda 1}$  в формулу (2.33) и  $P_{кол1}$  в формулу (2.34) вместо  $a_{1max}$  необходимо вставить ускорение  $a_1$  в момент времени цикла  $t_{Б_2} + t_{m2}$ , которое определяется по формуле

$$a_1 = \frac{S_{2max}}{(t_{B_2} + t_{m2})^2} . \quad (2.37)$$

Отсюда для определения  $P_1$  получается выражение

$$\begin{aligned} P_1 = & P_{ж1} + P_{шт1} + P'_{шт1} \frac{S_{2max}}{kg(t_{B_2} + t_{m2})^2} \left(1 - \frac{k\lambda_1}{S_0}\right) \left(1 - \frac{\psi_1}{2}\right) + \\ & + \frac{P'_{шт1}}{3} \frac{D_1}{d_{шт1}} \sqrt{\frac{S_{2max}}{kg(t_{B_2} + t_{m2})^2}} \sqrt{2\psi_1 b_1 \xi_1 \left(1 - \frac{k\lambda_1}{2S_0}\right)} . \end{aligned} \quad (2.38)$$

Анализ условий (2.31) и (2.32) показывает, что для получения минимального значения в левой части требуется достижение минимально возможных значений  $P_1$  и  $P_\Pi$ . Если  $P_\Pi$  может быть получено в ходе конструирования преобразователя, то для получения минимальных значений  $P_1$ , судя по графику на рисунке 2.11, возможно при как можно раннем достижении максимального  $P_{max2}$  лифта 2 при как можно позднем начале хода вверх лифта 1. Требуемое достигается применением в преобразователе в качестве гибкой тяги текстильного стропа, обладающего продольной эластичностью (способностью упруго деформироваться без разрушения) приложении осевых нагрузок. В результате можно достичь того, что лифт с большей нагрузкой в ТПШ всегда первым будет начинать ход вверх и первым воспринимать нагрузку, при этом другой лифт будет запаздывать за счёт удлинения ленты от разницы нагрузок между лифтами.

В результате анализа теоретически показано, что смещение во времени максимальных значений нагрузок на подвеске штанговых колонн лифтов при эксплуатации двух объектов (пластов) в скважине с разными характеристиками приводит к снижению суммарной нагрузки на привод предлагаемой установки. Определены условия, при выполнении которых достигается снижение.

## **2.3 Разработка двухлифтовой технологии раздельной добычи продукции объектов скважины штанговыми насосами, приводимыми в действие одним наземным приводом**

Технология добычи скважинными штанговыми насосами подразумевает выбор оборудования и подбор оптимального режима работы установки, которые возможны только на основе применения соответствующих методов расчёта. Основными параметрами, определяющими выбор оборудования, являются требуемая производительность установки и величина нагрузки, действующей на штанги. Отсюда важное значение имеет решение задачи механики насосной установки, заключающейся, главным образом, в определении длины хода плунжера и усилий в колонне насосных штанг. Поскольку целью работы было обеспечение длинноходовых режимов работы установки представляется целесообразным рассмотреть сочетания преобразователя с цепным приводом, который уже обеспечивает длинноходовой режим, и преобразователя со станками-качалками для перевода типовой установки на такой режим. Отличием установки с ПЦ от установки со СК является только иной закон движения верхнего конца колонны штанг (ТПШ) при одинаковых уравнениях и граничных условиях на их нижнем конце.

Предлагаемая технология, в отличие от существующей (1.1), позволяет эксплуатировать оба лифта как с одинаковой скоростью откачки, равной скорости НП, так и с разной скоростью откачки с применением преобразователя длины хода.

### **2.3.1 Производительность двухлифтовой УСШН с одним НП**

Производительность УСШН зависит от размеров и глубины спуска насоса, режима откачки, глубины погружения насоса под уровень жидкости, свойств продукции, степени изношенности насоса и герметичности его клапанов, герметичности НКТ, профиля ствола скважины и ряда других параметров [92]. Исходя из поставленной задачи представляет интерес определение производительности установки в зависимости от изменения преобразователем режима откачки, в частности длины хода плунжеров насосов лифтов, при неизменных остальных условиях.

Режим откачки жидкости СШН из конкретной скважины определяется, в основном, сочетанием трёх параметров: длины хода, частотой качаний ТПШ и диаметра плунжера насоса. Нахождение наивыгоднейшего режима откачки, таким образом, сводится к правильному выбору этих трёх основных параметров [10].

Диаметр плунжера насоса ограничен диаметром колонны НКТ двухлифтовой установки и, в первом приближении с целью получения максимальной производительности, определяется как наибольший из возможных. Длина хода и частота качаний плунжера ограничены возможностями НП установки, в состав которого введён преобразователь длины хода.

Производительность двухлифтовой УСШН с двумя НП можно найти как сумму производительностей лифтов, каждый из которых можно рассматривать как обычную УСШН со своими параметрами откачки. Подход при определении производительности предлагаемой двухлифтовой УСШН с одним НП и преобразователем длины хода аналогичен, но со следующими различиями:

- из-за наличия только одного НП частота качания лифтов будет всегда одинакова и равна частоте качаний привода;
- установка может эксплуатироваться в двух основных режимах преобразователя: с одинаковой и разной длиной хода лифтов (см. 2.1). Согласно требованию б к предлагаемому способу (установке) объекты скважины принято эксплуатировать в режиме с одинаковой средней скоростью откачки, учитывая предыдущее отличие, с одинаковой длиной хода лифтов при отклонении от требуемой скорости откачки лифтов не более 10 %.

Определим производительность двухлифтовой УСШН с одним НП при её работе с разной длиной хода лифтов.

Из формулы (1.4) можно определить необходимые скорости откачки лифтов. Исходя из теории работы преобразователя определено, что длины ходов лифтов отличаются от длины хода НП  $S_0$  на одинаковую величину  $\Delta S$ , следовательно, зная, что частота качаний лифтов будет одинакова и равна частоте качаний привода, скорость откачки привода будет равна среднему значению суммы требуемых скоростей откачки лифтов

$$[nS_0]_{\text{cp}} = \frac{n_1 S_1 + n_2 S_2}{2} , \quad (2.39)$$

где  $[nS_0]_{\text{cp}}$  – средняя скорость откачки лифтов, м·мин<sup>-1</sup>;

$n_1 S_1$  – требуемая скорость откачки лифта 1, м·мин<sup>-1</sup>;

$n_2 S_2$  – требуемая скорость откачки лифта 2, м·мин<sup>-1</sup>.

Из полученной формулы (2.39) следует, что технические характеристики НП (диапазон значений длины хода и частота качаний) должен обеспечивать полученное значение  $[nS_0]_{\text{cp}}$  и привод предлагаемой установки будет работать с этим значением скорости откачки  $nS_0 = [nS_0]_{\text{cp}}$ , а разница между требуемой скоростью откачки лифта и скоростью откачки привода компенсируется дополнительным изменением длины хода лифтов за счёт преобразователя.

Рассмотрим лифт 1. Приняв, что лифт 1 менее производительный, т. е.  $n_1 S_1 < nS_0 < n_2 S_2$ , для получения требуемой скорости откачки лифта  $n_1 S_1$  в результате применения предлагаемой установки необходимо выполнения условия

$$n_1 S_1 - nS_0 = -n\Delta S ,$$

$$n_1 S_1 = nS_0 - n\Delta S = n(S_0 - \Delta S) . \quad (2.40)$$

Подставив  $\Delta S$  в формулу (2.40) из формулы (2.8) получим в результате преобразования зависимость скорости откачки лифта 1

$$n_1 S_1 = n \left( S_0 - \frac{S_0}{u} \right) = nS_0 \left( 1 - \frac{1}{u} \right) . \quad (2.41)$$

Аналогично, для лифта 2

$$n_2 S_2 = n \left( S_0 + \frac{S_0}{u} \right) = nS_0 \left( 1 + \frac{1}{u} \right) . \quad (2.42)$$

Подставив полученные выражения (2.41), (2.42) для скоростей откачки лифтов в (1.3) получим суточные производительности лифтов 1 и 2 с учетом потерь введением коэффициента подачи  $\eta$  лифтов

$$Q_1 = 1440 \frac{\pi D_1^2}{4} nS_0 \left( 1 - \frac{1}{u} \right) \eta_1 ;$$

$$Q_2 = 1440 \frac{\pi D_2^2}{4} nS_0 \left( 1 + \frac{1}{u} \right) \eta_2 .$$

Отсюда суточная производительность скважины

$$Q = Q_1 + Q_2 = 1440 \frac{\pi}{4} n S_0 \left( D_1^2 \left( 1 - \frac{1}{u} \right) \eta_1 + D_2^2 \left( 1 + \frac{1}{u} \right) \eta_2 \right) . \quad (2.43)$$

При работе двухлифтовой УСШН с НП с одинаковой длиной хода лифтов при заблокированном преобразователе длины хода формула (2.43) преобразится в

$$Q = Q_1 + Q_2 = 1440 \frac{\pi}{4} n S_0 (D_1^2 \eta_1 + D_2^2 \eta_2) . \quad (2.44)$$

В результате теоретической проработки получены формулы для определения производительности двухлифтовой УСШН с одним НП и преобразователем длины хода для режима работы с разной длиной хода лифтов (2.43) и с одинаковой длиной хода лифтов (2.44).

### **2.3.2 Экстремальные нагрузки в точках подвеса штанг лифтов двухлифтовой УСШН с одним наземным приводом**

В качестве НП двухлифтовой УСШН предполагается использование существующих серийно выпускаемых механических приводов скважинного штангового насоса. В виду увеличения нагрузок на привод возникает практический интерес о возможности их использования. Как известно, основными техническими характеристиками НП УСШН являются максимальная нагрузка в ТПШ, диапазон изменения значения длины хода ТПШ, диапазон изменения частоты качаний ТПШ, наибольший допускаемый крутящий момент на ведомом валу редуктора и тяговое усилие (для цепных приводов). Привод предлагаемой установки должен удовлетворять условиям, определённым в 1.3.

Выведем расчётные зависимости для определения экстремальных нагрузок на НП предлагаемой установки.

Имеет место два случая: при  $\lambda < S_0/k$  и  $\lambda \geq S_0/k$ .

1. При  $\lambda_{1,2} < S_0/k$  максимальное усилие в ТПШ лифтов предлагаемой установки будут определяться по формуле (2.35)

Минимальное усилие в ТПШ лифтов определится выражением

$$P_{min1,2} = P_{шт1,2} - P'_{шт1,2} \frac{4n^2 S_0 (1,14 + k)^2 \varepsilon_{1,2}}{kg} \left( 1 - \frac{k\lambda_{1,2}}{S_0} \right) \left( 1 - \frac{\psi_{1,2}}{2} \right) - \quad (2.45)$$

$$-\frac{P'_{шт1,2}}{3} \frac{D_{1,2}}{d_{шт1,2}} \sqrt{\frac{4n^2S_0(1,14+k)^2\varepsilon_{1,2}}{kg}} \sqrt{2\psi_{1,2}b_{1,2}\xi_{1,2}\left(1-\frac{k\lambda_{1,2}}{2S_0}\right)} .$$

Влияние преобразователя длины хода происходит за счёт изменения ускорения ТПШ лифтов.

2. При потере хода плунжера  $\lambda_{1,2} \geq S_0/k$  максимальное усилие в ТПШ лифтов с учётом (2.9) и (2.13) можно определить по формуле

$$P_{max1,2} = P_{ж1,2} + P_{шт1,2} + 135nS_0\varepsilon_{1,2}f_{шт1,2}\psi_{1,2}\left(\frac{1,14}{k} + 1\right) . \quad (2.46)$$

Минимальное усилие в ТПШ лифтов

$$P_{min1,2} = P_{шт1,2} - 135nS_0\varepsilon_{1,2}f_{шт1,2}\psi_{1,2}\left(\frac{1,14}{k} + 1\right) . \quad (2.47)$$

В этом случае влияние преобразователя длины хода происходит за счёт изменения длины хода лифтов  $S_{1,2} = S_0\varepsilon_{1,2}$ .

Таким образом значения экстремальных нагрузок, действующих в точке подвеса штанг, можно определить по формулам (2.35), (2.45) для  $\lambda_{1,2} < S_0/k$  и (2.46), (2.47) для  $\lambda_{1,2} \geq S_0/k$ .

### 2.3.3 Условия эффективного ведения технологического процесса

Для получения эффективной работы технологии при эксплуатации лифтов с разной скоростью откачки необходимо выполнение определенных условий, в частности соответствие значений основных параметров скважины и установленного оборудования УСШН представленным в таблице 2.1.

Для расчетов необходимы следующие данные:

- актуальные рабочие динамограммы работы лифтов, снятые межтраверсным динамографом;
- диапазон и шаг изменения длины хода НП;
- фактическая длина устьевых штоков лифтов;
- максимальная длина хода плунжеров СШН лифтов;

– расстояние от верхнего торца устьевого сальника до рабочего органа НП (подвески ПЦ или головки балансира СК) в крайнем верхнем его положении по вертикали.

Таблица 2.1 — Основные параметры скважины и установленного оборудования УСШН

Наименование параметра	Значение	
1 Суммарная нагрузка в ТПШ лифтов, кН, не более	80	
2 Максимальное усилие на ленте барабана (наибольшая разность между нагрузками в ТПШ лифтов в один и тот же момент времени), кН, не более	10	
3 Максимальная длина хода привода, м	3,5	
4 Условный размер устьевых штоков по ГОСТ 31825, мм, не более	31	
5 Длина хода плунжера СШН при длине хода привода 3 м <sup>1</sup> , мм, не менее, (сочетание цилиндра, плунжера и удлинителей) для:		
– лифта с большей длиной хода при $\Delta S$ , равном:	0,5 м	3500 (14-4-4)
	1,5 м	4500 (THM-C-14-4-5)
– лифта с меньшей длиной хода при $\Delta S$ , равном:	0,5 м	2500 (11-4-4)
	1,5 м	1500 (9-4-4)
6 Расстояние от верхнего торца устьевого сальника до головки балансира в крайнем верхнем её положении по вертикали, мм, не менее, при длине хода привода 3 м* и $\Delta S$ , равном:		
– 0,5 м	4865	
– 1,5 м	5865	
7 Необходимая длина устьевого штока при длине хода СК 3 м*, мм, не менее, (ближайший по ГОСТ 31825) для:		
– лифта с большей длиной хода при $\Delta S$ , равном:	0,5 м	4615 (4880)
	1,5 м	5615 (6100)
– лифта с меньшей длиной хода при $\Delta S$ , равном:	0,5 м	3615 (4880)
	1,5 м	2615 (3350)

<sup>1</sup> Преобразователь допускает эксплуатацию при других длинах хода СК, которым будут соответствовать другие значения параметров 5—7.

Порядок определения параметров оборудования УСШН для эксплуатации по технологии с использованием преобразователя следующий:

1 Определение технической возможности обеспечения преобразователем требуемых скоростей откачки лифтов. Для этого по формуле (2.48) рассчитывается необходимое передаточное число преобразователя

$$u = \frac{n_1 \cdot S_1 + n_2 \cdot S_2}{|n_1 \cdot S_1 - n_2 \cdot S_2|} , \quad (2.48)$$

где  $u$  — передаточное число преобразователя;

$n_1, n_2$  — частота качаний ТПШ лифтов 1 и 2 соответственно, мин<sup>-1</sup>;

$S_1, S_2$  — длина хода ТПШ лифтов 1 и 2 соответственно, м.

Полученное значение должно находиться в диапазоне передаточных числа преобразователя  $u = 2,11—5,94$ .

2 Определение суммарной максимальной нагрузки в ТПШ лифтов. Суммарная максимальная нагрузка в ТПШ лифтов должна быть меньше допускаемой нагрузки на преобразователь (80 кН), а также с учётом массы преобразователя (не более 215 кг) не превышать максимальной нагрузки для НП.

3 Определение усилия на свободном конце ленты, намотанного на барабан. Определяется как разность между максимальными и минимальными нагрузками в ТПШ лифтов в один и тот же момент времени. Полученное значение должно находиться в диапазоне 0,5—10 кН.

4 Определение среднего диаметра внешнего ряда намотки ленты на барабан преобразователя. Производится по формуле (2.49).

$$D_6 = D_{3B} \cdot u , \quad (2.49)$$

где  $D_6$  — средний диаметр внешнего ряда намотки ленты на барабан, мм;

$D_{3B}$  — делительный диаметр звёздочек преобразователя, мм;  $D_{3B} = 92,8$  мм.

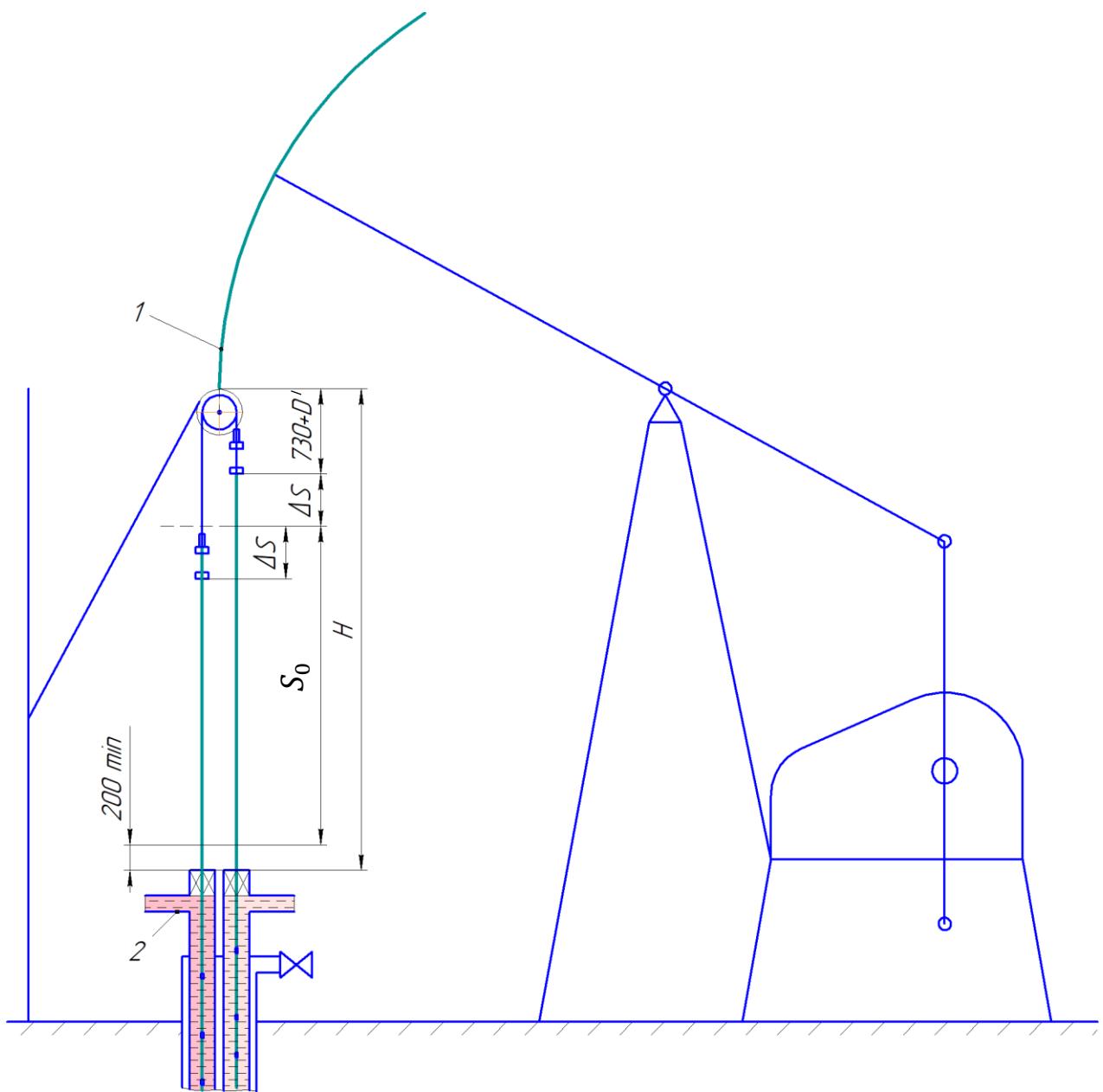
5 Определение минимально необходимого расстояния  $H$ , мм, от верхнего торца устьевого сальника до рабочего органа НП (подвески ПЦ или головки балансира СК) в крайнем верхнем его положении по вертикали с учётом полученных параметров предлагаемого режима по формуле (2.53) в соответствии с рисунком 2.12.

$$H = 730 + D' + \Delta S + S_0 + 200 , \quad (2.50)$$

где 730 – конструктивно заданная постоянная, мм;

$D'$  – наружный диаметр барабана,  $D' = 576$  мм;

200 – минимальное допустимое расстояние в крайнем нижнем положении головки балансира СК от нижней траверсы подвески преобразователя до верхнего торца сальника устьевой арматуры согласно Федеральным нормам и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», мм.



1 – головка балансира СК; 2 – устьевая арматура

Рисунок 2.12 – Схема для определения расстояния  $H$

Вычисленное расстояние  $H$  достаточно при соответствующей регулировке длины преобразователя (изменения количества звеньев цепей) по формуле (2.51).

$$z = \frac{2 \cdot \Delta S}{x} + z_{min} , \quad (2.51)$$

где  $z$  — достаточное для обеспечения требуемой длины хода лифтов количество звеньев цепей преобразователя;

$x = 31,75$  мм — шаг цепей, мм;

$z_{min}$  — минимально необходимое количество звеньев (шагов) цепей на преобразователе, шт.

Полученную цифру надлежит округлить до ближайшего нечётного целого в большую сторону.

Минимально необходимое количество звеньев (шагов) цепей на преобразователе  $z_{min}$ , шт., определяется по формуле

$$z_{min} = 2 \cdot z_1 + z_2 , \quad (2.52)$$

где:  $z_1$  — количество шагов цепей, необходимое для обхода барабана преобразователя, шт.;  $z_1 = 23$ ;

$z_2$  — количество шагов цепей, необходимое для исключения контакта гайки штока с барабаном преобразователя, шт.;  $z_2 = 10$ . Задано конструктивно для обеспечения резерва 100 мм на подгонку плунжера в насосе.

Изменение (уменьшение) длины подвесок производится при использовании преобразователя на скважинах, где отсутствует возможность подъёма НП на высоту, необходимую для обеспечения требуемой величины увеличения/уменьшения длины хода лифтов. В иных случаях необходимости в изменении длины подвесок нет.

Максимальное количество звеньев в каждой из цепей — 131, что соответствует максимальному значению увеличения/уменьшения длины хода лифтов на 1,5 м. Минимально допустимое количество звеньев в каждой из цепей — 37. Для обеспечения увеличения/уменьшения длины хода лифтов на 0,3 м необходимо иметь длину цепей по 75 звеньев в каждой. Промежуточные значения длины цепей обеспечиваются синхронным изменением количества звеньев.

К вычисленному расстоянию  $H$  необходимо добавить 10—30 % для обеспечения возможности изменения (увеличения) параметров работы УСШН при необходимости, усадки фундамента НП и других факторов, влияющих на вычисленное расстояние.

6 Определение необходимой длины устьевых штоков  $L$ , мм, по формуле (2.53).

$$L = A \pm \Delta S + S , \quad (2.53)$$

где  $A$  — постоянная (неизменная) часть формулы, определяемая по формуле

$$A = l_1 + h + j + h_{\text{СУС}} + 200 , \quad (2.54)$$

где  $l_1$  — расстояние от верхнего торца муфты устьевого штока до верхнего торца резьбовой втулки подвески для исключения контакта муфты штока с барабаном. Принята  $l_1 \leq 170$  мм;

$h$  — высота подвески преобразователя. Конструктивно получено  $h = 165$  мм;

$j$  — зазор для исключения контакта нижней муфты устьевого штока с устьевым сальником. Принят  $j = 50$  мм;

$h_{\text{СУС}}$  — расчётная высота устьевого сальника устьевой арматуры,  $h_{\text{СУС}} = 455$  мм.

Знак «+» в формуле (2.53) используется при расчёте длины устьевого штока лифта с большей длиной хода, знак «—» — лифта с меньшей длиной хода. Полученное значение округляется в большую сторону до ближайшего стандартного размера устьевого штока по ГОСТ 31825.

Вычисленное расстояние  $H$  достаточно при соответствующей регулировке длины преобразователя (изменения количества звеньев цепей) по формуле (2).

К вычисленному расстоянию  $H$  необходимо добавить 10—30 % для обеспечения возможности изменения (увеличения) параметров работы УСШН при необходимости, усадки фундамента НП и других факторов, влияющих на вычисленное расстояние.

### 2.3.4 Технологический процесс отбора жидкости из скважины

#### 2.3.4.1 Выбор параметров технологического процесса

Определение параметров предлагаемого режима работы УСШН с преобразователем выполняется в изложенном ниже порядке.

Определение средней скорости откачки лифтов по формуле (2.39).

Ориентируясь на максимально возможные длины ходов плунжеров в спущенных в скважину насосах (по паспортам на насосы) и на значения длины хода, допускаемые установленным НП или планируемым в качестве НП (по эксплуатационной документации на привод), предварительно выбирается длина хода привода  $S_0$ , предпочтительно — максимальное значение для привода.

Определяется величина изменения (увеличения/уменьшения) длины хода лифтов  $\Delta S$  по формуле (2.8).

В результате более производительный лифт, например 1, будет эксплуатироваться с длиной хода  $S + \Delta S$ , менее производительный, соответственно — лифт 2, с длиной хода  $S - \Delta S$ . Если насосы позволяют работу с полученными длинами ходов лифтов, то длина хода НП считается выбранной. В противном случае необходимо выбрать меньшую длину хода НП и повторить вычисление  $\Delta S$ .

Определяется частота качаний НП по формуле (2.55).

$$n = \frac{[nS_0]_{\text{cp}}}{S} , \quad (2.55)$$

где  $n$  — частота качаний НП, мин<sup>-1</sup>.

Таким образом, разработана технология раздельной добычи продукции двух объектов скважины с подъемом продукции по отдельным колоннам труб скважинными штанговыми насосами, приводимыми в действие от одного НП, при котором требуемая скорость откачки каждого насоса в соответствие с продуктивностью эксплуатируемых пластов достигается применением в подвеске штанговых колонн механического регулируемого преобразователя хода, обеспечивающего разную скорость откачки насосов при одинаковой скорости подвески привода.

**Выводы по главе 2**

1. Предложена реализация способа одновременной и раздельной добычи продукции двух объектов (пластов) скважины с подъемом продукции по отдельным колоннам труб скважинными штанговыми насосами, приводимыми в действие от одного наземного привода, при котором производительность каждого насоса в соответствие с продуктивностью эксплуатируемых пластов достигается применением в подвеске штанговых колонн механического регулируемого преобразователя хода, обеспечивающего разную скорость откачки насосов при одинаковой скорости подвески привода, причем преобразователь хода выполнен в виде барабана с намотанной гибкой тягой, установленного на общем валу со шкивами, через которые перекинуты гибкие элементы, присоединенные концами к колоннам штанг скважинных насосов, а установление требуемого соотношения скоростей откачки насосов достигается изменением высоты закрепления свободного конца гибкой тяги барабана относительно устья скважины и изменением диаметра его намотки на барабан.

2. Установлены зависимости между параметрами объектов скважины, свойствами продукции, режимами откачки, параметрами преобразователя длины хода и нагрузками на привод двухлифтовой установки. Установлен сдвиг во времени действия максимальных величин нагрузок на подвеске штанговых колонн при эксплуатации пластов с разными характеристиками.

3. Разработана двухлифтовая технология раздельной добычи продукции двух объектов скважины с подъемом продукции по отдельным колоннам труб скважинными штанговыми насосами, приводимыми в действие от одного наземного привода, при котором требуемая скорость откачки каждого насоса в соответствие с продуктивностью эксплуатируемых пластов достигается применением в подвеске штанговых колонн механического регулируемого преобразователя хода, обеспечивающего разную скорость откачки насосов при одинаковой скорости подвески привода.

## **Глава 3 Экспериментальные исследования работы двухлифтовой технологии и технических средств раздельной добычи продукции объектов скважины штанговыми насосами, приводимыми в действие одним наземным приводом**

### **3.1 Экспериментальное обоснование работоспособности двухлифтовой технологии раздельной добычи продукции объектов скважины штанговыми насосами, приводимыми в действие одним наземным приводом и анализ полученных результатов**

Исследование работы предлагаемой установки может выполняться различными методами: при помощи математического или компьютерного моделирования, с использованием специальных нагрузочных приспособлений [79] на стендо-вых скважинах и, наконец, на действующих скважинах в условиях реальной эксплуатации. Исследование на моделях – наименее трудоёмко, однако любые модели строятся при определенных упрощениях и поэтому не дают полной картины явлений, которые имеют место при работе реальной установки на реальной скважине. Экспериментальное исследование работы установки на действующей скважине хотя и является наиболее трудоёмким, но даёт действительные параметры работы установки, которые могут служить достоверным критерием оценки теоретических зависимостей.

Однако при исследовании на действующей скважине трудно учесть все факторы, влияющие на работу УСШН, поэтому, если это возможно, исследование предпочтительно проводить параллельно двумя методами: исследованием работы УСШН на действующей скважине и созданием модели работы УСШН на этой скважине. Постепенно определяя предварительно принятые упрощения модель работы УСШН можно максимально приблизить к модели работы УСШН в реальной действующей скважине.

Основными задачами исследования поставлены:

- определение работоспособности УСШН;

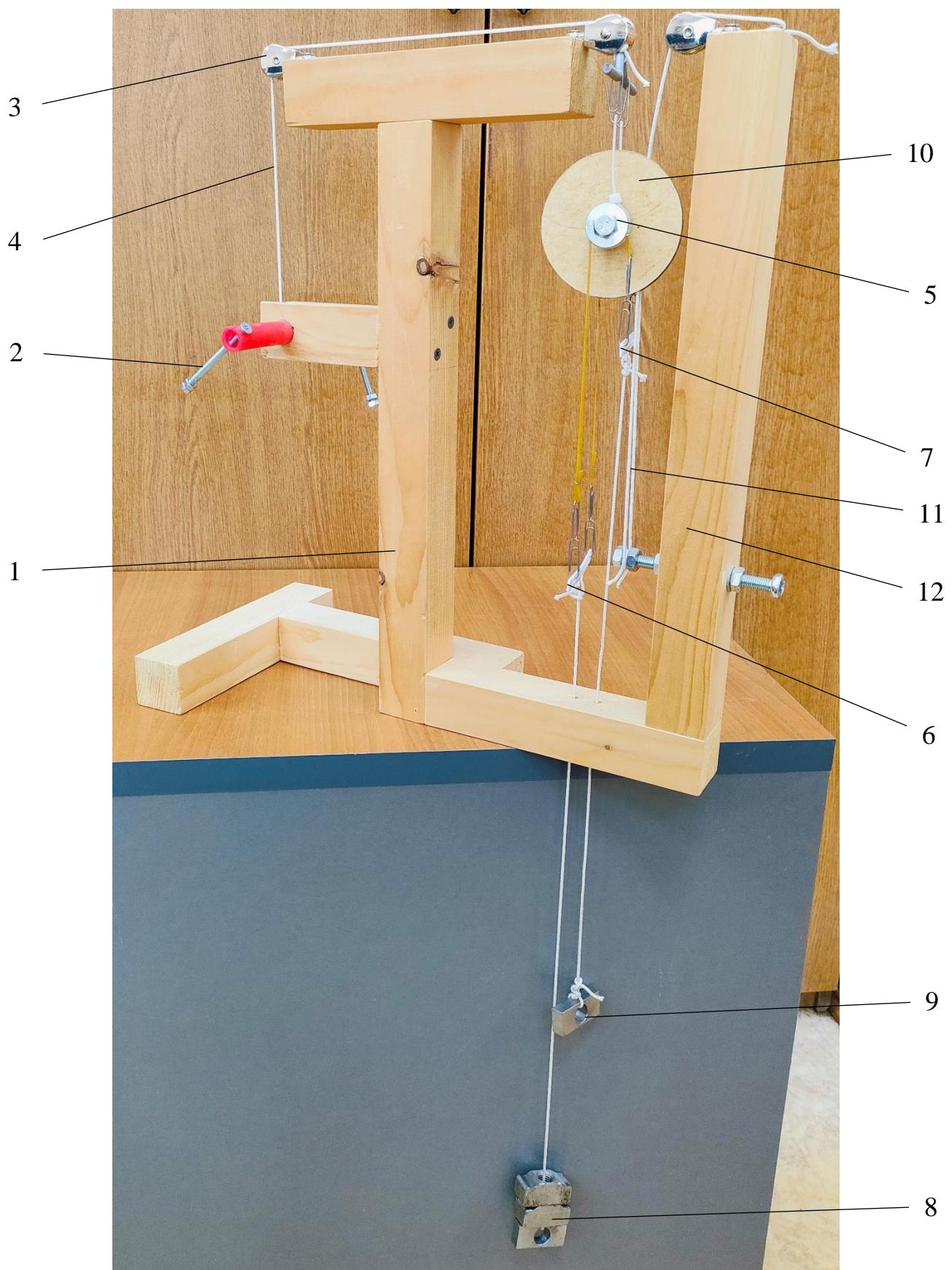
- определение фактических параметров работы установки (нагрузки в ТПШ лифтов и производительности) при различных режимах откачки;
- проверка полученных теоретических зависимостей;
- выявление путей совершенствования технологии.

Экспериментальные исследования работы преобразователя были проведены в три этапа:

- на первом, были проведены испытания материального макета наземной части установки для определения работоспособности проверкой возможности индивидуального изменения длины хода подвесок лифтов;
- на втором, были проведены стендовые испытания преобразователя в динамике при нагрузке, близкой к максимально допускаемой для гибкой тяги преобразователя, с целью уточнения диапазона изменения длины хода под нагрузкой;
- на третьем, в условиях реальной эксплуатации проведены исследования работы всей установки, в частности определение производительности лифтов, нагрузок в ТПШ лифтов и других показателей работы для сравнения существующей технологии эксплуатации с разработанной.

Критериями работоспособности установки, в частности преобразователя, являются возможность регулирования скорости откачки лифтов, выражющееся соотвествием производительности лифтов дебиту объектов скважины, и подтверждение полученных теоретических зависимостей.

Материальный макет установки представлен на рисунке 3.1. Макет состоит из ручного привода, включающего стойку 1, ручную лебёдку 2, блоки 3 и тягу (верёвка) 4, для обеспечения возвратно-поступательного движения преобразователя 5, на подвесках 6 и 7 которого подвешены грузы 8 и 9 соответственно. Груз 8 имитирует более тяжёлый лифт, груз 9 соответственно более лёгкий. На барабане 10 преобразователя 5 намотана гибкая тяга (верёвка) 11, один конец которого закреплён на стойке 12 ниже крайнего нижнего положения барабана.



1 и 12 – стойки; 2 – ручная лебёдка; 3 – блок; 4 – тяга; 5 – преобразователь; 6 и 7 – подвески;  
8 и 9 – грузы; 10 – барабан; 11 – гибкая тяга

Рисунок 3.1 – Макет установки

Испытания макета подтвердили работоспособность предложенной установки. При вращении ручного привода макета, имитирующего подъём и спуск лифтов, преобразователь приводился в действие от разницы нагрузок на подвесках, что приводило к дополнительному увеличению длины хода более тяжёлой подвески и уменьшению хода более лёгкой подвески, тем самым опытно доказав возможность эксплуатации лифтов с разной скоростью откачки.

Убедившись в работоспособности макета, был изготовлен опытный образец преобразователя длины хода и проведены стендовые испытания согласно разработанной программе и методике испытаний.

Преобразователь выдержал испытание в статике с подвешенными на его подвесках взвешенных заранее грузов общей массой 10194 кг в течение 15 минут и в динамике под нагрузкой, близкой к максимальной для гибкой тяги 10 кН, были проведены проверки теоретических зависимостей величины дополнительного хода в зависимости от диаметра намотки гибкой тяги (каната) на барабан в крайних положениях намотки. Имитация работы преобразователя производилась с помощью автокрана путём поднятий на высоту 3 м (ход вверх) и последующих спусков в первоначальное положение (ход вниз).

Стендовые испытания подтвердили возможность регулирования хода лифтов изменением диаметра намотки каната на барабан преобразователя. По результатам испытаний получен диапазон изменения длины хода подвесок преобразователя 0,3—1,4 м при расчётных 0,5—1,5 м. Получен более широкий, чем расчётный, диапазон в связи с неплотной навивкой гибкой тяги (каната) на барабан, что повлияло на работу преобразователя. При навивке каната на барабан под нагрузкой (при более натянутом состоянии каната) диапазон приближался к расчётному.

Дальнейшие исследования работы УСШН с преобразователем длины хода было решено проводить на скважине, эксплуатируемой двухлифтовой установкой ОРД, для сравнения существующей технологии эксплуатации с разработанной.

На первом этапе исследований было решено исследовать работу УСШН с преобразователем длины хода в сочетании с СК по причине отсутствия на момент

подбора скважины, оборудованной цепным приводом с длиной хода 6 м. Для корректности сравнения разработанной технологии с применяемой была подобрана скважина, в которой переход можно осуществить без изменения скважинного оборудования и исключение необходимости перемонтажа НП.

Основной объём исследований проводился на скважине № 4551г НГДУ «Бавлынефть» (рисунок 3.2). При подборе скважины подходящий для совместной работы с преобразователем СК UP-9T-2500-3500 был расположен на достаточном для размещения преобразователя высоте, что позволило исключить необходимость его подъёма (перемонтажа). На выбранной скважине для нормальной работы установки была доработана устьевая арматура с целью расположения устьевых сальников примерно на одном уровне, произведена подгонка колонн штанг лифтов, отцентрован и уравновешен привод.



Рисунок 3.2 – Наземное оборудование применяемой установки на скважине № 4551г НГДУ «Бавлынефть»

Проведены комплексные исследования параметров работы скважины до перехода (протоколы исследований приведены в приложении А).

На момент исследований до перехода на скважине эксплуатировались два наземных привода: на лифте 1 – СК6-2,1-2500 и лифте 2 – UP-9Т-2500-3500 (на рисунке 1 слева). По результатам исследований выявлено, что более производительным и с большей нагрузкой в ТПШ является лифт 2 по отношению к лифту 1. Более производительный (лифт 2) будет эксплуатироваться с длиной хода  $S + \Delta S$ , менее производительный (лифт 1) с длиной хода  $S - \Delta S$ . В качестве наземного привода решено использовать UP-9Т-2500-3500, параметры которого близки к техническим параметрам преобразователя.

Наземное оборудование разработанной установки на скважине № 4551г НГДУ «Бавлынефть» представлено на рисунке 3.3. Установка на скважине испытывалась в двух режимах:

3. в период с 28.06.2018 г. по 23.07.2018 г. при длине хода 2 м лифта 1 и 3 м — лифта 2 при длине хода СК 2,5 м и частоте качаний  $2,9 \text{ мин}^{-1}$ ,
4. в период с 23.07.2018 г. по 02.09.2018 г. при одинаковой длине ходов обоих лифтов, равной длине хода СК, с частотой качаний  $2,9 \text{ мин}^{-1}$ .

Основными показателями работы добывающих установок являются производительность, нагрузки в ТПШ и удельный расход энергии. Сравним полученные фактические значения перечисленных показателей работы применяемой технологии с двумя наземными приводами и разработанной с одним приводом и преобразователем длины хода.

На рисунке 3.4 приведены графики фактических замеров дебитов (производительности) лифтов и скважины за период с 01.05.2018 по 02.09.2018. Общий (суммарный) дебит скважины измеряется на групповой замерной установке счётчиком ТОР. Дебит лифта 1 измеряется отдельно с помощью счётчика РИНГ. Дебит лифта 2 определяется разностью значений общего дебита и дебита лифта 1. Для сравнения на рисунке также приведены графики запланированных дебитов по технологическому режиму скважины.



Рисунок 3.3 – Наземное оборудование разработанной установки на скважине № 4551г НГДУ «Бавлынефть»

По графикам замеров дебита видно, что после перехода общий дебит скважины не уменьшился и даже увеличился за счёт большего отбора с лифта 1 и меньшего с лифта 2. Общий дебит скважины до 18.06.2018 (до перехода) составлял в среднем  $7,15 \text{ м}^3/\text{сут}$  при запланированном по технологическому режиму  $7,7 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Выявлено снижение общего дебита скважины из-за снижения дебита лифта 1 скважины, что подтверждается результатами комплексных исследований до перехода на разработанную технологию по причине снижения забойного давления в среднем с 8,3 до 6,4 Мпа и нестабильной работы лифта 2 из-за влияния газа под пакером на динамограммах.

С 18.06.2018 г. по 05.07.2018 г. дебиты лифтов сохраняются, а после 05.07.2018 г. происходит увеличение дебита лифта 1 и уменьшение дебита лифта 2.

Увеличение общего дебита скважины в среднем до 8,1 м<sup>3</sup>/сут не связано с переходом на работу от одного привода, т. к. параметры эксплуатации установки изменились не в сторону увеличения отбора с лифта 1: длина хода лифта 1 уменьшилась с 2,1 м до 2 м, а длина хода лифта 2 увеличилась с 2,5 м до 3 м при сохранении числа качаний 2,9 мин<sup>-1</sup>. Частично это связано с простоями скважины 25–28.06.2018 г. для выполнения работ по переходу установки на разработанную технологию, но в основном с увеличением забойного давления с 6,4 МПа до 6,7 МПа (определенено по результатам исследований) в объекте эксплуатации лифта 1.

Ввиду того, что возникла необходимость корректировки технологического режима в сторону увеличения отбора с лифта 1 и уменьшения отбора с лифта 2 было принято решение об увеличении отбора продукции с объекта эксплуатации лифта 1 путём увеличения длины хода лифта 1, поэтому с 23.07.2018 г. установка переведена на эксплуатацию при одинаковой длине ходов обоих лифтов, равной длине хода СК, т.к. разница в скоростях откачки стала менее 10 %. В результате общий дебит скважины (суммарный дебит лифтов) увеличился в среднем до 9,5 м<sup>3</sup>/сут при сохранении обводнённости около 20 % по данным на 04.09.2018 г. и 8,8 % лифта 2 на 03.09.2018 г.

Полученный рост общего дебита скважины, в частности увеличение дебита лифта 1 и снижение дебита лифта 2, больше связаны с изменениями пластовых и забойных давлений, но полученные результаты экспериментально подтверждают возможность регулирования производительности лифтов за счёт преобразователя под требуемые режимы эксплуатации. Причём за счёт более точной регулировки (гибкости настройки) скорости откачки лифтов обеспечивается более точный подбор производительности лифта дебитам объектов скважины. Для получения аналогичного результата на применяемой двухлифтовой УСШН с двумя приводами на этой скважине потребовалось бы на наземном приводе лифта 1 увеличить число качаний или заменить привод из-за невозможности на СК 6 увеличить длину хода с 2,1 до 2,5 м.

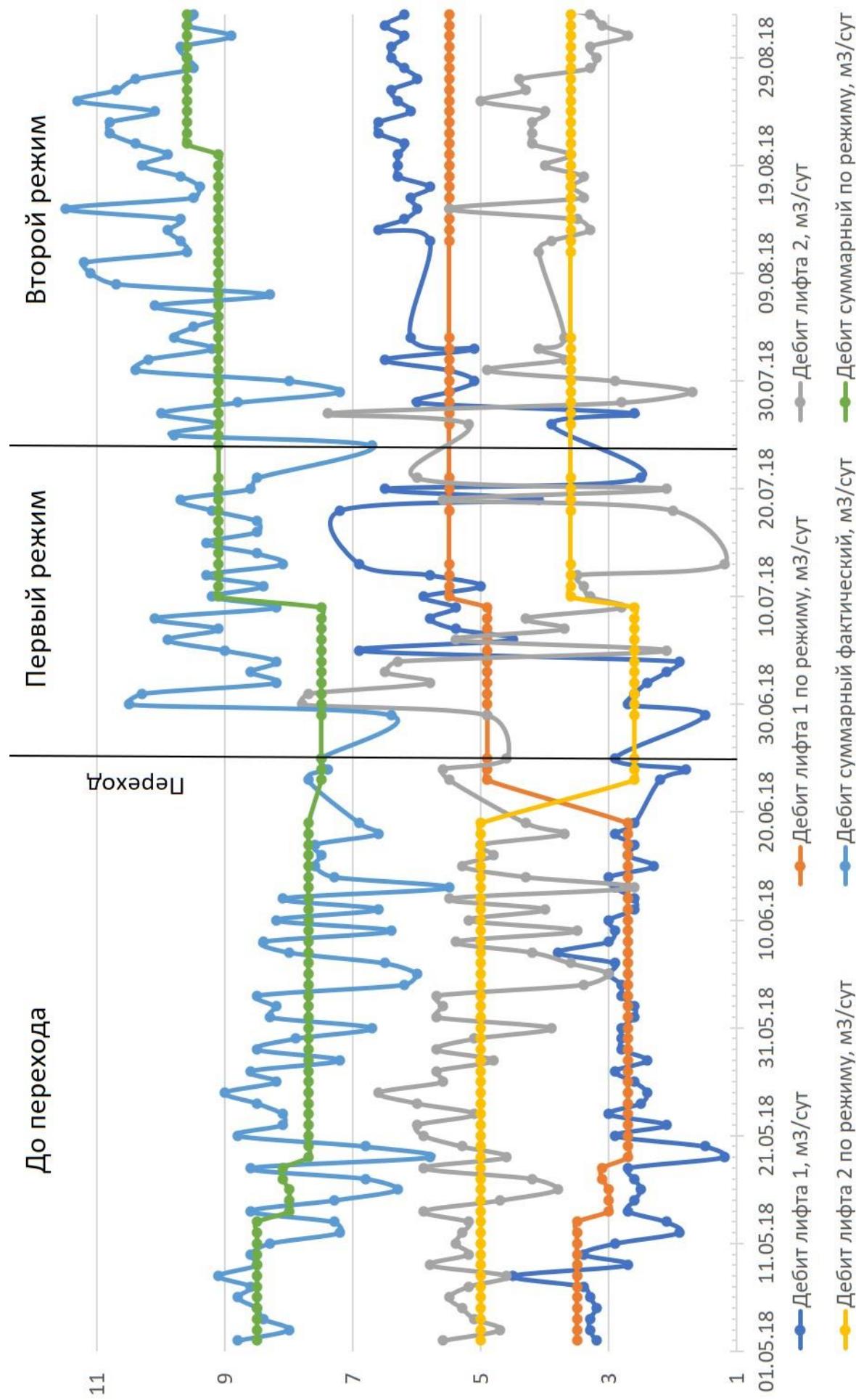


Рисунок 3.4 – Графики фактических замеров дебита лифтов и скважины

На рисунке 3.5 представлены графики изменения фактических нагрузок в течение цикла работы установки с СК и преобразователем в первом режиме при разной длине хода лифтов на скважине, снятые одновременно двумя автономными межтраверсными динамографами «Квантор-5абд» с погрешностью измерения нагрузки 2 %.

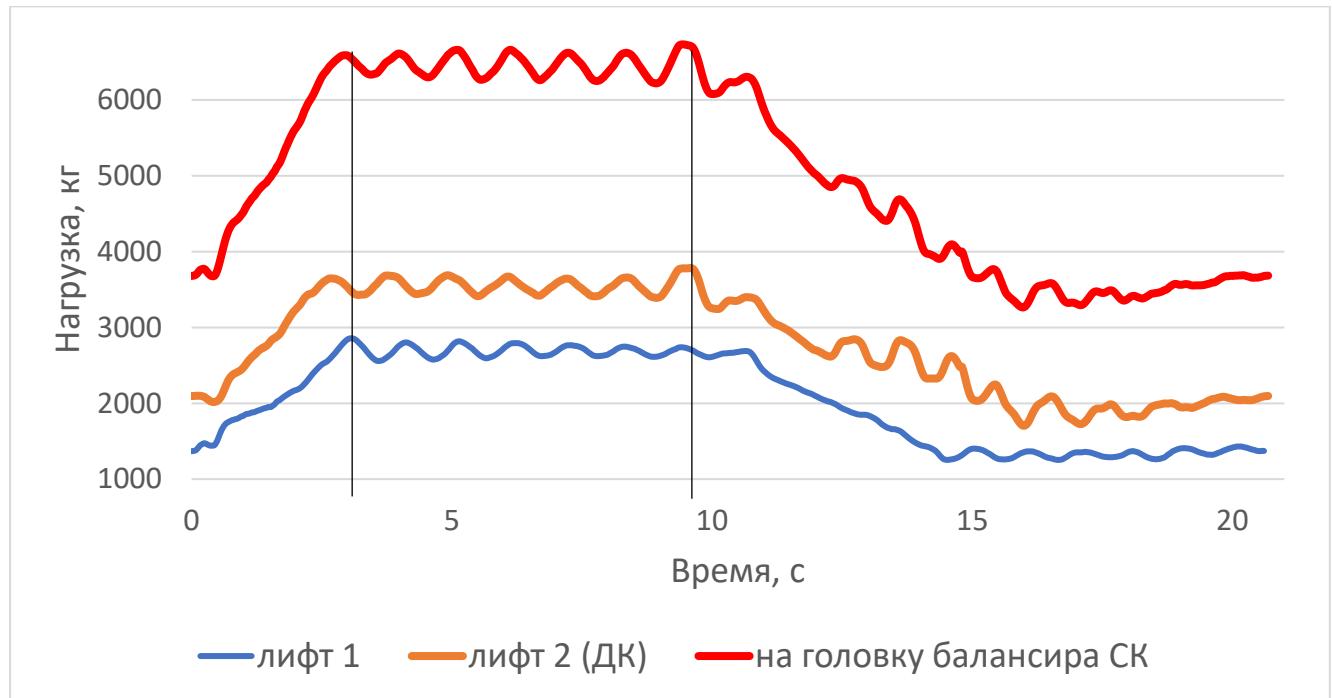


Рисунок 3.5 – Графики изменения фактических нагрузок в течение цикла на скважине № 4551г НГДУ «Бавлынефть»

Наглядно видно, что максимальные нагрузки в ТПШ лифтов смешены друг относительно друга. Максимальная нагрузка 2857 кг в ТПШ лифта 1 возникает на 3,1 с цикла или на 625 мм хода вверх, при этом в ТПШ лифта 2 нагрузка составляет 3469 кг и ТПШ находится на 929 мм хода вверх. Максимальная нагрузка 3782 кг в ТПШ лифта 1 возникает на 9,6 с цикла или на 2998 мм хода вверх, при этом в ТПШ лифта 1 нагрузка составляет 2710 кг и ТПШ находится на 2710 мм хода вверх. Вертикальные линии, проведённые через точки, соответствующие максимальным нагрузкам в ТПШ лифтов, показаны на рисунке. Результирующая максимальная нагрузка на головку балансира СК с учётом массы преобразователя 6732 кг возникает на 9,4 с цикла или на 3000 мм хода вверх в верхней мёртвой точке.

На данной скважине наличие увеличения нагрузки в конце цикла вверх в ТПШ лифта 2 свидетельствует о наличии заедания плунжера в цилиндре насоса в

этом месте. В типовых динамограммах максимальная нагрузка располагается ближе к началу хода вверх после растяжения колонны штанг. Если рассматривать этот участок, то видно, что максимальная нагрузка в ТПШ лифта 1 приходится на снижающуюся по значению нагрузку в ТПШ лифта 2. Данный факт связан с конструктивной особенностью преобразователя – работой его от мгновенной разницы нагрузок лифтов. По этой причине лифт с большей нагрузкой в ТПШ всегда первым начинает ход вверх и первым воспринимает нагрузку, при этом другой лифт запаздывает за счёт гибкости гибкой тяги (ленты), сглаживающей разницу нагрузок [80].

Для сравнения нагрузок на привод разработанной двухлифтовой УСШН с одним СК и преобразователем с нагрузками при эксплуатации применяемой двухлифтовой УСШН с двумя СК на рисунке 3.6 приведены графики, полученные суммированием фактических нагрузок в ТПШ лифтов. На рисунке также приведён график изменения суммарных нагрузок на привод в течение цикла работы разработанной установки с одним СК и преобразователем при одинаковой длине хода лифтов на втором режиме работы.

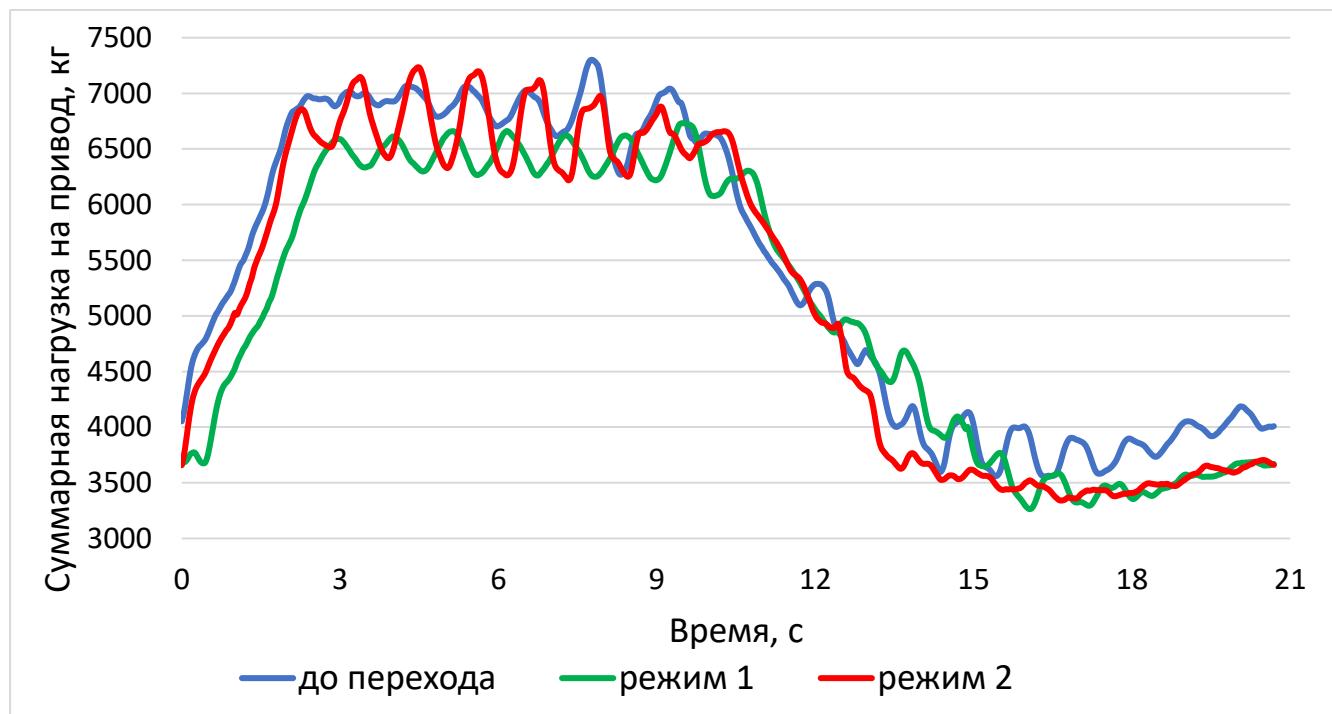


Рисунок 3.6 – Сравнение графиков изменения нагрузок на привод в течение цикла

Как видно из рисунка 3.6 суммарные нагрузки на привод в течение цикла работы установки с одним НП и преобразователем при разной длине хода лифтов ниже, чем при работе без преобразователя.

В таблице 3.1 представлены итоговые результаты сравнения фактических нагрузок на привод по эталонным динамограммам. С учётом массы преобразователя получено снижение между режимами 1 и 2 максимальной нагрузки на 286 кг, что составляет 4,2 %.

Таблица 3.1 – Сравнение фактических нагрузок на привод

Нагрузка на привод, кг				разница между			
значе- ние	до	после		до и режимом 1		режимами 1 и 2	
		режим 1	режим 2	кг	%	кг	%
max	7301	6732	7233	<b>569</b>	<b>7,8</b>	<b>501</b>	<b>6,9</b>
min	3557	3264	3341	<b>293</b>	<b>8,2</b>	<b>77</b>	<b>2,2</b>

Во время проведения экспериментальных исследований на скважине № 4551г НГДУ «Бавлынефть» проводились также измерения потребляемой установкой электроэнергии двухлифтовой УСШН с двумя СК и после перехода на УСШН с одним СК и преобразователем. Результаты представлены в протоколах исследований работы скважины (приложения А и Б). Как было отмечено, для корректности сравнения на данной скважине была обеспечена неизменность скважинного оборудования и наземного привода, электродвигателя и ведущего шкива ременной передачи. Потребление электроэнергии измерялось одним и тем же, прошедшим поверку, счётчиком АКИП 40-22.

В результате комплексных измерений на скважине получено, что электроэнергия, потребляемая применяемой двухлифтовой УСШН с двумя СК в сутки, составляет в среднем 225,6 кВт, соответственно, удельные энергозатраты на подъём единицы продукции установкой составляют в среднем  $44,3 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/(\text{м}^3\cdot\text{км})$ . После перехода на УСШН с одним СК и преобразователем электроэнергия, потребляемая установкой в сутки, составила в среднем 144,8 кВт, соответственно, удельные энергозатраты на подъём единицы продукции установкой составили в среднем

12,37 кВт·ч/(м<sup>3</sup>·км). Следовательно, переход на УСШН с одним СК и преобразователем на данной скважине позволил уменьшить потребление электроэнергии в среднем на 35,8 % и удельные энергозатраты на подъём единицы продукции установкой в среднем на 72,1 %, что свидетельствует о повышении КПД работы за счёт исключения элемента (одного привода) из добывающей системы [48], совершающей полезную работу по подъёму жидкости, механический КПД которого всегда меньше 1.

По результатам испытаний преобразователя длины хода в составе разработанной установки подтверждена его работоспособность и рекомендовано приемочной комиссией к расширенным испытаниям установочной серии (приложении В).

Таким образом, на основе анализа полученных результатов проведённых исследований, в частности: производительности лифтов и установки в целом, потребляемой электроэнергии и возможности эксплуатации установки и лифтов в различных режимах работы обоснована работоспособность технологии раздельной добычи продукции объектов скважины штанговыми насосами, приводимыми в действие одним НП. На основании сравнения нагрузок по динамограммам в ТПШ лифтов двухлифтовой УСШН с двумя НП и двухлифтовой УСШН с одним НП экспериментально показано, что максимальная нагрузка на НП разработанной установки снижается на 7-8 %. Удельные энергозатраты на подъём единицы продукции разработанной установкой в сравнении с применяемой снижаются в среднем на 72 %.

### **3.2 Практические рекомендации по применению двухлифтовой технологии раздельной добычи продукции объектов скважины штанговыми насосами, приводимыми в действие одним наземным приводом**

По результатам испытаний опытного образца предложенной установки выявлены ограничения (условия) для применения. Для реализации предложенной технологии необходимо выполнение следующих условий:

- наличие разницы нагрузок в ТПШ лифтов в любой момент времени цикла работы установки;
- точная центровка НП относительно оси эксплуатационной колоны скважины;
- необходимость подъёма НП на высоту, достаточную для размещения преобразователя длины хода.

Основным необходимым условием работоспособности установки с преобразователем является наличие разницы нагрузок в ТПШ штанг лифтов, предпосылками образования которой являются разная глубина спуска насосов, соответственно, разная высота подъёма жидкости, а также разная производительность лифтов и др., в любой момент времени цикла работы установки. Эта разница нагрузок является движущей силой, необходимой для получения врачающего момента, приводящего во вращение вал-звездочку преобразователя, что позволяет избежать применения дополнительного привода, такого как электропривод, гидропривод и др. Вращение вала-звездочки позволяет к длине хода привода добавить к более производительному или убавить у менее производственного величину длины дуги, соответствующей углу поворота вала-звездочки за время хода вверх. При ходе привода с ТПШ лифтов вниз лифт с большей нагрузкой своим весом возвращает лифты в исходное положение.

По результатам наблюдений за работой установки в реальных условиях эксплуатации выявлено, что в определённом промежутке работы этой разницы недостаточно для обеспечения работоспособности установки, в частности на скважине № 4551г НГДУ «Бавлынефть» после перехода с хода вверх на ход вниз колонны

штанг до примерно трети хода вниз происходило ослабление гибкой тяги преобразователя после стравливания затрубного газа из скважины, особенно в первые 30–40 минут после запуска установки в работу. При дальнейшей работе установки интервал ослабления гибкой тяги постепенно уменьшался и через некоторое время ослабления не наблюдалось. Предположительно причиной возникновения такой ситуации является резкое снижение затрубного давления газа.

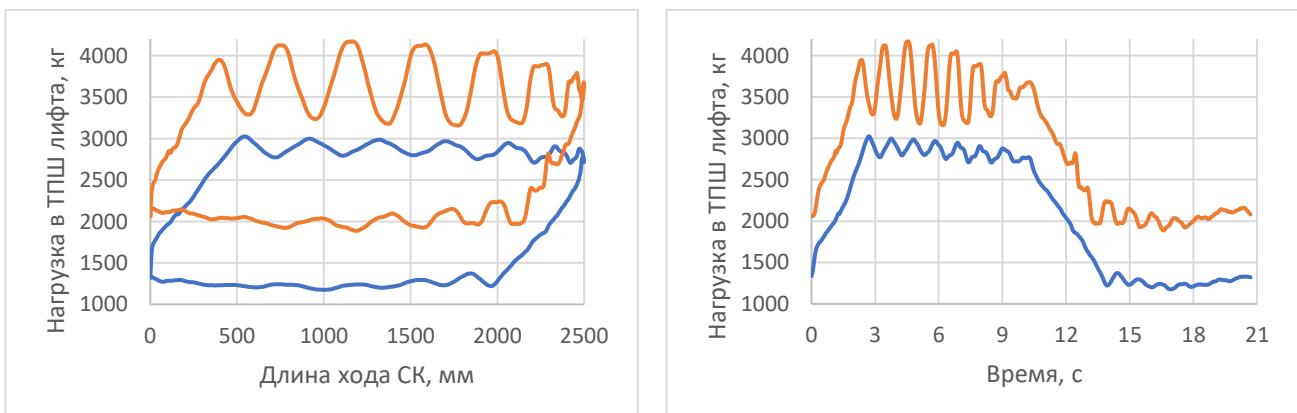
Для уточнения предположения о влиянии резкого снижения затрубного газа и механизме влияния на работу установки с преобразователем 02—03.08.2018 г. был проведён эксперимент с повторением ситуации, но при одновременном снятии динамограмм обоих лифтов в течение суток. Для снятия динамограмм применялись межтраверсные автономные динамографы «КВАНТОР-5абд» НГДУ «Бавлынефть». Стравливание газа из затрубного пространства верхнего объекта, который эксплуатируется лифтом 1, поэтому, из-за оснащения установки разделяющим объекты пакером, будет влиять на работу лифта 1 изменением графика нагрузок в ТПШ лифта 1, которые будут видны по динамограммам. При этом предполагалось, что динамограммы в ТПШ лифта 2 не изменятся.

02.08.2018 г. в 9:00 были установлены межтраверсные динамографы на подвески лифтов. В настройках динамографов было выставлено снятие динамограмм каждые 5 мин в течение суток. Синхронизация двух датчиков произведена одновременным началом снятия динамограмм. Лифты работали с одинаковой длиной хода, равной длине хода СК. На момент начала эксперимента динамический уровень по показаниям эхолота составлял 1133 м при затрубном давлении газа 14,4 атм. В 10:30 произведено резкое стравливание газа путём полного открытия затрубного углового вентиля устьевой арматуры до давления 6,6 атм (динамический уровень 1068 м), при этом лента преобразователя сильно ослабла, что могло привести к аварийной ситуации, поэтому прекратили дальнейшее стравливание.

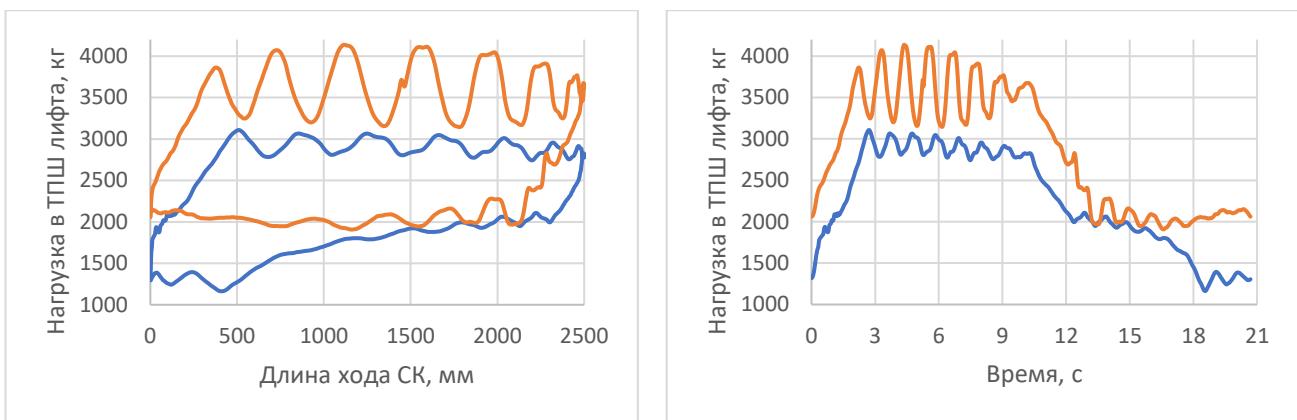
На рисунке 3.7 представлены графики изменения нагрузок по длине хода (динамограммы) и по времени цикла работы (циклограммы) до и после стравливания затрубного давления и последующего достижения стабильной нормальной работы установки с преобразователем как было до стравливания. В левой части рисунка

представлены полученные фактические динамограммы работы лифтов, а в правой части – соответствующие им графики изменения нагрузок в ТПШ лифтов в течение времени цикла работы установки, полученные из снятых динамограмм по методике, описанной в [30]. Приведение циклограмм лифтов связано с тем, что их наложение позволяет наглядно увидеть и сравнить значения нагрузок в один и тот же момент времени, что в данном эксперименте наиболее важно. Линии графиков лифта 1 выделены синим цветом, лифта 2 – оранжевым.

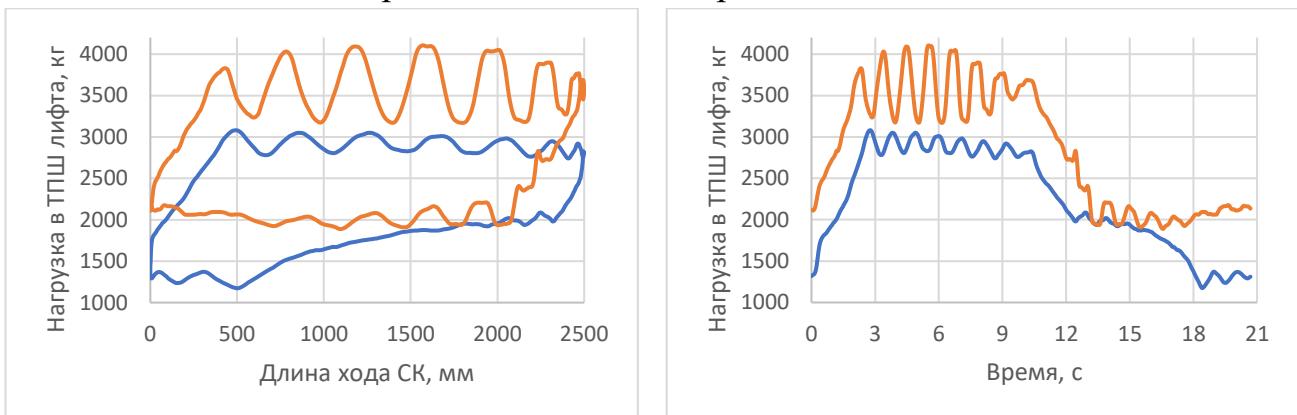
Как видно по графикам экстремальные нагрузки существенно не изменились, а изменилась форма графиков при ходе колонны штанг лифта 1 вниз. После стравливания в 10:30 при ходе колонны штанг лифта 1 вниз нагрузки увеличились и приблизились к значениям лифта 2, а в интервалах времени 13,22–13,56 с в 10:30 и 13,21–14,56 с в 10:42 графики пересекаются, т. е. нагрузки выравниваются. При работе в этих интервалах происходят ослабления гибкой тяги (ленты), описанные выше. В этих интервалах вал-звёздочка преобразователя вместе с барабаном перестают вращаться и меняют направление вращения, гибкая тяга, намотанная на барабан, разматывается и провисает. Далее, разность нагрузок становится снова положительной, после этого вал-звёздочка меняет направление на первоначальное правильное и размотанная часть гибкой тяги резко обратно наматывается на барабан. Для исключения обрыва гибкой тяги (ленты) требуется вручную направлять её в правильном направлении.



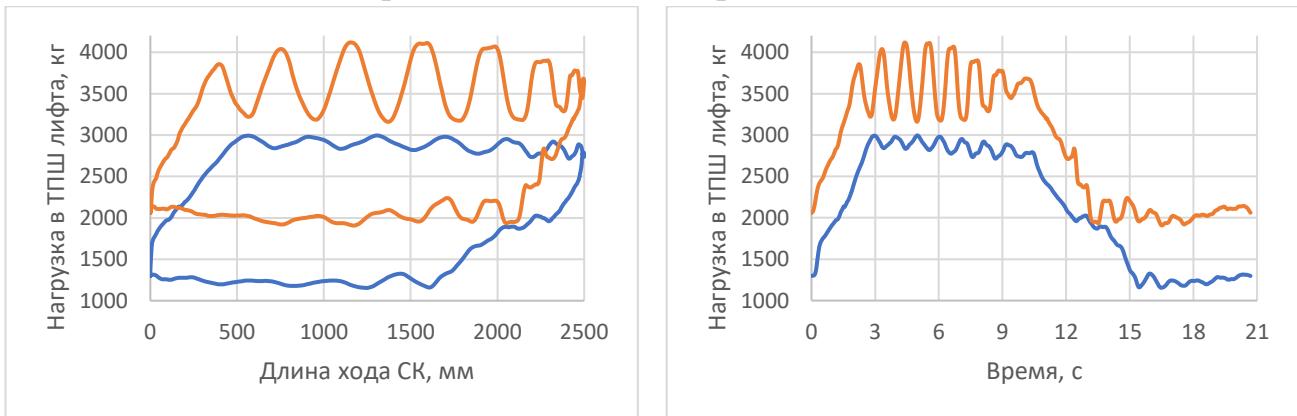
Время снятия динамограммы – 9:45



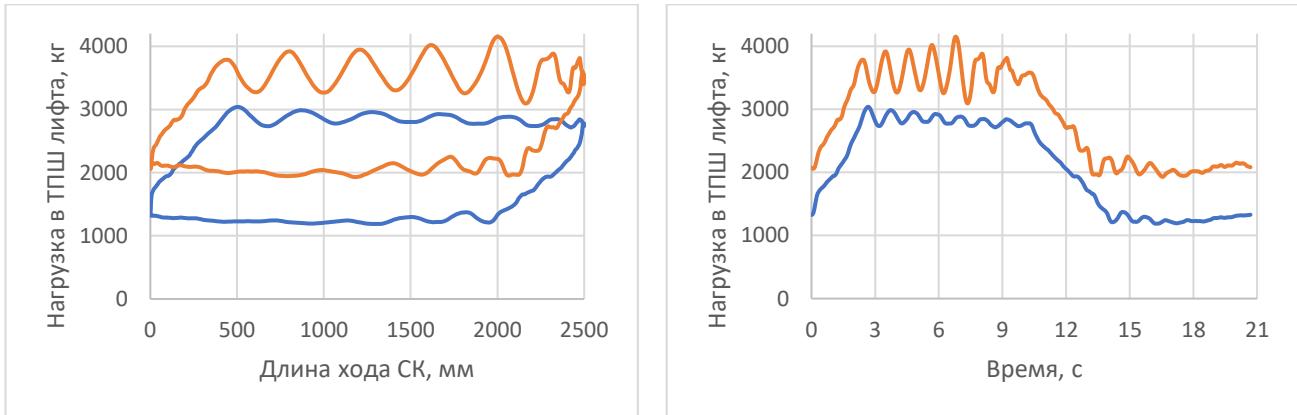
Время снятия динамограммы – 10:30



Время снятия динамограммы – 10:42



Время снятия динамограммы – 10:50



Время снятия динамограммы – 11:15

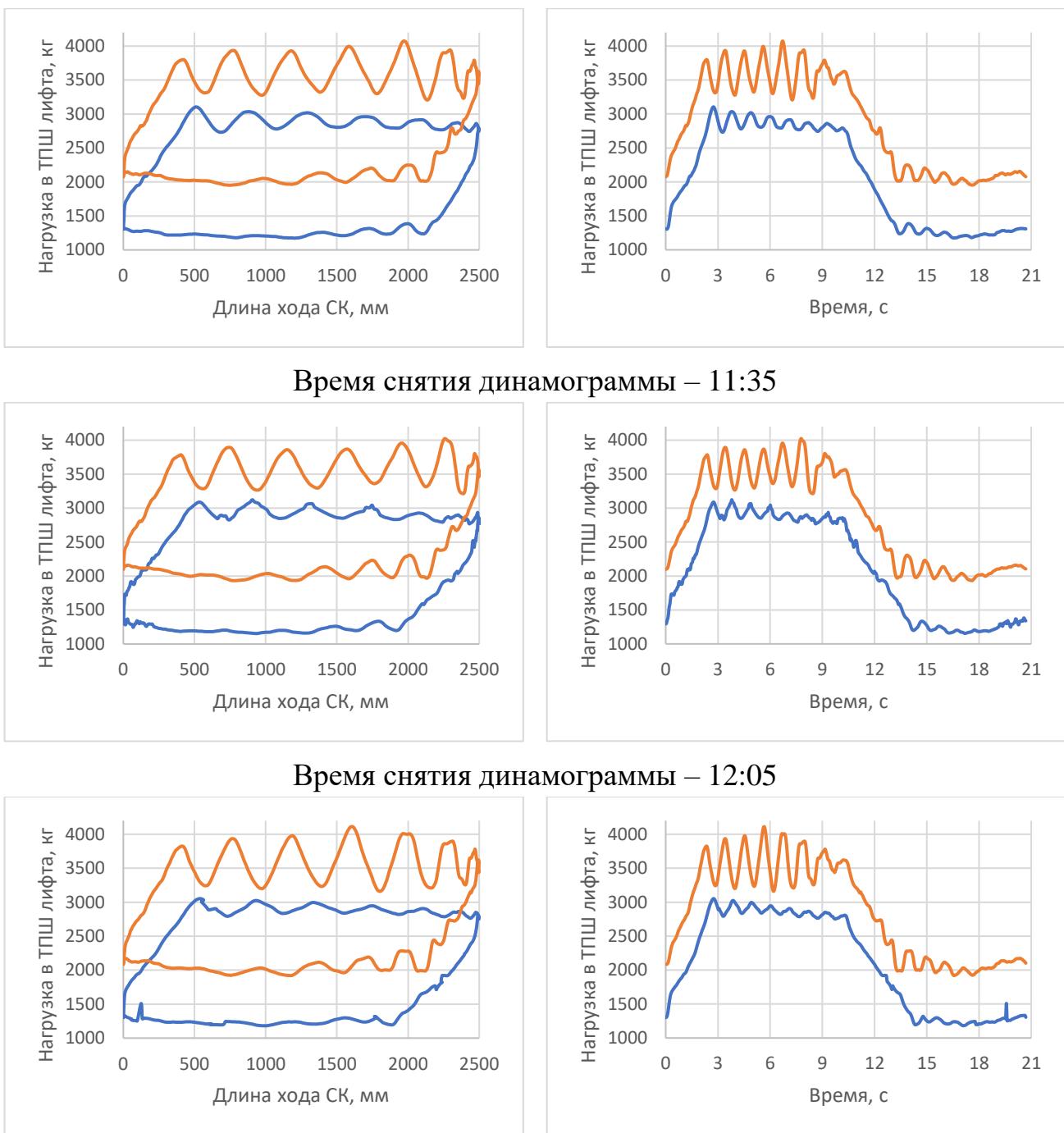


Рисунок 3.7 – Графики изменения нагрузок по длине хода и по времени цикла работы

В 10:50 пересечения графиков уже нет, ослабление ленты ещё присутствует, но обратного вращения вала-звездочки уже нет. Начиная с 11:15 гибкая тяга преобразователя работает удовлетворительно, как до стравливания.

По результатам эксперимента сделан вывод, что стравливание газа влияет на работу преобразователя испытуемой конструкции и установки в целом, описан

механизм влияния и выявлена необходимость поиска способов недопущения такого режима работы установки.

В испытываемой конструкции преобразователя разность нагрузок в ТПШ лифтов прямо пропорциональна усилию натяжения свободного конца гибкой тяги, намотанной на барабан преобразователя. Отсутствие натяжения гибкой тяги, происходящее из-за недостаточной разницы нагрузок в ТПШ лифтов или при выравнивании нагрузок хотя бы на какой-то момент времени, или в случаях, когда изначально определённый как лифт с большей нагрузкой в ТПШ во время цикла работы становится лифтом с меньшей нагрузкой, приводит к аварийным ситуациям (привисанию гибкой тяги, зацеплению её о выступающие части наземного оборудования и обрыву, ударам и повреждению других узлов установки и др.). Поэтому для работы установки должна быть обеспечена гарантированная минимальная разница нагрузок в ТПШ лифтов в любой момент времени цикла работы установки, достаточная для преодоления потерь в преобразователе, или, по-другому, наличие натяжения гибкой тяги (сила натяжения гибкой тяги больше нуля без учёта потерь в преобразователе), иначе установка неработоспособна.

Это условие можно представить в следующем виде:

$$P_{ЛБН} > P_{ЛМН} + \Delta P , \quad (3.1)$$

где  $P_{ЛБН}$  – мгновенная нагрузка в ТПШ лифта с большей нагрузкой, Н;

$P_{ЛМН}$  – мгновенная нагрузка в ТПШ лифта с меньшей нагрузкой, Н;

$\Delta P$  – минимально необходимая разница нагрузок в ТПШ лифтов, Н.

Отсюда вытекает необходимость аналитического определения минимально необходимой разницы нагрузок  $\Delta P$ , при которой гарантированно обеспечивается работоспособность установки на данной скважине, и выявления способов обеспечения необходимой  $\Delta P$ .

В соответствии с физической сущностью процесса работы УСШН с преобразователем минимально необходимая разница нагрузок  $\Delta P$  включает в себя все потери натяжения в преобразователе  $F_П$  и усилие натяжения гибкой тяги  $F_{ГТ}$ , умноженное на передаточное число преобразователя  $i$ .

$$\Delta P = F_{\Pi} + F_{\Gamma T} \cdot u , \quad (3.2)$$

где:  $F_{\Pi}$  – потери натяжения в преобразователе, Н;

$F_{\Gamma T}$  – усилие натяжения гибкой тяги, Н.

Потери в преобразователе  $F_{\Pi}$  можно рассчитать по следующей формуле:

$$F_{\Pi} = F_{\Gamma T} \cdot (1 - \eta_{\Pi}) , \quad (3.3)$$

где  $\eta_{\Pi}$  – расчётный КПД преобразователя;  $\eta_{\Pi} = 0,9$ .

Тогда формула (3.2) запишется в следующем виде:

$$\Delta P = F_{\Gamma T} \cdot (1 - \eta_{\Pi} + u) . \quad (3.4)$$

Для исключения провисания достаточно усилия больше 0. В существующей конструкции преобразователя в качестве гибкой тяги применён строп текстильный ленточный СТЛП 1,0 т по ТУ 3551.14156.001-99 шириной 30 мм. С учётом влияния ветровой нагрузки и других факторов на строп, обеспечения гарантированной работоспособности, а также удобства дальнейших расчётов минимально необходимое усилие натяжения гибкой тяги принята  $F_{\Gamma T} = 100$  Н.

В результате получено

$$\Delta P = 100 \cdot (0,1 + u) . \quad (3.5)$$

Получается для гарантированной работоспособности установки достаточно превышение на 221 – 604 Н при передаточном отношении преобразователя  $u = 2,11—5,94$  [73] соответственно мгновенной нагрузки в точке подвеса штанг более тяжелого лифта  $P_{ЛБН}$  над мгновенной нагрузкой в ТПШ лифта с меньшей нагрузкой  $P_{ЛМН}$  в любой момент цикла работы установки.

С целью выявления возможности использования установки с преобразователем на скважине необходимо сравнить минимально необходимую разницу нагрузок  $\Delta P$  с фактической разницей нагрузок  $\Delta P_{\Phi}$ , что можно осуществить сравнением фактических нагрузок по динамограммам работы лифтов. Методика продемонстрирована на основе динамограмм работы УСШН с приводом насосов от двух СК (без преобразователя) на реальной работающей скважине № 1034 НГДУ «Альметьевнефть» при рассмотрении как объекта для внедрения.

Наложение снятых на скважине динамограмм зависимости нагрузок в ТПШ лифтов от длины хода СК (рисунок 3.8) не даёт полного представления о работе лифтов при совместной эксплуатации и ответа об обеспечении необходимой разницы  $\Delta P$ , поэтому необходимо преобразовать динамограммы в графики изменения нагрузок в ТПШ лифтов в течении цикла работы УСШН по методике, описанной в [30], и наложить друг на друга как показано на рисунке 3.9. Для удобства анализа, значения времени в графиках пересчитаны в размерность миллисекунды (мс).

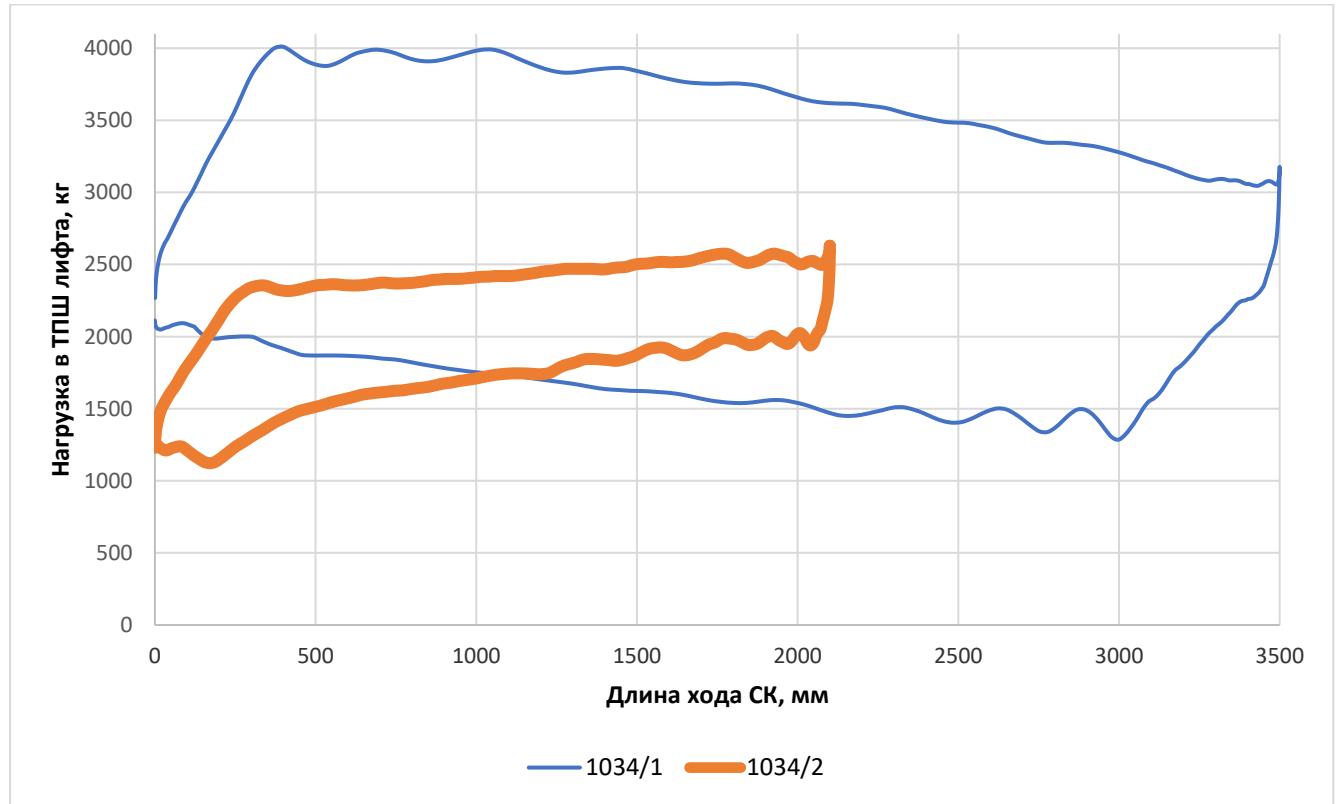


Рисунок 3.8 – Динамограммы работы лифтов скважины №1034 НГДУ  
«Альметьевнефть»

Как видно из рисунка 3.9 более производительный лифт 1 с большей нагрузкой в ТПШ с 13123,45 мс (13,12 с) по 21233,82 мс (21,23 с) в течение 8,11 с становится легче другого, ранее лифта 2 с меньшей нагрузкой в ТПШ, причём разности нагрузок приобретают отрицательные значения.

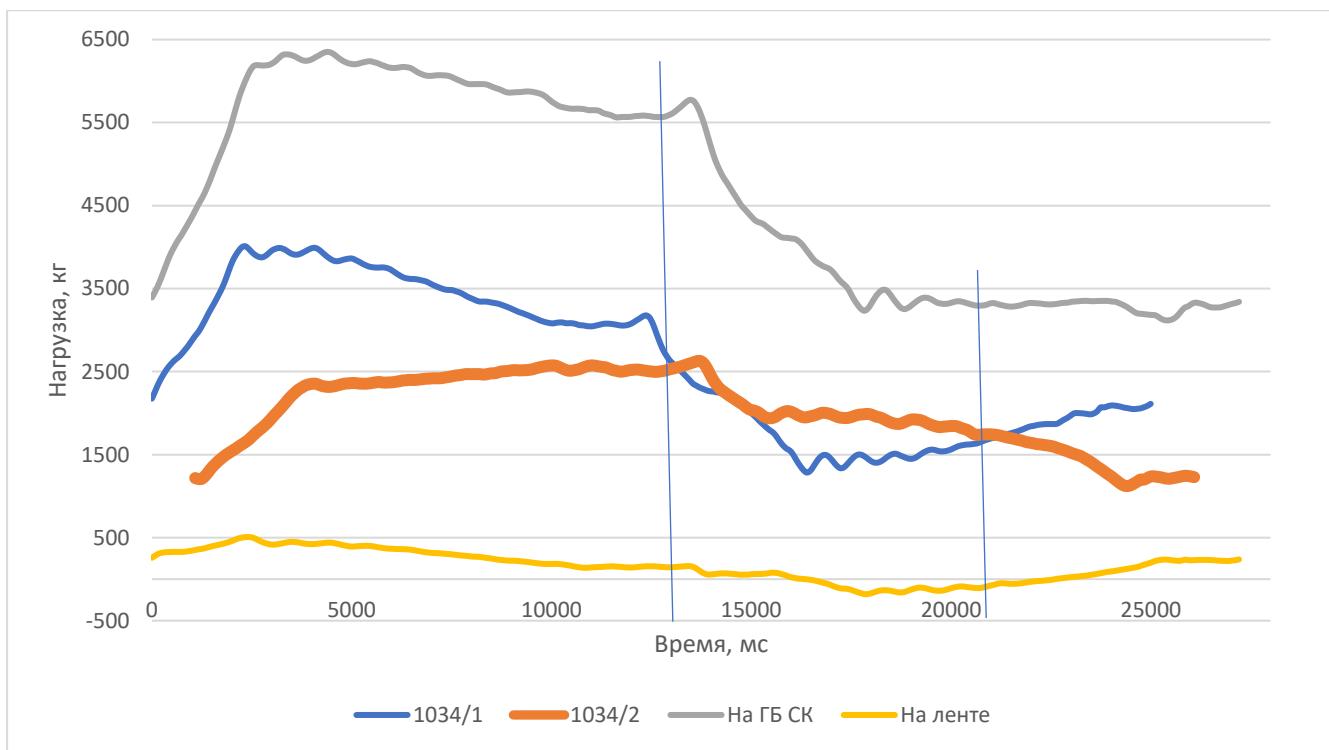


Рисунок 3.9 – Графики изменения нагрузок в течение цикла на скважине №1034  
НГДУ «Альметьевнефть»

В интервале цикла работы значения разности нагрузок в ТПШ лифтов  $\Delta P_{\Phi}$  изменяются от 0 до – 660 кг. С учётом передаточного числа преобразователя  $i = 3,71$  для обеспечения предлагаемого режима эксплуатации по этой скважине усилие на гибкой тяге в этом интервале будет меняться от 0 до – 177,9 кг.

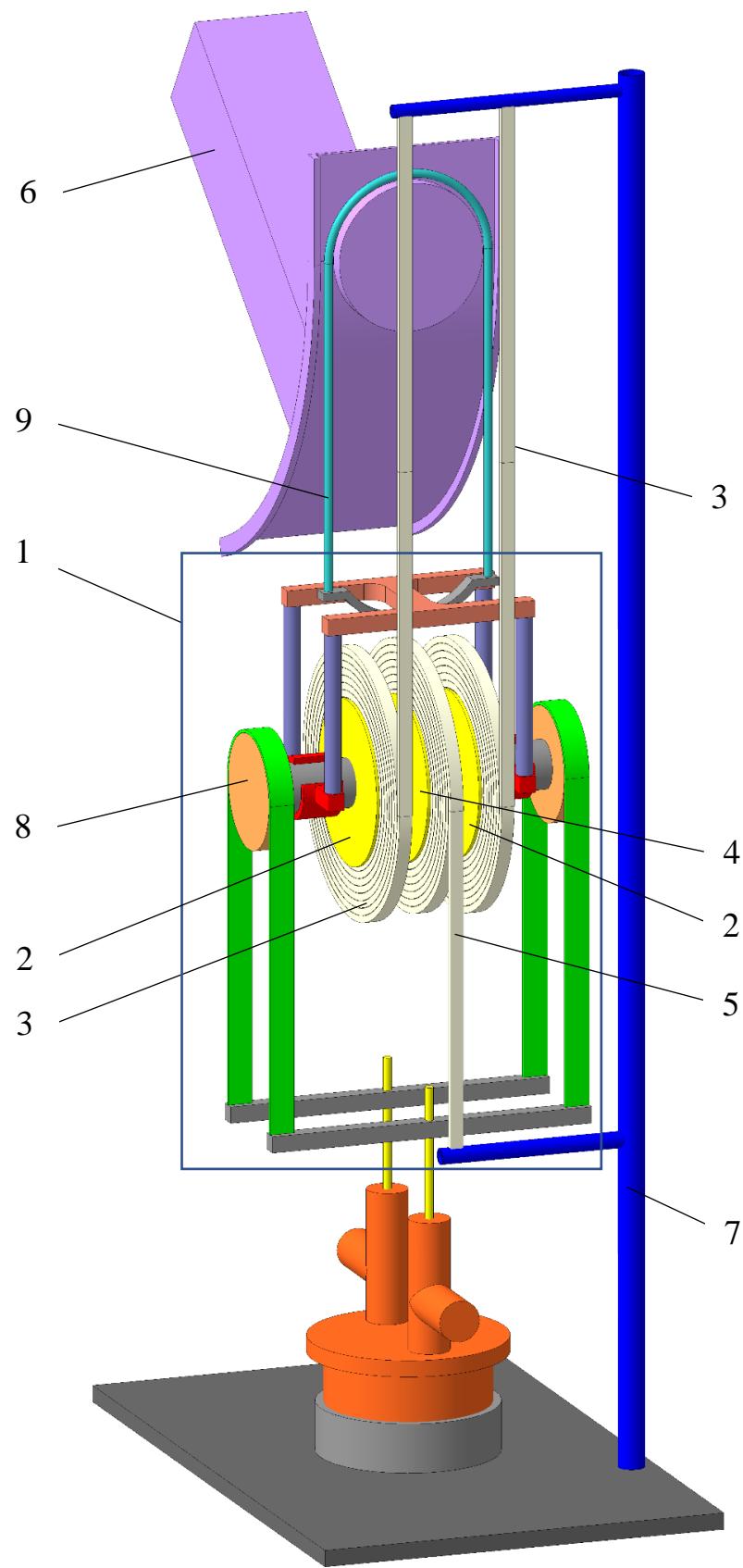
Необходимая разница нагрузок по формуле (3.5)  $\Delta P = 381$  Н. Следовательно, для обеспечения работоспособности преобразователя лифт с большей нагрузкой на этой скважине требуется «догрузить» весом  $|\Delta P_{\Phi}| + \Delta P = |-660 \cdot 9,81| + 381 = 6855,6$  Н.

Реализация решения возможна следующими способами: смещением относительного расположения крайних нижних положений подвесок лифтов, подбором на основе существующих методик оптимальной компоновки скважинного оборудования установки путём облегчения более лёгкого лифта или дополнительного утяжеления более тяжёлого лифта и т. п. Другим направлением решения представляется изменение конструкции преобразователя с целью отказа от использования разницы нагрузок в ТПШ лифтов в качестве движущей силы в пользу другого принципа работы или доработки существующего.

Использование разницы нагрузок в ТПШ лифтов в качестве движущей силы было улучшено в усовершенствованных конструкциях установки [69—72], например, за счёт оснащения преобразователя 1 как показано на рисунке 3.10 ещё минимум одним дополнительным барабаном 2 с намотанной дополнительной гибкой тягой 3 в направлении, обратной намотке основной гибкой тяги 4 на основной барабан 5, и крепления дополнительной гибкой тяги на различном уровне в пределах высоты НП 6 на механизме крепления, например, стойке 7, корпусе ПЦ или др., в противоположном от крепления основной гибкой тяги конце [70]. Рабочие длины гибких тяг 4 и 3 и их натяжения одинаковые.

На скважинах, где выполняется условие, что один из лифтов с большей нагрузкой, чем другой, в любой момент времени как при ходе вверх, так и при ходе вниз НП, усовершенствованный преобразователь работает также, как раньше, и наличие дополнительных барабанов с гибкими тягами не влияет на работу установки, т. к. сила натяжения, зависящая от разницы нагрузок в ТПШ лифтов, действует на гибкую тягу и она получается более натянутой, чем дополнительные гибкие тяги, и если гибкая тяга наматывается на барабан, дополнительные гибкие тяги отматываются с дополнительных барабанов при ходе вверх НП и, наоборот, при ходе его вниз.

Но при нарушении этого условия, например, если при ходе вверх лифт с большей нагрузкой на каком-то участке хода становится легче другого, подключаются в работу дополнительные барабаны с гибкими тягами. Происходит следующее. В момент нарушения сила натяжения на гибкой тяге 5 стремится к нулю, при этом происходит увеличение натяжения дополнительных гибких тяг 3 от нуля до новой величины разницы нагрузок в ТПШ лифтов потому, что дополнительные гибкие тяги 3 намотаны на дополнительные барабаны 2, которые жёстко связаны или выполнены заодно с барабаном 4 и валом-звёздочкой 8 преобразователя. Поэтому вал-звёздочка продолжает двигаться вслед за тяговым органом 9 и вращаться в том же направлении, как и вращался до момента нарушения требования работоспособности более ранней конструкции.



1 – преобразователь; 2 – дополнительный барабан; 3 – дополнительная гибкая тяга; 4 – основной барабан; 5 – гибкая тяга; 6 – НП; 7 – стойка; 8 – вал-звёздочка; 9 – тяговый орган

Рисунок 3.10 – Схематичное изображение наземной части установки

Таких нарушений во время работы установки на скважине может быть множество. Даже если на какой-либо скважине при работе предлагаемой установки всё время разница нагрузок лифтов равна нулю или находится около нуля, т. е. оба лифта примерно одинакового веса, то установка с усовершенствованным преобразователем будет работать также, как описано выше, следовательно, работоспособна на большем фонде скважин, эксплуатируемых двухлифтовыми установками, чем более ранний вариант. Разработанный усовершенствованный преобразователь требуется испытать в реальных условиях эксплуатации.

Вторым условием реализации представляется необходимость точной центровки НП относительно оси эксплуатационной колонны скважины. В реальных условиях эксплуатации, на скважине, при монтаже установки необходимо добиться расположения проекций осей колонн штанг лифтов на горизонтальную плоскость (две точки) на продольной оси НП, например, СК, и расположение осей колонн штанг лифтов на одной вертикальной плоскости, проходящей через продольную ось СК, а также исключить смещения во время эксплуатации установки. Любые отклонения приводят к появлению дополнительных нагрузок в установке, перекосам, поворотам и задеваниям при работе, нарушающим его работоспособность.

Согласно требований сопроводительной эксплуатационной документации на НП, в частности, для СК, под достаточной центровкой подразумевается выполнение условия, при котором отвес с центра головки балансира должен попадать в пределы окружности диаметром от 20 до 25 мм с центром, совпадающим с осью скважины [92].

При менее точной центровке, как на скважине № 34901 НГДУ «Азнакаевскнефть», при работе установки происходило соударение подвесок преобразователя из-за поворота их траверс. До установки преобразователя, центровка была выполнена по оси устьевого сальника устьевой двухствольной арматуры, сдвинутой от оси скважины на 45,5 мм и дополнительно сдвинута от оси скважины минимум на 14,5 мм для исключения соударения с подвеской второго привода, соответственно, от оси скважины головка балансира была сдвинута на 60 мм, причём, как оказалось

после установки преобразователя, СК из-за его расположения на тумбовом фундаменте невозможно отцентровать без перемонтажа. В том числе и по этой причине опытный образец преобразователя был демонтирован с этой скважины.

При менее точной центровке на работу канатных подвесок как обоих НП двухлифтовых установок, так и одного НП с преобразователем, оказывается влияние угловых колебаний колонн штанг лифтов в скважине, которое проявляется в виде колебательных поворотов канатных подвесок НП на некоторый полярный угол: при ходе вверх — в одном направлении, а при ходе вниз — в противоположном. Следствием таких поворотов является соударения траверс подвесок, нарушающие работоспособность установки.

По результатам аналитического исследования причин угловых колебаний [36] авторами сделан вывод о том, что причиной возникновения поворотов канатной подвески является напряжённо-деформированное состояние колонны штанг в пространственно-искривлённой колонне труб в стволе скважины. В процессе возвратно-поступательного движения колонны штанг интервалы колонны штанг подвергаются действию переменных крутящих моментов, переходя из одного интервала ствола скважины в другой интервал с разными параметрами кривизны.

Очевидно, что на повороты канатной подвески влияет верхний интервал колонны штанг, в частности, закручивание самого верхнего участка колонны штанг, длина которого равна ходу устьевого штока. Если верхний интервал колонны штанг, испытывающий крутящий момент, при ходе вверх переходит в интервал ствола скважины, где штанги ориентированы вертикально и не испытывают крутящего момента, то отрезок закрученной штанги из верхнего интервала колонны штанг, переходя в зону, где закручивание отсутствует, начинает раскручиваться, что передаётся канатной подвеске, вызывая её поворот. При ходе вниз этот отрезок уже раскрученной штанги возвращается в исходное положение и снова оказывается под действием деформации кручения, соответственно, вызывая обратный поворот канатной подвески в исходное положение. Так повторяется с каждым циклом работы установки.

Наиболее подвержены поворотам канатные подвески всех СК и цепного привода ПЦ 80-6-1/4 производства БМЗ по причине малого расстояния между ветвями каната порядка 140 – 170 мм. С другой стороны, практически не наблюдаются повороты канатных подвесок цепных приводов ПЦ 40, ПЦ 60 и ПЦ 80 (ОАО «Ижнефтемаш»). Это обстоятельство свидетельствует, что при создании определённого момента в канатной подвеске, препятствующего её повороту со стороны колонны штанг, исключаются соударения траверс подвесок.

Наиболее простым в реализации из известных решений представляется подкручивание ветвей канатной подвески в сторону, противоположную повороту подвески. Несмотря на простоту решения для получения эффекта требуется выполнение условия превышения противодействующего повороту траверс преобразователя момента сопротивления над вызывающим поворот крутящим моментом со стороны колонны штанг лифтов в любой момент цикла работы установки. Для этого, остановив привод, проворачивают заделки ветвей каната относительно траверс устьевой подвески на одинаковый угол и проверяют визуально, включением привода, изменение в работе подвесок: если угол поворота подвесок уменьшился недостаточно, то повторяется операция. В результате можно добиться минимизации колебаний подвесок лифтов.

В усовершенствованной конструкции преобразователя введён узел компенсации и ограничители, предназначенные для поддержания постоянным расстояния между концами цепи. Ограничители устанавливаются при необходимости, с креплением по возможности ближе к траверсе (на втором и четвёртом шаге от траверсы) на среднем ряду трёхрядной цепи. Все усовершенствования необходимо применять при невозможности точной центровки.

Ещё одним условием реализации является расположение НП на высоте, достаточном для размещения преобразователя длины хода. Для обеспечения работоспособности установки требуется исключить вероятность соударения в крайних положениях цикла работы НП: в нижней мёртвой точке (НМТ) – траверс преобразователя об устьевые сальники устьевой арматуры, в верхней мёртвой точке (ВМТ) – барабана или узла компенсации преобразователя о головку балансира СК.

На работающей скважине для исключения удара в НМТ необходимо приподнять СК относительно текущего положения на высоту  $\Delta h$ , равную разности высоты преобразователя длины хода  $h_{\Pi}$  и высоты узла канатной подвески колонны штанг типа ПКН СК  $h_{СК}$  без учёта длины каната по формуле (3.6).

$$\Delta h = h_{\Pi} - h_{СК} , \quad (3.6)$$

где:  $\Delta h$  – высота приподъёма НП, мм;

$h_{\Pi}$  – высота преобразователя без учёта длины каната, мм;

$h_{СК}$  – высота канатной подвески СК без учёта длины каната, мм;  $h_{СК} = 320$  мм. Ввиду невозможности эксплуатации двухлифтовых установок с двумя СК из-за соударения подвесок без щитков для исключения соударения, то в расчётах необходимо принимать  $h_{СК} = 500$  мм.

Для минимизации приподъёма НП преобразователь конструктивно выполнен с возможностью регулирования высоты. Это достигается путём выбора исполнения преобразователя для конкретной скважины по необходимому передаточному числу  $i$  по формуле (2.48) и изменения количества звеньев (шагов) цепей, которое, в свою очередь, зависит от величины увеличения/уменьшения длины хода лифтов за счёт преобразователя  $\Delta S$ .

Высота преобразователя  $h_{\Pi}$  определяется по формуле (3.7).

$$h_{\Pi} = 730 + D' + \Delta S , \quad (3.7)$$

где 730 – неизменная часть высоты преобразователя, полученная в результате разработки конструкции, мм;

$D'$  – наружный диаметр барабана, мм.  $D' = 576$  мм;

Высота преобразователя  $h_{\Pi}$  может регулироваться в диапазоне от 1811,1 мм до 2727,8 мм. Меньшее значение получается при эксплуатации установки с величиной  $\Delta S = 0,53$  м, большее – с величиной  $\Delta S = 1,4$  м при длине хода СК 3 м. Диапазон значений  $\Delta S$  выбран с целью наиболее полного охвата действующего фонда скважин ПАО «Татнефть».

Получается НП (СК) необходимо приподнять относительно текущего положения на высоту  $\Delta h$  от 1311,1 мм до 2227,8 мм в зависимости от требуемой величины увеличения/уменьшения длины хода лифтов за счёт преобразователя  $\Delta S$ .

Для исключения удара в ВМТ необходимо определить возможность размещения преобразователя сравнив расчётное значение минимально необходимого расстояния  $H$ , мм, от верхнего торца низко расположенного устьевого сальника устьевой арматуры до головки балансира СК в крайнем верхнем положении головки по вертикали с учётом полученных параметров предлагаемого режима в соответствии с рисунком 2.12 с измеренным (фактическим) значением этого же расстояния  $H_{\text{факт}}$ , мм, по формуле (3.8).

$$\Delta h = H_{\text{факт}} - H \quad . \quad (3.8)$$

Минимально необходимое расстояние  $H$  определяется по формуле (2.50) с учётом регулировки длины преобразователя по формуле (2.51).

Сравнив результаты вычислений по формулам (3.6) и (3.8) можно сделать вывод, что полученные результаты одинаковы, поэтому для решения вопроса приподъёма НП необходимо и достаточно рассчитать только по одной, любой, из формул. Но по результатам промысловых испытаний выявлено, что на работающей скважине удобнее пользоваться формулой (3.8) ввиду возможности непосредственного измерения фактического расстояния  $H_{\text{факт}}$ .

Описанная выше методика определения высоты приподъёма НП применима для случая расположения плунжеров насосов (траверс преобразователя или ТПШ лифтов) на одном уровне в крайних нижних положениях, как и головки балансира СК. При необходимости разноуровневого расположения плунжеров насосов лифтов или подвесок в крайнем нижнем положении головки балансира СК, например, при расположении устьевых сальников устьевой арматуры на разной высоте, потребуется дополнительно поднимать СК (НП) на половину расстояния между подвесками лифтов по формуле (3.9) – получено графически.

$$\Delta h_{1-2} = \frac{X_1 + X_2}{2} \quad , \quad (3.9)$$

где:  $\Delta h_{1-2}$  – дополнительная высота подъёма НП при разноуровневом расположении подвесок лифтов, мм;

$X_1$  – расстояние от верхнего торца сальника устьевой арматуры до подвески лифта 1, мм;

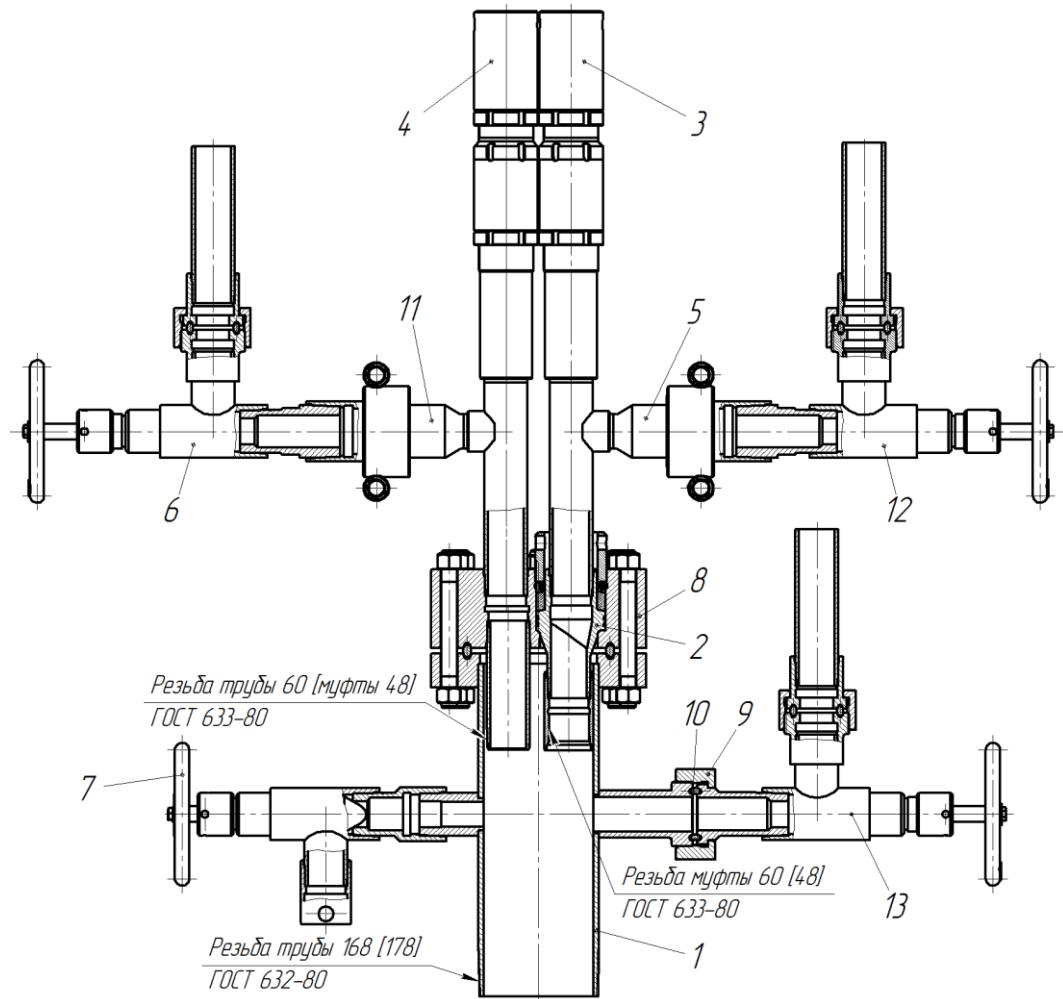
$X_2$  – расстояние от верхнего торца сальника устьевой арматуры до подвески лифта 2, мм.

Практически на части скважин перемонтаж с целью приподъёма НП не потребуется по причине оснащения их устьевыми двухствольными арматурами (рисунок 1.8) с разнесёнными по высоте до 605 мм устьевыми сальниками. Так сделано из-за невозможности размещения рядом на расстоянии 91 мм между осями уплотняемых устьевых штоков колонн штанг лифтов устьевых сальников с узлами компенсации несоосности устьевого штока (шаровыми шарнирами) без разнесения по высоте. Для снижения величины приподъёма НП эти арматуры доработаны созданием исполнения 01А [56, 81] (рисунок 3.11), в котором с целью размещения устьевых сальников на одной высоте были исключены шаровые шарниры устьевых сальников и доработаны тройники, что позволило уменьшить высоту до 580 мм, соответственно, доработав устьевую арматуру АУД на скважине во время монтажа преобразователя, уменьшается высота приподъёма НП до 731,1—1647,8 мм без ремонта НП.

Больший резерв можно получить заменой устьевой арматуры по ТУ 3665-127-00147588-2006 на усовершенствованную устьевую арматуру по ТУ 3665-011-00147588-2012 [64, 65, 81, 85]. Замена на скважине устьевой арматуры с разнесёнными устьевыми сальниками на усовершенствованную позволяет получить резерв по высоте до 983 мм за счёт уменьшенной высоты, соответственно, необходимо поднятие НП на 328,1—1244,8 мм.

В любом случае при применении преобразователя необходимо поднимать НП и это обстоятельство ограничивает возможности его масштабного применения. Рассчитанные для примера по описанным выше формулам ориентировочные значения высоты поднятия получены при длине хода НП 3 м. При применении разработанного преобразователя в сочетании с приводом с длиной хода  $S = 6$  м, например, ПЦ 80-6-1/4, получим диапазон изменения  $\Delta S = 1,01—3,79$  м, а высота приподъёма привода относительно текущего положения с учётом применения усовершенствованной устьевой арматуры составит 833,1—2666,6 мм. Даже при возможности применения свайных или тумбовых оснований поднятие НП на такую высоту

часто трудно реализуемо и является практически основным сдерживающим фактором.

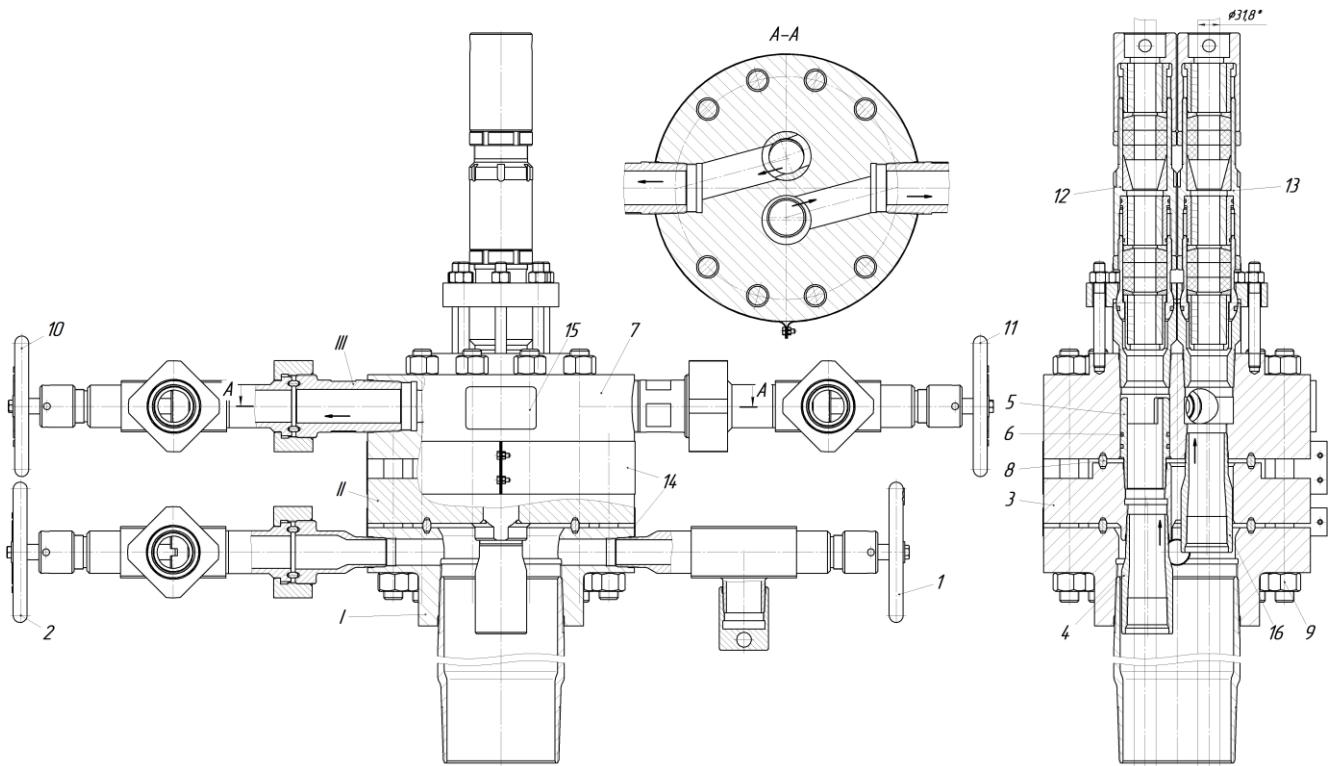


1 – устьевая крестовина;; 2 – трубодержатель; 3, 4 – устьевые сальники; 5, 11 – переводники; 6, 7, 12, 13 – вентили; 8 – фланец-трубодержатель; 9 – гайка БРС; 10 – прокладка малая

Рисунок 3.11 – Арматура исполнения 01А

Также необходимо учитывать ограничения в части длины СШН, соответственно, длины хода СШН, связанные с предельной длиной поднимаемой трубы применяемыми агрегатами для ПРС, которое ограничено 12—12,5 м [39], для некоторых агрегатов до 16 м (А-50У). Следовательно, предельная длина хода СШН при сборке стандартными узлами и деталями насосов составляет не более 10,0 м [92].

Поэтому представляется необходимым определить область предпочтительного применения предлагаемой технологии на основании анализа действующего фонда скважин с двухлифтовыми установками с учётом описанных выше ограничений.



I – устьевая крестовина; II – трубная головка; III – двухствольная устьевая ёлка;  
1, 10, 11 – вентили; 2 – вентиль с обратным клапаном; 3 – фланец-трубодержатель;  
4, 16 – переводники; 5 – втулка; 6 – уплотнительное кольцо; 7 – крестовина-трубодержатель;  
8 – прокладка; 9 – шпилечное соединение; 12, 13 – устьевые сальники; 14 – защитный кожух;  
15 – табличка

Рисунок 3.12 – Усовершенствованная АУД по ТУ 3665-011-00147588-2012

Высота приподъёма  $\Delta h \in [0; \infty)$  и теоретически не ограничена. Практически предельной высотой расположения НП над уровнем земли является 2 м при применении свайного фундамента. Дальнейший подъём НП приводит к сложностям с его обслуживанием и ремонтом. Соответственно для определения области предпочтительного применения двухлифтовой установки с одним НП и преобразователем примем  $\Delta h = 2$  м.

Подставив в формулу (3.6)  $h_{\Pi}$  по формуле (3.7),  $\Delta S$  по (2.8) и, учитывая, что  $D = 576$  мм (2.50), а также доработав на скважине двухствольную устьевую арматуру по ТУ 3665-127-00147588-2006 в связи с оснащением этими арматурами 99 % фонда скважин с двухлифтовыми установками, т. е. уменьшив необходимость подъёма на 580 мм, преобразуем её в следующий вид (3.10) для построения гистограммы распределения высоты приподъёма НП  $\Delta h$ , м, по всем скважинам

ПАО «Татнефть», эксплуатируемым двухлифтovыми установками ОРД с двумя приводами.

$$\Delta h = 0,226 + \frac{S_0}{u} . \quad (3.10)$$

В связи с тем, что предлагаемая установка может охватить не весь фонд скважин и  $\Delta S$  определяется в зависимости от одного из трёх режимов эксплуатации преобразователя на основании фактических данных: длины хода и частоты качаний лифтов скважины по фонду из 298 скважин по состоянию на май 2019 г. скважины распределены по возможности их эксплуатации с одним НП и преобразователем испытанной конструкции и соотношению скоростей откачки лифтов по формуле (3.11) (без замены скважинного оборудования) на категории: преобразователь в режиме эксплуатации с одинаковой длиной хода лифтов, преобразователь в режиме с разной длиной хода лифтов, отсутствует необходимость в преобразователе и нецелесообразна эксплуатация преобразователем.

$$\Delta = \frac{\min(n_1 S_1, n_2 S_2)}{\max(n_1 S_1, n_2 S_2)} , \quad (3.11)$$

где  $\Delta$  – соотношение скоростей откачки лифтов скважины, д. ед. или %;

$\min(n_1 S_1, n_2 S_2)$  – меньшее значение из скоростей откачки лифтов 1 и 2;

$\max(n_1 S_1, n_2 S_2)$  – большее значение из скоростей откачки лифтов 1 и 2.

Распределение производилось из следующих соображений:

- при  $\Delta = 0$  – фактическая работа только одного лифта – необходимости в преобразователе нет, поэтому при построении такие скважины не учитывались;
- при  $0,357 \leq \Delta \leq 0,712$  – лифты эксплуатируются с возможностью изменения длины хода лифтов с помощью преобразователя, при этом высота приподъёма определяется по формуле (3.10);
- при  $\Delta \geq 0,818$  – лифты эксплуатируются с одинаковой длиной хода, равной длине хода НП на основании допускаемой на практике точности поддержания скорости откачки, при этом приподъём НП не нужен,  $\Delta h = 0$ ;
- при  $0 < \Delta < 0,357$  и  $0,712 < \Delta < 0,818$  – области, в которых применение преобразователя испытанной конструкции нецелесообразно ввиду невозможности

поддержания требуемых скоростей откачки лифтов, но для проработки возможности расширения области применения в будущем производился расчёт высоты приподъёма по формуле (3.10);

Границные значения  $\Delta$  определены по результатам обработки фактических скоростей откачки всего фонда скважин ПАО «Татнефть», эксплуатируемым двухлифтовыми установками ОРД с двумя приводами.

Выбрав подходящий по параметрам НП из установленных на скважине, максимально возможную длину хода этого привода  $S$  и определив величину увеличения/уменьшения длины хода  $\Delta S$  установки через передаточное число  $i$  и преобразователя определяется высота приподъёма НП  $\Delta h$  для всего потенциального фонда скважин [47].

На рисунке 3.13 представлена полученная гистограмма распределения  $\Delta h$  с разбивкой с шагом 250 мм.

Как видно из гистограммы большинство скважин 93,94 % находится в диапазоне  $\Delta h$  от 0 до 2 м, при этом разработанная установка применима на 174 скважинах (62,12 %), а необходимая высота расположения НП находится в диапазоне  $\Delta h$  от 0 до 1,75 м (рисунок 3.14).

Высота приподъёма  $\Delta h$  прямо пропорциональна длине хода НП  $S_0$  и обратно пропорциональна передаточному числу преобразователя  $i$ , в свою очередь, зависящему от соотношения скоростей откачки лифтов установки  $\Delta$ . Высота подъёма  $\Delta h$  уменьшается при уменьшении длины хода НП  $S_0$  и/или увеличении передаточного числа преобразователя  $i$  – увеличении  $\Delta$ . Вывод: наибольший приподъём НП необходим при наименьшем соотношении скоростей откачки лифтов или наименьшем передаточном числе преобразователя.

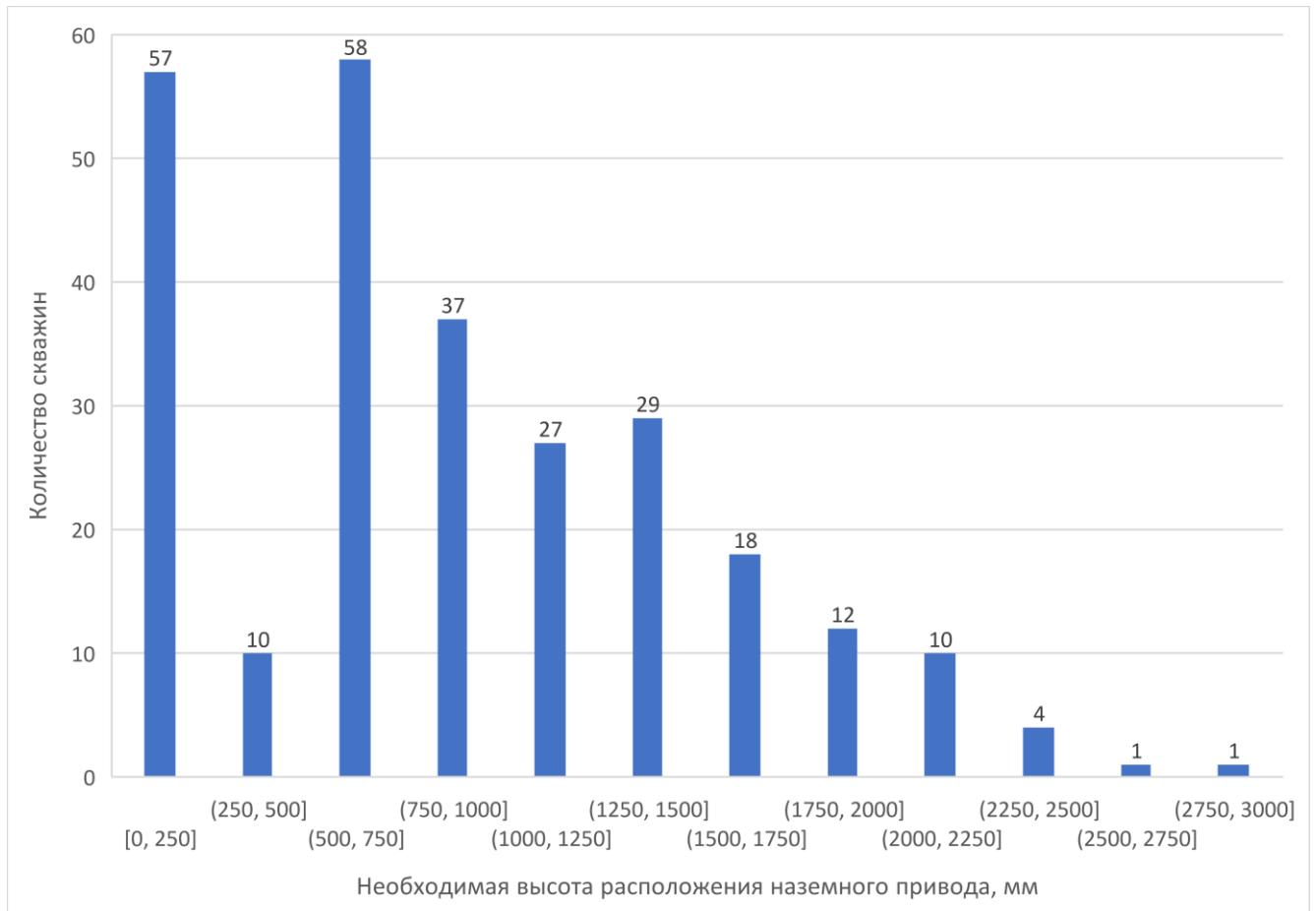


Рисунок 3.13 – Гистограмма распределения количества скважин от необходимой высоты расположения НП

Исходя из изложенного, необходимо подобрать такое минимальное передаточное отношение преобразователя или соотношение скоростей откачки лифтов скважины, при котором высота приподъёма не превысит 2 м.

Допустим  $n_1 \cdot S_1 > n_2 \cdot S_2$ , то подставив  $n_2 \cdot S_2 = \Delta \cdot n_1 \cdot S_1$  в формулу (2.48) перепишем её в следующем виде (3.13).

$$u = \frac{1 + \Delta}{1 - \Delta} . \quad (3.12)$$

Подставив вместо  $u$  в формулу (3.10) получается выражение для определения соотношения скоростей откачек  $\Delta$  при  $\Delta h = 2$  м в зависимости от длины хода НП  $S_0$ .

$$\Delta = \frac{S_0 - 1,774}{S_0 + 1,774} . \quad (3.13)$$

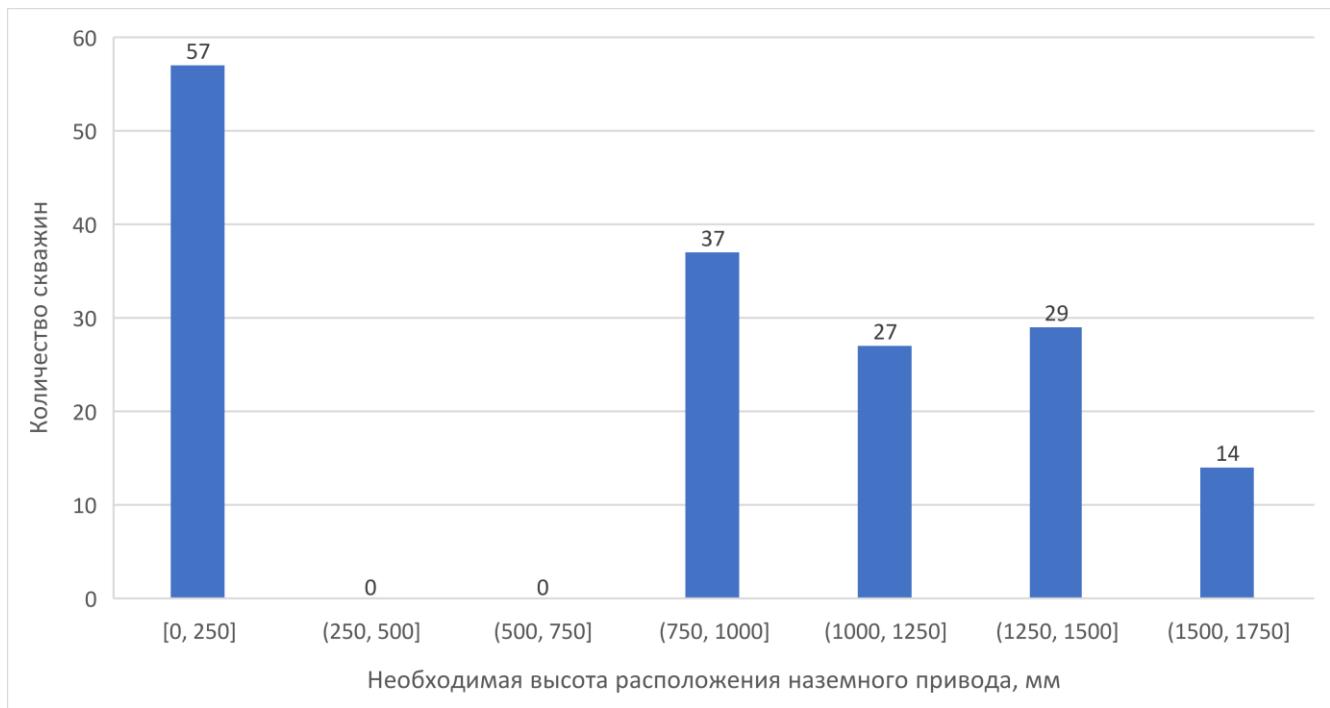


Рисунок 3.14 – Гистограмма распределения количества скважин от необходимой высоты расположения НП при применении разработанной установки

Результаты расчётов сведены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2

Обозначение показателя	Значение при $S_0$ , м				
	2,5	3	3,5	6	7,3
$\Delta h$ , м	2				
$\Delta S_{max}$ , м	1,77				
$\Delta$ , д. ед.	0,17	0,26	0,33	0,54	0,61
$S + \Delta S_{max}$ , м	4,27	4,77	5,27	7,77	9,07

На основании полученных результатов расчётов можно сделать вывод, что предпочтительный диапазон величины изменения преобразователем длины хода лифтов скважины  $\Delta S$  от 0 до 1,77 м, при этом граничное значение соотношения скоростей откачки лифтов зависит от длины хода НП  $S_0$ . В случае необходимости

применения длинноходовых режимов работы установки по значениям соотношения скоростей откачек определяется возможность увеличении длины хода СШН. Принимая во внимание, что оптимальным для условий ПАО «Татнефть» как в части реализации, так и в части эффективности, являются УСШН с длиной хода 6 м, предпочтительно применять предлагаемую технологию на скважинах с соотношением необходимых скоростей откачки лифтов  $\Delta$  в диапазоне от 0,54 до 1, при этом обеспечивается оптимальная область применения установки при практически осуществимом подъёме НП на высоту, достаточную для размещения преобразователя длины хода.

Таким образом, для реализации предложенной двухлифтовой технологии раздельной добычи продукции объектов скважины СШН, приводимых в действие одним НП, разработаны следующие практические рекомендации:

- с целью выполнения условия работоспособности установки необходимо обеспечить наличие превышения на 221 – 604 Н мгновенной нагрузки в точке подвеса штанг более тяжёлого лифта на мгновенной нагрузкой в точке подвеса штанг более лёгкого в любой момент цикла работы установки или применение преобразователя усовершенствованной конструкции с дополнительными барабанами и гибкими тягами;
- при монтаже НП обеспечить попадание отвеса с центра головки балансира СК или подвески цепного привода в верхнем положении в пределы окружности диаметром 15 мм с центром, совпадающим с осью эксплуатационной колонны скважины на уровне колонного фланца устьевой арматуры в сочетании с применением преобразователя с узлом компенсации угловых перемещений или подкручиванием каната канатной подвески и
- соотношение скоростей откачки из двух объектов (пластов) в скважине от 0,17 до 1 при длине хода привода 2,5—7,3 м. Для реализации технологии разработаны двухствольные устьевые арматуры, выпускаемые по техническим условиям ТУ 3665-127-00147588-2006, ТУ 3665-001-00147588-2011 и ТУ 3665-011-00147588-2012, в которых реализовано снижение высоты на 580—983 мм по сравнению с применявшимися ранее.

### **3.3 Эффективность применения двухлифтовой технологии раздельной добычи продукции объектов скважины штанговыми насосами, приводимыми в действие одним наземным приводом**

Как было показано в предыдущих главах работы, приведение в действие только одним НП штанговых насосов двухлифтовой УСШН позволяет не только не ухудшить эксплуатационные характеристики, но и улучшить некоторые, особенно при длинноходовых режимах их эксплуатации. Так, при этом сокращаются затраты на оснащение установки вторым полноценным приводом, его монтаж на скважине, обслуживание и ремонт при эксплуатации, электроэнергию для его работы, на демонтаж одного из приводов и последующий монтаж заново при подземном ремонте скважины, улучшаются энергетические характеристики установки за счёт снижения величины суммарной нагрузки в ТПШ лифтов на НП и возможности более точного согласования дебита объектов эксплуатации (пластов) со скоростью откачки лифтов.

На практике переход на предлагаемую технологию возможен в следующих случаях (расставлены по мере вероятности):

- 1 при переходе от эксплуатации скважины базовым вариантом на эксплуатацию предлагаемым вариантом,
- 2 при переходе от эксплуатации скважины типовым УСШН на эксплуатацию по предлагаемым двухлифтовым ОРД и
- 3 при внедрении на новой скважине предлагаемого двухлифтового ОРД.

Для иллюстрации эффективности технологии рассмотрим конкретный случай её применения на скважине № 4551г НГДУ «Бавлынефть». Для расчёта воспользуемся фактическими данными. В качестве базы сравнения принимаются эффективообразующие показатели работы двухлифтовой УСШН с двумя НП по технологии ОРД до внедрения предлагаемой технологии. После определения показателей работы скважина была переведена на эксплуатацию предлагаемой технологией с внедрением установки с одним НП и преобразователем длины хода. На этой сква-

жине фактически получился переход с эксплуатации двумя приводами на эксплуатацию одним приводом и преобразователем с частичной доработкой устьевой арматуры (случай 1).

На этой скважине при переходе на предлагаемую технологию снизились затраты за счёт:

1 исключения аренды СК6. Станки-качалки не принадлежат ПАО «Татнефть», а арендуются у УК ООО «ТМС групп». Стоимость услуг по аренде с обслуживанием СК до 60 кН без учета покраски без замены ремней составляют 280,7 руб./сут., свыше 60 кН – 300,9 руб./сут. (согласно протоколу согласования стоимости услуг УК ООО «ТМС групп» по аренде с обслуживанием приводов ШГН (СК) для структурных подразделений ПАО «Татнефть» с 1 января 2018 года). Соответственно, затраты на аренду уменьшаются с 212 284 руб./год при двух станках-качалках до 109 829 руб./год при одном станке-качалке;

2 снижения потребления электроэнергии установкой в среднем на 35,8 % (приложение В). По результатам исследований работы скважины до и после перехода на предлагаемую технологию получено фактическое снижение потребления электроэнергии установкой в среднем с 231 258 руб./год до 151 064 руб./год при сохранении дебита скважины (обоих лифтов).

При этом затрачено:

1 на оснащение установки преобразователем. Стоимость преобразователя с НДС составила 397 446,48 руб. (согласно универсальному передаточному документу).

2 на монтаж преобразователя, центровку СК, доработку устьевой арматуры на скважине. Согласно письму УК ООО «ТМС групп» от 10.07.2018 г. (прилагается) фактические затраты составили 80 173,27 руб.

Дополнительно следует учесть:

1 стоимость обслуживания преобразователя оценено экспертизой в 500 руб./год. При обслуживании преобразователя производится чистка и смазка цепей и звёздочек один раз в год, совмещенное с обслуживанием станка-качалки;

2 стоимость ремонта преобразователя (замена цепи, ленты и каната 1 раз в два года) оценено экспертно 32 525 руб. в год;

3 ориентировочную стоимость перемонтажа с целью обеспечения необходимой длины хода (приподъёма) СК составляет в среднем 90 тыс. руб. (согласно письму № 9347-ПТННч(750) от 14.05.2019 г. с УК ООО «ТМС групп»);

4 затраты на демонтаж и перевозку одного из НП 60 тыс. руб. (оценено экспертно УК ООО «ТМС групп»);

5 потенциальный фонд скважин на основании анализа фонда скважин ПАО «Татнефть» по АРМИТС по состоянию на октябрь 2018 г. в количестве 248 скважин.

Согласно расчёту технико-экономической эффективности на один объект в ценах 2018 года, выполненному в КАС «Эдисон+», получено следующее:

- чистый дисконтированный доход ЧДД = 534 тыс. руб.;
- индекс доходности дисконтированный ИДД = 1,78;
- срок окупаемости  $T = 4,2$  года;
- ожидаемая денежная стоимость при внедрении на весь потенциальный фонд скважин  $EMV = 72,05$  млн. руб.

Чистый дисконтированный доход с учетом потенциального фонда ЧДД<sub>Ф</sub> = 132,432 млн. руб.

В случаях 2 и 3 переходов на предлагаемую технологию при одинаковых затратах на ПРС с базовой технологией дополнительно снижаются затраты на капитальные вложения при обустройстве скважины. Вместо двух СК UP9 и СК6 на скважине № 4551г НГДУ «Бавлынефть» необходимо было бы смонтировать только один — UP9. Согласно письму УК ООО «ТМС групп» от 10.07.2018 г. (прилагается) экономия составит 324 767,19 руб. на один объект. Или из представленного выше расчёта исключаются затраты на демонтаж и перевозку одного из НП.

Результаты расчётов подтверждают эффективность предлагаемой технологии.

В расчетах не учтены затраты на ПРС по причине износа НКТ истиранием подпьедестального патрубка из-за отодвигания СК от устья скважины для исключения соударения траверс и головок балансиров. Например, на скважине № 1266 НГДУ «Бавлынефть» по этой причине проведены три ПРС: 02.05-05.05.2017 г. 26.09-01.10.2017 г. и 28.05-05.06.2018 г. по АРМИТС. В итоге принято решение об отказе от ОРД 2 лифта в пользу однолифтовой ОРД.

Также не учтены затраты на монтаж и установку отбойников, предотвращающих соударение подвесок близкорасположенных станков-качалок, и обслуживание устьевых сальников устьевой арматуры установки.

Кроме того, для реализации технологии разработаны двухствольные устьевые арматуры, выпускаемые в настоящее время по техническим условиям ТУ 3665-127-00147588-2006, ТУ 3665-001-00147588-2011 и ТУ 3665-011-00147588-2012, в которых реализовано снижение высоты на 580—983 мм по сравнению с применявшимися ранее, что позволило получить экономический эффект только за счёт снижения затрат на работы по перемонтажу приводов и пуско-наладочные работы более 116,4 тыс. руб/скв или с учетом потенциального фонда скважин 28,9 млн. руб.

В итоге экономический эффект от внедрения разработок превышает 161,3 млн. руб.

Таким образом, применение двухлифтовой технологии раздельной добычи продукции объектов скважины штанговыми насосами, приводимыми в действие одним НП, повышает эффективность эксплуатации. Для условий ПАО «Татнефть» эффективность эксплуатации повышается за счёт более точного согласования дебита объектов эксплуатации (пластов) со скоростью откачки лифтов, улучшения энергетических характеристик установки за счёт снижения величины суммарной нагрузки в ТПШ лифтов на НП и создания предпосылок для сокращения затрат на аренду и обслуживания одного НП, за счёт снижения затрат на работы по перемонту приводов и пуско-наладочные работы, а экономический эффект от внедрения разработок превышает 161,3 млн. руб.

**Выводы по главе 3**

1. По результатам анализа полученных результатов проведённых исследований, в частности: производительности лифтов и установки в целом, потребляемой электроэнергии и возможности эксплуатации установки и лифтов в различных режима работы обоснована работоспособность двухлифтовой технологии раздельной добычи продукции объектов скважины штанговыми насосами, приводимыми в действие одним НП. На основании сравнения по динамограммам нагрузок в ТПШ лифтов двухлифтовой УСШН с двумя НП и двухлифтовой УСШН с одним НП экспериментально показано, что максимальная нагрузка на НП в усовершенствованной установке снижается на 8 %. Удельные энергозатраты на подъём единицы продукции усовершенствованной установкой в сравнении с традиционной снижаются в среднем на 72 %.

2. Для реализации предложенной двухлифтовой технологии раздельной добычи продукции объектов скважины штанговыми насосами, приводимых в действие одним НП, разработаны следующие практические рекомендации:

- с целью выполнения условия работоспособности установки необходимо обеспечить наличие превышения на 221 – 604 Н в зависимости от передаточного отношения преобразователя мгновенной нагрузки в ТПШ лифта с большей нагрузкой над мгновенной нагрузкой в ТПШ другого лифта в любой момент цикла работы установки или применение преобразователя усовершенствованной конструкции с дополнительными барабанами и гибкими тягами;
- при монтаже НП обеспечить попадание отвеса с центра головки балансира СК или подвески ПЦ в верхнем положении в пределы окружности диаметром 15 мм с центром, совпадающим с осью эксплуатационной колонны скважины на уровне колонного фланца устьевой арматуры в сочетании с применением преобразователя с узлом компенсации угловых перемещений или подкручиванием каната канатной подвески и

– предпочтительно применять предлагаемую технологию на скважинах с соотношением скоростей откачки объектов (пластов) в диапазоне от 0,54 до 1 в сочетании с длиной хода НП 6 м, при этом обеспечивается оптимальная область применения установки при практически осуществимом подъёме НП на высоту, достаточную для размещения преобразователя длины хода.

3. Применение двухлифтовой технологии раздельной добычи продукции объектов скважины штанговыми насосами, приводимыми в действие одним НП, повышает эффективность эксплуатации. Эффективность эксплуатации повышается за счёт более точного согласования дебита объектов эксплуатации (пластов) со скоростью откачки лифтов, улучшения энергетических характеристик установки за счёт снижения величины суммарной нагрузки в ТПШ лифтов на НП и создания предпосылок для сокращения затрат на аренду и обслуживание одного НП, за счёт снижения затрат на работы по перемонтажу приводов и пуско-наладочные работы. Экономический эффект от внедрения разработок превышает 161,3 млн. руб.

## Заключение

В результате исследования можно сделать следующие выводы:

1 В результате проведенного анализа двухлифтовой технологии раздельной добычи продукции объектов скважин многопластовых нефтяных месторождений были определены следующие проблемные вопросы: отсутствует теоретическое обоснование целесообразности добычи двухлифтовой УСШН от одного привода, отсутствует решение, позволяющее обеспечить необходимые скорости откачки при использовании в установке только одного привода, отсутствуют методики расчета нагрузок в точках подвеса лифтов и привода установки, потребления установкой электроэнергии, области его эффективного применения, невозможность применения приводов для обеспечения длинноходовых режимов работы насосов с центровкой по оси устьевых сальников, отсутствуют решения, исключающие повороты подвесок приводов (соударение траверс) и перетирания колонны труб колонной штанг при работе установки.

2 Предложена реализация способа одновременной и раздельной добычи продукции двух объектов (пластов) скважины с подъемом продукции по отдельным колоннам труб скважинными штанговыми насосами, приводимыми в действие от одного привода, при котором производительность каждого насоса в соответствие с продуктивностью эксплуатируемых пластов достигается применением в подвеске штанговых колонн механического регулируемого преобразователя хода, обеспечивающего разную скорость откачки насосов при одинаковой скорости подвески привода, причем преобразователь хода выполнен в виде барабана с намотанной гибкой тягой, установленного на общем валу со шкивами, через которые перекинуты гибкие элементы, присоединенные концами к колоннам штанг скважинных насосов, а установление требуемого соотношения скоростей откачки насосов достигается изменением высоты закрепления свободного конца гибкой тяги барабана относительно устья скважины и изменением диаметра его намотки на барабан.

3 Установлены зависимости между параметрами объектов скважины, свойствами продукции, режимами откачки, параметрами преобразователя длины

хода и нагрузками на привод двухлифтовой установки. Установлен сдвиг во времени действия максимальных величин нагрузок на подвеске штанговых колонн при эксплуатации пластов с разными характеристиками.

4 На основе анализа полученных результатов проведённых исследований, в частности: производительности лифтов и установки в целом, потребляемой электроэнергии и возможности эксплуатации установки и лифтов в различных режимах работы обоснована работоспособность технологии раздельной добычи продукции объектов скважины штанговыми насосами, приводимыми в действие одним приводом. В частности, для скважины № 4551г НГДУ «Бавлынефть» на основании сравнения нагрузок по динамограммам в точках подвеса штанг лифтов двухлифтовой УСШН с двумя приводами и двухлифтовой УСШН с одним приводом экспериментально показано, что максимальная нагрузка на привод разработанной установки снижается на 7–8 %. Удельные энергозатраты на подъём единицы продукции разработанной установкой по отношению к применяемой снижаются в среднем на 72 %.

5 Для реализации предложенной технологии разработаны следующие рекомендации:

- необходимо превышение на 221 – 604 Н мгновенной нагрузки в точке подвеса штанг лифта с большей нагрузкой над мгновенной нагрузкой в точке подвеса штанг другого в любой момент цикла работы установки;
- при отсутствии указанного превышения предложены технические решения (патенты РФ №№ 2 721 067, 2 721 068 и 2 727 833), обеспечивающие работоспособность установки при меньших значениях превышения;
- при монтаже привода необходима более точная его центровка относительно существующих требований, а именно попадание отвеса с центра головки балансира станка-качалки или подвески цепного привода в верхнем положении в пределы окружности диаметром 15 мм с центром, совпадающим с осью эксплуатационной колонны скважины на уровне колонного фланца устьевой арматуры в сочетании с применением преобразователя с узлом компенсации угловых перемещений;

– соотношение скоростей откачки из двух объектов (пластов) в скважине от 0,17 до 1 при длине хода привода 2,5—7,3 м. Для реализации технологии разработаны двухствольные устьевые арматуры, выпускаемые по техническим условиям ТУ 3665-127-00147588-2006, ТУ 3665-001-00147588-2011 и ТУ 3665-011-00147588-2012, в которых реализовано снижение высоты на 580—983 мм по сравнению с применявшимися ранее.

6 Девять технических решений, созданных в ходе работы, выполнены на уровне изобретений. Разработаны и утверждены три технических условия на устьевые арматуры и преобразователь длины хода для реализации предложенной технологии. В ПАО «Татнефть» на 2025 г. находится в эксплуатации более 200 разработанных устьевых арматур. Экономический эффект от внедрения разработок превышает 161,3 млн. руб.

7 Перспективами дальнейшей разработки темы являются исследование работы предложенной двухлифтовой установки с одним приводом при работе в режимах работы преобразователя с кратным удлинением длины хода привода, противоходе лифтов и др., проработка возможностей доработки преобразователя для достижения требуемой надёжности его работы, что позволит реализовать технологию раздельной эксплуатации объектов скважины многопластового нефтяного месторождения и создаст предпосылки для создания многолифтовых установок.

## Список сокращений

АСПО	– асфальтосмолопарафинистые отложения
АУД	– арматура устьевая двухствольная
ВНИИнефть	– Всероссийский научно-исследовательский институт нефти
ГИК	– глубинно-измерительный комплекс
КИН	– коэффициент извлечения нефти
КПД	– коэффициент полезного действия
ЛБН	– лифт с большей нагрузкой в точке подвеса штанг
ЛМН	– лифт с меньшей нагрузкой в точке подвеса штанг
НКТ	– насосно-компрессорная труба
НП	– наземный привод
ОКБ РЭ	– отдельное конструкторское бюро по разработке оборудования для раздельной эксплуатации нефтяных и газовых скважин
ОРД (ОРЭ)	– одновременно-раздельная добыча (эксплуатация)
ПКР	– подвеска канатная для раздельной добычи нефти
ПРС	– подземный ремонт скважины
ПЦ	– цепной привод
СК	– станок-качалка
СШН	– скважинный штанговый насос
ТПП	– точка подвеса преобразователя длины хода
ТПШ	– точка подвеса штанг
УГРП	– установка глубиннонасосная для раздельной добычи нефти с параллельно подвешенными насосами
УОРЭ РПП	– установка для ОРЭ двух объектов с раздельным подъёмом и транспортом продукции
УСШН	– установка скважинного штангового насоса

## Список условных обозначений

$A$ –	постоянная (неизменная) часть формулы
$a$ –	ускорение рабочего органа НП
$a_1, a_2$ –	ускорения ТПШ лифтов 1 и 2 соответственно
$b$ –	коэффициент, показывающий во сколько раз инерционные силы уменьшают потерю хода плунжера
$C$ –	константа
$D$ –	диаметр насоса
$D_1$ –	диаметр насоса лифта 1
$D_2$ –	диаметр насоса лифта 2
$D_6$ –	средний диаметр внешнего ряда намотки ленты на барабан
$D_{6max}$ –	диаметр внешнего ряда намотанной на барабан ленты в крайнем нижнем положении преобразователя во время хода НП
$D_{6min}$ –	диаметр внешнего ряда намотанной на барабан ленты в крайнем верхнем положении преобразователя во время хода НП
$D'$ –	наружный диаметр барабана
$D_{зв}$ –	делительный диаметр звёздочек (шкивов, или др.) преобразователя
$d_{шт}$ –	диаметр штанг
$E$ –	модуль упругости материала штанг
$F_{\Pi}$ –	потери натяжения в преобразователе
$F_{ГТ}$ –	усилие натяжения гибкой тяги
$f_{шт1}$ –	площадь поперечного сечения штанг лифта 1
$f_{шт2}$ –	площадь поперечного сечения штанг лифта 2
$f_{тр1}$ –	площадь поперечного сечения труб лифта 1
$f_{тр2}$ –	площадь поперечного сечения труб лифта 2
$g$ –	ускорение свободного падения
$H$ –	расчётное расстояние от верхнего торца устьевого сальника до рабочего органа НП (подвески ПЦ или головки балансира СК) в крайнем верхнем его положении по вертикалли
$H_{факт}$ –	измеренное (фактическое) расстояние от верхнего торца устьевого сальника до рабочего органа НП
$H_1$ –	высота подъёма жидкости лифта 1

$H_2$ –	высота подъёма жидкости лифта 2
$H_{\text{скв}}$ –	глубина расположения интервала перфорации объекта скважины
$H_{\text{n}}$ –	глубина спуска насоса
$h$ –	высота подвески преобразователя
$h_{\text{сус}}$ –	расчётная высота устьевого сальника устьевой арматуры
$h_{\text{п}}$ –	высота преобразователя без учёта длины каната
$h_{\text{СК}}$ –	высота канатной подвески СК без учёта длины каната
$\Delta h$ –	высота приподъёма НП
$\Delta h_{1-2}$ –	дополнительная высота подъёма НП при разноуровневом расположении подвесок лифтов
$j$ –	зазор для исключения контакта нижней муфты устьевого штока с устьевым сальником
$K$ –	проницаемость
$K_*$ –	максимальная проницаемость по разрезу продуктивного коллектора
$K_{\text{н}}$ –	максимальная проницаемость в нагнетательной скважине
$K_{\text{э}}$ –	максимальная проницаемость в эксплуатационной скважине
$K_{\text{пр}}$ –	коэффициент продуктивности
$k$ –	кинематический параметр преобразующего механизма ПЦ
$L$ –	необходимая длина устьевых штоков
$l_1$ –	расстояние от верхнего торца муфты устьевого штока до верхнего торца резьбовой втулки подвески для исключения контакта муфты штока с барабаном
$l_{\text{зв}}$ –	длина дуги на делительном диаметре звездочки преобразователя
$M$ –	соотношение подвижности воды и нефти
$M_{\text{кр}}$ –	крутящий момент на выходном валу редуктора привода
$m$ –	пористость
$N$ –	количество пластов в залежи
$n$ –	частота качаний наземного привода
$n_1$ –	частота качаний лифта 1
$n_2$ –	частота качаний лифта 2
$nS_0$ –	скорость откачки наземного привода

$[nS_0]_{\text{cp}}$ –	расчётная средняя скорость откачки лифтов
$n_1 S_1$ –	требуемая скорость откачки лифта 1
$n_2 S_2$ –	требуемая скорость откачки лифта 2
$P_{max}$ –	максимальная нагрузка на привод за цикл работы установки
$P_{max0}$ –	максимальная нагрузка в ТПШ лифта обычной установки
$P_{max1}$ –	максимальная нагрузка в ТПШ лифта 1
$P_{max2}$ –	максимальная нагрузка в ТПШ лифта 2
$P_{\Pi}$ –	вес преобразователя длины хода
$P_1$ –	нагрузка в ТПШ лифта 1 в момент времени, соответствующий моменту, когда нагрузка в ТПШ лифта 2 достигает $P_{max2}$
$P_{\text{ЛБН}}$ –	мгновенная нагрузка в ТПШ лифта с большей нагрузкой
$P_{\text{ЛМН}}$ –	мгновенная нагрузка в ТПШ лифта с меньшей нагрузкой
$\Delta P$ –	минимально необходимая разница нагрузок в ТПШ лифтов
$P_{\text{тяг}}$ –	тяговое усилие
$P_{\text{тяг.вв}}$ –	тяговое усилие при ходе вверх подвески привода
$P_{\text{тяг.вн}}$ –	тяговое усилие при ходе вниз подвески привода
$P_{\text{ур}}$ –	вес уравновешивающего груза (противовеса) привода
$P_{\text{ур.факт}}$ –	фактический вес уравновешивающего груза (противовеса) привода
$P_{\text{шт}}$ –	вес штанг в жидкости
$P_{\text{шт1}}$ –	вес штанг в жидкости лифта 1
$P_{\text{шт2}}$ –	вес штанг в жидкости лифта 2
$P'_{\text{шт}}$ –	вес штанг в воздухе
$P'_{\text{шт1}}$ –	вес штанг в воздухе лифта 1
$P'_{\text{шт2}}$ –	вес штанг в воздухе лифта 2
$P_{\text{ж}}$ –	нагрузка на плунжер насоса от веса столба жидкости
$P_{\text{ж1}}$ –	нагрузка на плунжер насоса от веса столба жидкости в лифте 1
$P_{\text{ж2}}$ –	нагрузка на плунжер насоса от веса столба жидкости в лифте 2
$P_{min}$ –	расчётная минимальная нагрузка
$P_{\text{кол1}}$ –	усилие от действия колебательного процесса в колонне лифта 1 в момент времени достижения максимума в лифте 2

$P_{\text{кол}max1}$ –	максимальное усилие от действия колебательного процесса, распространяющегося в виде упругой волны от плунжера насоса к ТПШ лифта 1
$P_{\text{кол}max2}$ –	максимальное усилие от действия колебательного процесса, распространяющегося в виде упругой волны от плунжера насоса к ТПШ лифта 2
$P_{\lambda 1}$ –	нагрузка в конце периода начальной деформации в ТПШ лифта 1
$P_{\lambda 2}$ –	нагрузка в конце периода начальной деформации в ТПШ лифта 2
$\Delta P$ –	депрессия на пласт
$p_{\text{заб}}$ –	забойное давление
$p_{\text{пл}}$ –	пластовое давление
$p_{\text{пр}}$ –	давление на приёме насоса
$Q$ –	суточная производительность скважины
$Q_1$ –	суточная производительность лифта 1
$Q_2$ –	суточная производительность лифта 2
$q$ –	подвижный запас нефти (% порового объёма)
$q_t$ –	теоретическая производительность насоса
$R$ –	радиус делительной окружности звёздочек преобразующего механизма ПЦ
$R_{\text{зв}}$ –	делительный радиус звёздочек (шкивов, или др.) преобразователя
$S_0$ –	длина хода наземного привода
$S_1$ –	длина хода лифта 1
$S_2$ –	длина хода лифта 2
$\Delta S$ –	величина изменения длины хода лифтов
$T$ –	продолжительность хода вверх или хода вниз одного цикла работы НП
$t$ –	время движения точки $a$ на участке траектории с началом отсчета с точки крайнего нижнего положения подвески ПЦ
$t_w$ –	время движения каретки с ускорением
$t_{m2}$ –	время с момента окончания периода начальной деформации лифта 2 (точка $B_2$ ) до момента, когда дополнительное напряжение достигнет максимума
$u$ –	передаточное число преобразователя
$\omega_{\text{зв}}$ –	угловая скорость вращения звёздочек преобразующего механизма ПЦ

$X_1$ –	расстояние от верхнего торца сальника устьевой арматуры до подвески лифта 1
$X_2$ –	расстояние от верхнего торца сальника устьевой арматуры до подвески лифта 2
$x$ –	шаг цепи преобразователя
$z$ –	достаточное для обеспечения требуемой длины хода лифтов количество звеньев цепей преобразователя
$z_1$ –	количество шагов цепей, необходимое для обхода барабана преобразователя
$z_2$ –	количество шагов цепей, необходимое для исключения контакта гайки штока с барабаном преобразователя
$z_{min}$ –	минимально необходимое количество звеньев (шагов) цепей на преобразователе
$\eta$ –	коэффициент подачи насоса
$\eta_{\Pi}$ –	расчётный КПД преобразователя
$\rho$ –	плотность смеси продукции
$\alpha$ –	угол поворота звёздочки
$\vartheta_1$ –	скорость перемещения ТПШ лифта 1
$\vartheta_2$ –	скорость перемещения ТПШ лифта 2
$\vartheta$ –	скорость движения рабочего органа НП
$\varepsilon$ –	коэффициент, показывающий во сколько раз преобразуются кинематические параметры НП
$\varphi_a$ –	угловое перемещение точки $a$
$\psi$ –	коэффициент, учитывающий соотношение площадей поперечного сечения тела штанг и труб
$\lambda$ –	потеря хода плунжера, определённая с учётом статических и инерционных сил
$\lambda_1$ –	потеря хода плунжеров насосов лифта 1, определённые с учётом статических и инерционных сил
$\lambda_2$ –	потеря хода плунжеров насосов лифта 2, определённые с учётом статических и инерционных сил
$\lambda_{ct}$ –	статическое удлинение штанг и труб
$\xi$ –	коэффициент, учитывающий погружение насоса под уровень жидкости
$\Delta$ –	соотношение скоростей откачки лифтов скважины

## Словарь терминов

**давление затрубное:** давление среды между колонной лифтовых труб и эксплуатационной колонной скважины

**месторождение нефтяное:** место скопления залежей нефти и газа, локализованное (сосредоточенное) вблизи определенного географического объекта Земли

**пласт (пропласток) нефтегазоносный:** слой или массив пористой горной породы-коллектора, насыщенный нефтью с растворённым газом или их вместе, внутри которого находится залежь

**залежь:** естественное локальное (единичное) скопление нефти и газа в ловушке

**лифт:** скважинное оборудование для откачки продукции

**ловушка:** часть природного резервуара (коллектора) в недрах земной коры, имеющего непроницаемые препятствия (плохо проницаемые породы) для дальнейшей миграции нефти и газа, в котором устанавливается равновесие (с учетом плотности) между нефтью, газом и водой

**объект эксплуатации (эксплуатационный объект):** продуктивный пласт, часть пласта или группу пластов, выделенных для разработки самостоятельной сеткой скважин

**однолифтовая:** single string completion:

**эксплуатация:** production процесс подъёма жидкости из нефтяных скважин на высоту от приведённого динамического уровня до устья, осуществляемый посредством определённого для каждого способа совокупности технических средств (способ добычи нефти)

**эффективность:** достижение цели с минимальными затратами ресурсов

**лифтинг:** откачка

## Список литературы

- 1     **Авторское свидетельство N 652348 СССР, МПК F04B 47/02, E21B 43/00.** Безбалансирный привод глубиннонасосной скважинной установки : N 2554406 : заявлено 13.12.1977 : опубликовано 15.03.1979 / Овчинников А.В., Меркулов В.П., Меркулов А.В., Савельев Г.А., Абрамов В.Н. ; заявитель Государственный институт по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности «Гипровостокнефть».
- 2     **Авторское свидетельство N 682668 СССР, МПК F04B 47/02.** Станок-качалка : N 2129276 : заявлено 28.04.1975 : опубликовано 30.08.1979 / Киселев Н.Г., Бурдин В.Д., Трубников Б.А. ; заявители Киселев Н.Г., Бурдин В.Д., Трубников Б.А.
- 3     **Авторское свидетельство N 1132053 СССР, МПК F04B 47/02.** Станок-качалка : N 3658979 : заявлено 02.11.1983 : опубликовано 30.12.1984 / Аббасов А.М., Королев В.С.
- 4     **Авторское свидетельство N 1315655 СССР, МПК F04B 47/02.** Скважинная штанговая насосная установка : N 4011944 : заявлено 21.01.1986 : опубликовано 07.06.1987 / Гаджиев Б.А.О., Атаджанян Б.П., Сафаров А.А.О. ; заявитель Всесоюзный нефтяной научно-исследовательский институт по технике безопасности.
- 5     **Авторское свидетельство N 1206479 СССР, МПК F04B 47/02.** Привод скважинных штанговых насосов : N 3585120 : заявлено 28.04.1983 : опубликовано 23.01.1986 / Григоров А.И., Пермикин Ю.Н. ; заявитель Западно-Сибирский филиал Всесоюзного научно-исследовательского и проектно-конструкторского института нефтяного машиностроения.
- 6     Адонин, А.Н. Выбор способа добычи нефти / А.Н. Адонин. – М. : Недра, 1971. – 182 с.
- 7     Адонин, А.Н. Добыча нефти штанговыми насосами / А.Н. Адонин. – М. : Недра, 1979. – 213 с.

- 8 Адонин, А.Н. К расчету нагрузок, действующих на штанги глубинного насоса / А.Н. Адонин, Н. Я. Мамедов // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1973. – № 7. – С. 44-46.
- 9 Аливердизаде, К.С. Балансирные индивидуальные приводы глубинно-насосной установки : (станки-качалки) / К. С. Аливердизаде. – Баку ; Л. : Азнефтеиздат, 1951. – 216 с.
- 10 Аливердизаде, К.С. Вопросы механики и техники длинноходового режима откачки при штанговом глубиннонасосном способе добычи нефти / К.С. Аливердизаде. – Баку : Азнефтеиздат, 1958. – 176 с.
- 11 Аливердизаде, К.С. Приводы штангового глубинного насоса / К.С. Аливердизаде. – М. : Недра, 1973. – 193 с.
- 12 Андреев, В.В. Совершенствование штанговой глубиннонасосной эксплуатации кустовых скважин : автореф. дис... канд. техн. наук: 05.15.06 / В.В. Андреев ; НГДУ «Бузулукнефть» АО «Оренбургнефть» ; науч. рук. К.Р. Уразаков. – М., 1996. – 22 с.
- 13 Артоболевский, И.И. Механизмы в современной технике : пособие для инженеров, конструкторов и изобретателей : [в 5 т.]. – М. : Наука, 1970. – Т. 2 : Рычажные механизмы. – 1971. – 1007 с.
- 14 Архипов, К.И. Справочник по станкам-качалкам / К.И. Архипов, И.В. Попов, В.И. Попов. – Альметьевск, 2000. – 146 с.
- 15 Базив, В.Ф. Некоторые проблемы разработки многопластовых месторождений / В.Ф. Базив, С.Н. Закиров // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 11. – С. 58-60.
- 16 Белов, И.Г. Исследование работы глубинных насосов динамографом / И.Г. Белов. – М. : Гостоптехиздат, 1960. – 128 с.
- 17 Бочаров, В.А. Разработка нефтяных пластов в условиях проявления начального градиента давления / В.А. Бочаров. – М. : ВНИИОЭНГ, 2000. – 250 с.
- 18 Бувайло, И.А. Резерв увеличения добычи нефти // Новости нефтяной техники. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1953. – Вып. 4. – С. 20-21.

- 19 Быков, Н.Е. Выделение эксплуатационных объектов в разрезах много-пластовых нефтяных месторождений / Н.Е. Быков. – М. : Недра, 1975. – 144 с.
- 20 Валовский, В.М. Создание, исследование и совершенствование техники и технологии эксплуатации малодебитных нефтяных и битумных скважин в осложненных условиях : автореф. дис. док. техн. наук: 05.15.06: 05.04.07 / В.М. Валовский ; ВНИИ им. А.П. Крылова. – М., 1996. – 45 с.
- 21 Валовский, В.М. Цепные приводы скважинных штанговых насосов / В.М. Валовский, К.В. Валовский. – М. : ВНИИОЭНГ, 2004. – 490 с.
- 22 Вирновский, А.С. Теория и практика глубиннонасосной добычи нефти / А.С. Вирновский. – М. : Недра, 1971. – 184 с. – (Тр. / ВНИИ ; вып. 57).
- 23 Воробьев, В.Д. Методы регулирования разработки многопластовых месторождений / В.Д. Воробьев, Р.А. Ткаленко. – М., 1977. – 49 с. – (Сер. Добыча : темат. науч.-техн. обзоры / ВНИИОЭНГ).
- 24 Выгодский, М. Я. Справочник по элементарной математике / М.Я. Выгодский. – М.: АСТ, 2004. – 509 с.
- 25 Гилаев, Г.Г. Современные методы насосной добычи нефти : монография / Г.Г. Гилаев, Р.Н. Бахтизин, К.Р. Уразаков. – Уфа : Восточная печать, 2016. – 410 с.
- 26 Дияшев, Р.Н. Особенности совместной эксплуатации неоднородных нефтяных пластов при повышенных градиентах давления / Р.Н. Дияшев, Е.И. Хмелевских. – М., 1974. – 100 с. – (Сер. Добыча : темат. науч.-техн. обзоры / ВНИИОЭНГ).
- 27 Дияшев Р.Н. Совместная разработка нефтяных пластов / Р.Н. Дияшев. – М. : Недра, 1984. – 208 с.
- 28 Дияшев Р.Н. Механизмы негативных последствий совместной разработки нефтяных пластов / Р.Н. Дияшев. – Казань : Изд-во Казан. ун-та, 2004. – 192 с.
- 29 Добыча нефти глубинными штанговыми насосами. – Вена : Шёллер-Блекманн ГМБХ, 1992. – 150 с.

- 30 Дрэготеску, Н.Д. Глубиннонасосная добыча нефти : пер. с рум. / Н.Д. Дрэготеску ; пер. П.А. Петрова ; под ред. М.А. Геймана. – М. : Недра, 1966. – 417 с.
- 31 Жизненный цикл месторождения нефти. – Текст : электронный // Все о нефти : сайт. – URL: <https://vseonefti.ru/upstream/stadii-razrabotki.html> (дата обращения: 26.06.2025).
- 32 Заббаров, Р.Г. Совершенствование одновременно-раздельной эксплуатации пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений : автореф. дис. канд. техн. наук: 25.00.17 / Р.Г. Заббаров ; ИЦ ОАО «Татнефть» ; науч. рук. К.М. Гарифов. – Бугульма, 2009. – 23 с.
- 33 Зайцев, Ю.В. Итоги применения одновременной раздельной эксплуатации двух пластов в нефтяных и нагнетательных скважинах за 1966-1969 гг. и пути совершенствования этого метода / Ю. В. Зайцев, Я. Я. Шкадов. // Опыт одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов через одну скважину. – М. : ВНИИОЭНГ, 1971. – (Сер. Добыча : тематич. научн.-техн. обзоры / ВНИИОЭНГ). – С. 3-10.
- 34 Ибатуллин, Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений : учеб. пособие для вузов / Р.Р. Ибатуллин. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Нефтяное хозяйство, 2019. – 321 с.
- 35 Ивановский, В.Н. ОРЭ и «интеллектуализация» скважин: вчера, сегодня, завтра / В.Н. Ивановский // Инженерная практика. – 2010. – № 1. – С. 4-15.
- 36 Ишмурзин, А.А. Причины угловых колебаний канатной подвески станка-качалки / А.А. Ишмурзин, У.Р. Мусин, В.Г. Мустафин // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 9. – С. 38-40.
- 37 Каналин, В.Г. Особенности выделения эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях / В.Г. Каналин, Ю.П. Тихомиров, Ю.Б. Файн. – М. : ВНИИОЭНГ, 1973. – 79 с. – (Сер. Добыча : темат. научн.-техн. обзоры / ВНИИОЭНГ).

- 38 Каналин, В.Г. Методика и практика выделения эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях / В.Г. Каналин, Л.Ф. Дементьев. – М. : Недра, 1982. – 224 с.
- 39 Каплан, Л.С. Справочное пособие нефтяника / Л.С. Каплан, А.Л. Каплан. – Уфа ; Октябрьский, 2004. – Ч. 2. – 371 с.
- 40 Кожевников, С.Н. Механизмы : справочное пособие / С.Н. Кожевников, Я.И. Есипенко, Я.М. Раскин. – Москва : Машиностроение, 1976. – 784 с.
- 41 Кривоносов, И.В. Освоение, исследование и эксплуатация многопластовых скважин / И.В. Кривоносов, Ю.А. Балакиров. – М. : Недра, 1975. – 167 с.
- 42 Крутиков, Б.С. Развитие методов раздельной закачки воды и раздельного отбора нефти в СССР и США / Б.С. Крутиков // Опыт одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов через одну скважину. – М. : ЦНИИТЭнефтегаз, 1964. – (Сер. Добыча : научн.-аналитич. и темат. обзоры / ЦНИИТЭнефтегаз). – С. 10-30.
- 43 Кудинов, В.И. Основы нефтегазопромыслового дела : учебник для вузов / В.И. Кудинов. – М. ; Ижевск : Институт компьютерных исследований ; Удмуртский государственный университет, 2008. – 727 с.
- 44 Кукиев, П.Д. Гидравлические приводы штанговых скважинных насосов / П.Д. Кукиев // Инженерная практика. – 2015. – № 4. – С. 48-55.
- 45 Левинсон, Л.Е. Основы технической механики / Л.Е. Левинсон ; под ред. А.Е. Кобринского. – М. : Трудрезервиздат, 1959. – 344 с.
- 46 Максутов, Р.А. Одновременная раздельная эксплуатация многопластовых нефтяных месторождений / Р.А. Максутов, Б.Е. Добросок, Ю.В. Зайцев. – М. : Недра, 1974. – 231 с.
- 47 Мирзаджанзаде, А.Х. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа / А.Х. Мирзаджанзаде, Г.С. Степанова. – М. : Недра, 1977. – 229 с.
- 48 Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти : [учеб. пособие для вузов по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» направления подгот. специалистов «Нефтегазовое дело»] / И.Т. Мищенко. – М. : Нефть и газ, 2003. – 816 с.

- 49 Молчанов, А.Г. Гидроприводные штанговые скважинные насосные установки / А.Г. Молчанов. – М. : Недра, 1982. – 245 с.
- 50 Молчанов, Г. В. Машины и оборудование для добычи нефти и газа : [учеб. для вузов по спец. «Машины и оборуд. нефт. и газовых промыслов»] / Г.В. Молчанов, А.Г. Молчанов. – М. : Недра, 1984. – 464 с.
- 51 Муравьев, И.М. Эксплоатация нефтяных месторождений : учеб. для вузов / И.М. Муравьев, А.П. Крылов. – М. ; Л. : Гостоптехиздат, 1949. – 776 с.
- 52 Муравьев, В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин : учеб. для техникумов / В.М. Муравьев. – М. : Недра, 1973. – 381 с.
- 53 Мусин, М.М. Разработка нефтяных месторождений : учеб. пособие / М.М. Мусин, А.А. Липаев, Р.С. Хисамов. – М., Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2016. – 485 с.
- 54 Оборудование для раздельной эксплуатации нефтяных и газовых скважин : каталог : срок ввода в действие – 1 кв. 1976 г. – М. : ЦИНТИхимнефтемаш, 1975. – 199 с.
- 55 Одновременно-раздельная эксплуатация пластов в ОАО «Татнефть» / К. М. Гарифов [и др.]. – М. : Нефтяное хозяйство, 2011. – 160 с.
- 56 ОРЭ.01.000 РЭ. Арматура устьевая двухствольная : руководство по эксплуатации : ОРЭ.01.000 РЭ : с изм. 2 / ОАО «Татнефть» ; ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2010. – 31 с.
- 57 **Патент N 72720 Российская Федерация, МПК E21B 43/14 (2006.01).**  
Установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов : N 2007124089/22 : заявлено 26.06.2007 : опубликовано 27.04.2008 / Ибрагимов Н.Г., Гарифов К.М., Фадеев В.Г., Заббаров Р.Г., Ахметвалиев Р.Н., Кадыров А.Х., Валовский К.В., Халимов Р.Х., Сафиуллин Р.А. ; патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина.
- 58 **Патент N 96917 Российская Федерация, МПК F04B 47/02 (2006.01).**  
Привод скважинных штанговых насосов : N 2009119094/22 : заявлено 20.05.2009 : опубликовано 20.08.2010 / Мухаметшин Х.Н. ; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью научно-производственная фирма «Милек».

**59 Патент N 125273 Российская Федерация, МПК F04B 47/04 (2006.01).**

Гидравлический привод скважинного насоса «TMC POWER MAN» : N 2012132362/06 : заявлено 27.07.2012 : опубликовано 27.02.2013 / Нугайбеков Р.А., Яруллин А.Г., Латыпов Н.М., Валиуллин Р.Н., Григорьева Г.В., Ермишов А.В., Петров Е.А., Ганиев Р.Р. ; патентообладатель Управляющая компания Управляющая компания Общество с ограниченной ответственностью «TMC групп».

**60 Патент N 128655 Российская Федерация, МПК E21B 43/14 (2006.01).**

Тандемная установка для одновременной раздельной эксплуатации двух пластов одной скважины : N 2013100911/03 : заявлено 09.01.2013 : опубликовано 27.05.2013 / Архипов К.И., Бикбулатова Г.И., Кирисенко Е.И. ; патентообладатель Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Альметьевский государственный нефтяной институт».

**61 Патент N 2205979 Российская Федерация, МПК F04B 47/02 (2000.01).** Глубинно-насосная штанговая установка : N 2001135544/06 : заявлено 29.12.2001 : опубликовано 10.06.2003/ Мищенко И.Т., Попов В.В., Жуков В.В., Богомольный Е.И., Левитский Д.Н., Башмаков А.И., Жуков И.В. ; заявитель и патентообладатель Закрытое акционерное общество «Корпорация «Университетские сети знаний».

**62 Патент N 2305747 Российская Федерация, МПК E21B 33/03 (2006.01).** Устьевая двухствольная арматура : N 2005138175/03 : заявлено 08.12.2005 : опубликовано 10.09.2007 / Гарифов К.М., Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г., Заббаров Р.Г., Ахметвалиев Р.Н., Кадыров А.Х., Валовский В.М., Валовский К.В. ; патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

**63 Патент N 2457361 Российская Федерация, МПК F04B 47/02 (2006.01).** Станок-качалка : N 2010139492/06 : заявлено 27.09.2010 : опубликовано 27.07.2012 / Мухаметшин Х.Н. ; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью научно-производственная фирма «Милек».

**64 Патент N 2485280 Российская Федерация, МПК E21B 33/03 (2006.01).** Оборудование устья скважины с параллельной подвеской труб :

N 2012100267/03 : заявлено 10.01.2012 : опубликовано 20.06.2013 / Сайтов А.А., Валовский В.М., Шамсутдинов И.Г. ; патентообладатели Открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина, Управляющая компания общество с ограниченной ответственностью «ТМС групп».

**65 Патент N 2485281 Российская Федерация, МПК E21B 33/03 (2006.01).** Оборудование устья скважины с параллельной подвеской труб : N 2012100820/03 : заявлено 11.01.2012 : опубликовано 20.06.2013 / Сайтов А.А., Валовский В.М., Шамсутдинов И.Г. ; патентообладатели Открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина, Управляющая компания общество с ограниченной ответственностью «ТМС групп».

**66 Патент N 2594038 Российская Федерация, МПК F04B 47/02 (2006.01).** Скважинная штанговая насосная установка : N 2015134152/06 : заявлено 13.08.2015 : опубликовано 10.08.2016 / Сайтов А.А., Шамсутдинов И.Г., Федосеенко Н.В., Валовский В.М. ; патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

**67 Патент N 2613477 Российская Федерация, МПК F04B 47/02 (2006.01).** Скважинная штанговая насосная установка : N 2016101725 : заявлено 20.01.2016 : опубликовано 16.03.2017 / Сайтов А.А., Шамсутдинов И.Г., Федосеенко Н.В., Валовский В.М. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

**68 Патент N 2614296 Российская Федерация, МПК F04B 47/02 (2006.01).** Скважинная штанговая насосная установка : N 2016102865 : заявлено 28.01.2016 : опубликовано 24.03.2017 / Сайтов А.А., Шамсутдинов И.Г., Федосеенко Н.В., Валовский В.М. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

**69 Патент N 2715120 Российская Федерация, МПК F04B 47/02 (2006.01).** Скважинная штанговая насосная установка : N 2019130818 : заявлено 30.09.2019 : опубликовано 25.02.2020 / Сайтов А.А. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

**70 Патент N 2721067 Российская Федерация, МПК F04B 47/02 (2006.01).** Скважинная штанговая насосная установка : N 2019133374 : заявлено 22.10.2019 : опубликовано 15.05.2020 / Сайтов А.А. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

**71 Патент N 2721068 Российская Федерация, МПК F04B 47/02 (2006.01).** Скважинная штанговая насосная установка : N 2019124321 : заявлено 31.07.2019 : опубликовано 15.05.2020 / Сайтов А.А. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

**72 Патент N 2727833 Российская Федерация, МПК F04B 47/02 (2006.01).** Скважинная штанговая насосная установка : N 2020104959 : заявлено 04.02.2020 : опубликовано 24.07.2020 / Сайтов А.А. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

**73 ПДХ 01.000 РЭ.** Преобразователь длины хода : руководство по эксплуатации : ПДХ 01.000 РЭ / ПАО «Татнефть» ; ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2017. – 30 с.

**74** Пилипец, И.А. Особенности контроля и регулирования разработки многопластовых нефтяных месторождений Предкарпатья / И.А. Пилипец, И.Д. Амелин. – М. : ВНИИОЭНГ, 1980. – 47 с.

**75** Пилюцкий, О.В. Раздельная эксплуатация нефтяных пластов в скважине : (из опыта Грозненского управления по добыче нефти и газа) / О.В. Пилюцкий, В.А. Жуков. – Грозный : Чечено-Ингушское кн. изд-во, 1957. – 99 с.

**76** Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений : утверждены Коллегией Миннефтепром СССР от 15.10.1984 г. / Миннефтепром СССР. – М., 1987. – 66 с.

**77** Привод штангового насоса гидравлический. – Текст : электронный // Elkam ArtEfficial Lift : сайт. URL: <https://elkam.ru/privod-shtangovogo-nasosa-gidravlicheskij/> (дата обращения: 26.06.2025).

**78** Применение методов одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной. – М. : ВНИИОЭНГ, 1976. – 79 с. – (Сер. Нефтепромысловое дело : обзор зарубеж. лит. / ВНИИОЭНГ).

- 79 Рабинович, А.М. Нагрузочное приспособление для испытания и исследования работы приводов глубиннонасосных установок / А.М. Рабинович // Конструкторско-экспериментальные и научно-исследовательские работы в области нефтепромыслового оборудования и инструмента. – Баку, 1965. – (Труды / АзИНМАШ ; вып. 3). – С. 35-70.
- 80 Рабинович, А.М. Гидропневматические устройства в приводе глубиннонасосной установки / А.М. Рабинович. – М. : Гостоптехиздат, 1962. – 101 с.
- 81 Разработка и испытание импортозамещающего устьевого оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной / А.А. Сайтов, В.М. Валовский, К.В. Валовский, И.Г. Шамсутдинов, Н.В. Федосеенко // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – М. : Нефтяное хозяйство, 2014. – Вып. 82. – С. 271-289.
- 82 Рузин, Л.М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) : учебное пособие / Л.М. Рузин, О.М. Морозюк ; УГТУ. – Ухта : УГТУ, 2014. – 126 с.
- 83 РЭ 153-207-05. Установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух объектов с раздельным подъёмом продукции : руководство по эксплуатации : РЭ 153-207-05 / ОАО «Татнефть» ; ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2005. – 20 с.
- 84 Сайтов, А.А. О необходимости плавного изменения параметров установок для добычи жидкости / А.А. Сайтов // Союз науки и производства - путь к успеху : сб. тез. докл. молодежной науч.-практ. конф., посвящ. 50-летию ин-та «ТатНИПИнефть» : в 2 т. – Бугульма, 2006. – Т. 1. – С. 159-160.
- 85 Сайтов, А.А. Совершенствование устьевого оборудования для ОРЭ нескольких объектов одной скважиной / А.А. Сайтов // Инженерная практика. – 2022. – № 10. – С. 48-55.
- 86 Сайтов, А.А. Предпосылки снижения затрат на добычу нефти двухлифтовой установкой скважинных штанговых насосов / А.А. Сайтов // Нефтепромысловое дело. – 2025. – № 4. – С. 57-63.
- 87 Сайтов, А.А. О возможности эксплуатации двух объектов (продуктивных пластов) нефтяного месторождения двухлифтовой установкой скважинных

штанговых насосов с одним наземным приводом / А.А. Сайтов, В.М. Валовский // Нефтепромысловое дело. – 2025. – № 5. – С. 46-53.

88 Саттаров, М.М. Выбор эксплуатационных объектов и обоснование системы разработки многопластовых месторождений / М.М. Саттаров, К.С. Баймухаметов, А.А. Бускунов, Г.И. Третьякова, Р.К. Тазетдинов // Регулирование процессов эксплуатации нефтяных залежей : материалы выездной сессии науч. совета по проблемам разработки нефт. месторождений АН СССР и ЦКР нефт. месторождений М-ва нефт. пром-сти, окт. 1974 г., Краснодар / под ред. Ю.П. Борисова. – М. : Наука, 1976. – С. 123-133.

89 Саттаров, М.М. Выбор системы разработки многопластовых месторождений / М.М. Саттаров, Д.М. Саттаров. – М. : ВНИИОЭНГ, 1983. – 48 с. – (Сер. Нефтепромысловое дело : обзор. информ. / ВНИИОЭНГ ; вып. 10 (59)).

90 Справочная книга по добыче нефти / под ред. Ш.К. Гиматудинова. – М. : Недра, 1974. – 703 с.

91 Столяров, Е.В. Индустрально-комплексный метод разработки нефтяных месторождений / Е.В. Столяров, Н.Ф. Кагарманов, Г.И. Белозеров. – Уфа : Башк. кн. изд-во, 1980. – 95 с.

92 СТО ТН 230-2017 Руководство по эксплуатации скважин установками скважинных штанговых насосов в ПАО «Татнефть» : с изм. 1 : СТО ТН 230-2017 : взамен РД 153-39.1-808-2013 / К.В. Валовский [и др.] ; ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть». – Альметьевск, 2020. – 426 с.

93 СТО ТН 832-2022 Технология эксплуатации скважин УСШН с длинноходовыми цепными приводами : СТО ТН 832-2022 : взамен РД 153-39.1-564-08 / К.В. Валовский [и др.] ; СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть». – Альметьевск, 2021. – 94 с.

94 Тимошенко С.П. Колебания в инженерном деле / С.П. Тимошенко. – Москва : Наука, 1967. – 444 с.

95 ТУ 3665-005-00136352-2003 Привод цепной скважинного штангового насоса ПЦ 80-6-1/4 : технические условия : вводятся впервые / БМЗ ОАО «Татнефть». – Бугульма, 2003. – 17 с.

- 96 Уразаков, К.Р. Эксплуатация наклонно направленных насосных скважин / К.Р. Уразаков. – М. : Недра, 1993. – 168 с.
- 97 Уразаков, К.Р. Нефтепромысловое оборудование для кустовых скважин / К.Р. Уразаков, В.В. Андреев, В.П. Жулаев. – М. : Недра, 1999. – 267 с.
- 98 Фархадзаде, Э.М. Определение периодов начальных деформаций штанг при ходе вверх и вниз / Э.М. Фархадзаде // Нефтяное хозяйство. – 1976. – № 12. – С. 48-50.
- 99 Цепные приводы скважинных штанговых насосов / Ш.Ф. Тахаутдинов, Н.Г. Ибрагимов, В.М. Валовский, К.В. Валовский. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Нефтяное хозяйство, 2014. – 447 с.
- 100 Часовников, А.С. Раздельная эксплуатация двух пластов одной скважиной // Новости нефтяной техники. Серия Нефтепромысловое дело. – 1952. – Вып. 6.
- 101 Эксплуатация нефтяных месторождений / А.И. Жуков, Б.С. Чернов, М.Н. Базлов, М.А. Жукова. – М. : Гостоптехиздат, 1954. – 604 с.
- 102 Эксплуатация скважин установками штанговых насосов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений : учеб. пособие для вузов / В.М. Валовский [и др.]. – М. : Нефтяное хозяйство, 2016. – 591 с.
- 103 Яруллин, А. «TMC POWER MAN»: мужская сила для решения проблем / А. Яруллин, И. Кашапов // Инженерная практика. – 2014. – № 5. – С. 62-64.
- 104 API SPECIFICATION 11AX : Specification for Subsurface Sucker Rod Pump Assemblies, Components and Fittings : Effective Date : Nov. 4, 2015. – 13th Edition. – Washington : American Petroleum Institute, 2015. – 115 p.
- 105 Ferrer Fernando, J. Commingled Production Wells: Experiences in Lake Maracaibo, Venezuela / J. Ferrer Fernando // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Sept. 27-30, 1998, New Orleans, Louisiana. – New Orleans : Society of Petroleum Engineers, 1998. – SPE-49311-MS. – DOI: <https://doi.org/10.2118/49311-MS>.
- 106 Liu, D. Development of multizone Sandstone Reservoirs in Daqing Oil Field / D. Liu, Q. Wang, B. Li // China: Petroleum Industry Press, 1997. – P. 296.

107 Multiple Zone Completion. – Text : electronic // DrillingFormulas.Com : blog. – URL: <https://www.drillingformulas.com/multiple-zone-completion> (date of access: 26.06.2025).

108 Othman, M.E. Review of Dual Completion Practice for Upper Zakum Field / M.E. Othman // Middle East Oil Show, March 7-10, 1987, Bahrain. – Bahrain, 1987. – SPE-15756-MS. – DOI: <https://doi.org/10.2118/15756-MS>.

109 Robertson, J.A. Subzone Redevelopment of the Long Beach Unit, Wilmington Oil Field: A Case Study / J.A. Robertson, J.A. Blesener, S. Soo Hoo // Journal of Petroleum Technology. – 1987. – Vol. 39, № 10. – P. 1229-1236.

110 Takacs, G. Sucker-Rod Pumping Handbook : Production Engineering Fundamentals and Long-Stroke Rod Pumping / G. Takacs. – Waltham ; Kidlington, Oxford : Gulf Professional Publishing, 2015. – 585 p.

111 Villalba, M. Opportunities for Redevelopment of Mature Fields by Determinations of Hydraulic Units for Commingled Production / M. Villalba, O. Mendez, C. Marcano // SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, March 25-28, 2001, Buenos Aires, Argentin. – Buenos Aires : Society of Petroleum Engineers. – SPE 69599-MS. – DOI: <https://doi.org/10.2118/69599-MS>.

## Приложение А

(обязательное)

### Протоколы исследований работы скважины до перехода

#### Протокол исследований работы скважины

Скв №4551г НГДУ "Бавлынефть"  
Месторождение Бавлинское  
Диаметр эксплуатационной колонны 146 мм

ЦДНГ № 2

Искусственный забой 1708 м

		Показатели параметров УСШН									
		лифт 1		лифт 2							
Горизонт эксплуатации		Бобр.-Радаевский				Кизеловский					
Интервал перфорации, м		1285,2-1286,6; 1300-1302,2				1350-1708					
Дата проведения замеров		18.05.18	01.06.18	05.06.18	14.06.18	18.05.18	01.06.18	05.06.18	14.06.18		
Тип привода		СК6-2,1-2500				УР-9Т-2500-3500					
Тип глубинного насоса		15-125-THM-14-4-2-2				20-125-RHBC-14-4-2-2 SP					
Диаметр плунжера насоса, мм		31,8				31,8					
Дата внедрения насоса		1 февраля 2018 г.				3 апреля 2017 г.					
Глубина посадки пакера, м		1335									
Колонна НКТ, мм		48				60					
Глубина спуска насоса, м		1265,6				1342					
Конструкция штанговой колонны:		1 ступень	16/3x1 нов.				22/242,4, Д супер, 20Н2М, нов.				
диаметр, мм / длина, м;		2 ступень	16/487,6, Д, 20Н2М, б/у				19/1100 ц, Д супер, 20Н2М, нов.				
наличие скребков-центраторов		3 ступень	16/775, Д супер, 20Н2М, б/у				-				
Дебит скважины теоретический, м <sup>3</sup> /сут		7,0				8,3					
Дебит скважины по динамограмме, м <sup>3</sup> /сут		5,3	4,4	4,9	6,0	5,39	4,07	4,63	4,21		
Дебит скважины, м <sup>3</sup> /сут		2,7	2,6	3,0	3,0	5,9	3,9	3,0	4,3		
Коэффициент подачи, д. ед.		0,39	0,37	0,43	0,43	0,71	0,47	0,36	0,52		
Обводненность продукции, %		15,2	21,8	21,8	32,4	12,5	10,8	3,8	4,6		
Газовый фактор рабочий, м <sup>3</sup> /т		20,1				22,9					
Длина хода полированного штока, м		2,1				2,5					
Частота качаний, мин <sup>-1</sup>		2,9				2,9					
Динамический уровень, м		955,8	1265	1306	1306	1342					
Затрубное давление, МПа		1,6	2,3	2,73	2,76	-					
Забойное давление, МПа		8,3	6,4	6,4	6,5	-					
Пластовое давление, МПа		3,9				-					
Давление на приеме насоса, МПа		4,3	2,3	2,4	2,4	-					
Давление в выкидной линии, МПа		1,7	1,4	1,6	1,6	1,6	1,4	1,6	1,6		
Вязкость нефти, мПа·с		20,8				18,79					
Вязкость продукции на устье, мПа·с		69,4				32,8					
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>		888				893					
Плотность пластовой воды, кг/м <sup>3</sup>		1105				1107					
Показания динамографа	Максимальная нагрузка, кг	3022	2835	2952,7	3168,0	4240,3	3910	4134,6	4381		
Электродвигатель	Минимальная нагрузка, кг	1085	1475	1325	1339	2234,4	1936	2218	2156		
	Номинальное значение параметров (по таблице электродвигателя)	Мощность, кВт	15				22				
	Число оборотов, мин <sup>-1</sup>		485				730				
	Ток, А		38				45,9				
	Cos φ		0,7				-				
Напряжение, В		380				380					
Потребляемый ток, А	при ходе вверх	21	-	31	24	43	44	46	45		
	при ходе вниз	22	-	32,0	21	46	42	51	52		
Напряжение линейное, В		370	-	374	380	373	-	382	385		
Cos φ (факт.)		0,32	-	0,15	-	0,31	0,2	0,19	0,24		
Тип электросчетчика		АКИП 40-22									
Продолжительность замера потребления эл. энергии, мин		30	-	30	30	30	30	30	15		
Электроэнергия, потребляемая установкой за сутки, кВт		84,5	-	73,6	81,6	145,9	136,9	144,0	147,2		
Удельные энергозатраты на подъем продукции	кВт·ч/м <sup>3</sup>	31,3	-	24,5	27,2	24,7	35,1	48,0	34,2		
	кВт·ч/м <sup>3</sup> км	27,4	-	16,6	18,5	16,2	23,4	31,6	22,6		

Примечание:

Лист согласования к документу № 1409-ПТННч(750) от 25.06.2018  
Инициатор согласования: Сайтов А.А. Младший научный сотрудник  
Согласование инициировано: 19.06.2018 21:38

Лист согласования		Тип согласования: смешанное		
N°	ФИО, должность	Передано на визу	Срок согласования	Результат согласования
<b>Тип согласования: последовательное</b>				
1	Шамсутдинов И.Г., Заведующий сектором	19.06.2018 - 21:38		Согласовано 20.06.2018 07:50:12
2	Валовский К.В., Заведующий лабораторией	20.06.2018 - 07:50		Согласовано 20.06.2018 08:40:25
3	Гарифов К.М., Начальник отдела	20.06.2018 - 08:40		Согласовано 20.06.2018 10:07:06
4	Сахабутдинов Р.З., Директор Института ТатНИПИнефть	20.06.2018 - 10:07		Согласовано 20.06.2018 10:08:04
<b>Тип согласования: последовательное</b>				
5	Нурутдинов И.А., Главный инженер - первый заместитель начальника управления НГДУ "Бавлынефть"	20.06.2018 - 10:08		Перенаправлено 20.06.2018 10:50:23
<b>Перенаправление(последовательное)</b>				
	Аленькин Алексей Г., Ведущий инженер-технолог технологического отдела добычи нефти НГДУ "Бавлынефть"	20.06.2018 - 10:50		Перенаправлено 20.06.2018 13:28:32
<b>Перенаправление(параллельное)</b>				
	Давлетов И.Ф., Ведущий инженер СГМ	20.06.2018 - 13:28		Согласовано 20.06.2018 14:41:26

	Юнусов А.М., главный энергетик	20.06.2018 - 13:28		Согласовано 25.06.2018 08:12:46
	Аленькин Алексей Г., Ведущий инженер-технолог технологического отдела добычи нефти НГДУ "Бавлынефть"	25.06.2018 - 08:14		Согласовано 25.06.2018 08:53:42
5.1	Нурутдинов И.А., Главный инженер - первый заместитель начальника управления НГДУ "Бавлынефть"	25.06.2018 - 08:53		Согласовано 25.06.2018 09:52:59
6	Сахабутдинов Р.З., Директор Института ТатНИПИнефть	25.06.2018 - 09:52		Подписано 25.06.2018 12:03:22



## Отчет по динамограммам

Организация: Институт "ТатНИПИнефть"

1. Скважина 2-2-4551Г/1

Оператор /пусто/ (0)

Дата 16.05.2018 3:46:00

Исходные данные:

Станок: СК6-2,1-2500

Динамический уровень(м) 955,8

Отвествие кривошипа 5

Затрубное давление(кгс/см<sup>2</sup>) 15,5

Глубина подвески насоса(м) 1262,6

Диаметр штока(мм) 32

Наружный диаметр НКТ(мм) 48

Диаметр плунжера(мм) 32

Расчетные данные:

Расчетная подача(м<sup>3</sup>/сут) 5,26

Ход штока(мм) 2100

Число качаний в мин. 2,9

Эфф.ход плунжера (мм) 1805

Коэф.подачи насоса 0,74

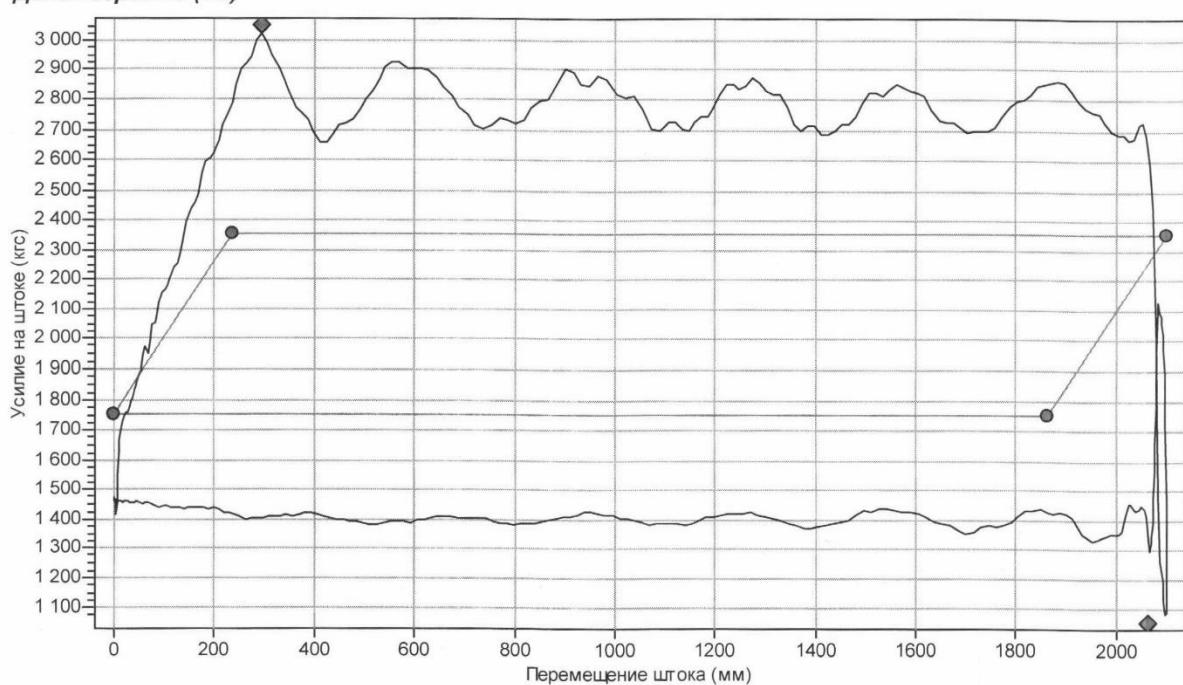
Вес минимальный(кгс) 1085

Коэф.наполнения насоса 0,97

Вес максимальный(кгс) 3022,2

Деформация штанг и НКТ (мм) 238,1

**Динамограмма (1/2)**



Заключение:

Штанги:	Длина(м)	Диаметр(мм)	Макс.напряжение(кг/мм <sup>2</sup> )	Привед.напряжение(кг/мм <sup>2</sup> )
<input checked="" type="checkbox"/>	487,6	16	15,03	8,51
<input checked="" type="checkbox"/>	775	16	11,66	7,496



## Отчет по динамограммам

Организация: Институт "ТатНИПИнефть"

1. Скважина 2-2-4551Г/2

Оператор /пусто/ (0)

Дата 16.05.2018 3:49:00

Исходные данные:

Станок: UP-9T-2500-3500

Статический уровень(м) 1342,4

Отвестие кривошипа 5

Затрубное давление(кгс/см<sup>2</sup>) 0

Глубина подвески насоса(м) 1342,4

Диаметр штока(мм) 32

Наружный диаметр НКТ(мм) 60

Диаметр плунжера(мм) 32

Расчетные данные:

Расчетная подача(м<sup>3</sup>/сут) 5,39

Ход штока(мм) 2500

Число качаний в мин. 3,1

Эфф.ход плунжера (мм) 1759

Коэф.подачи насоса 0,6

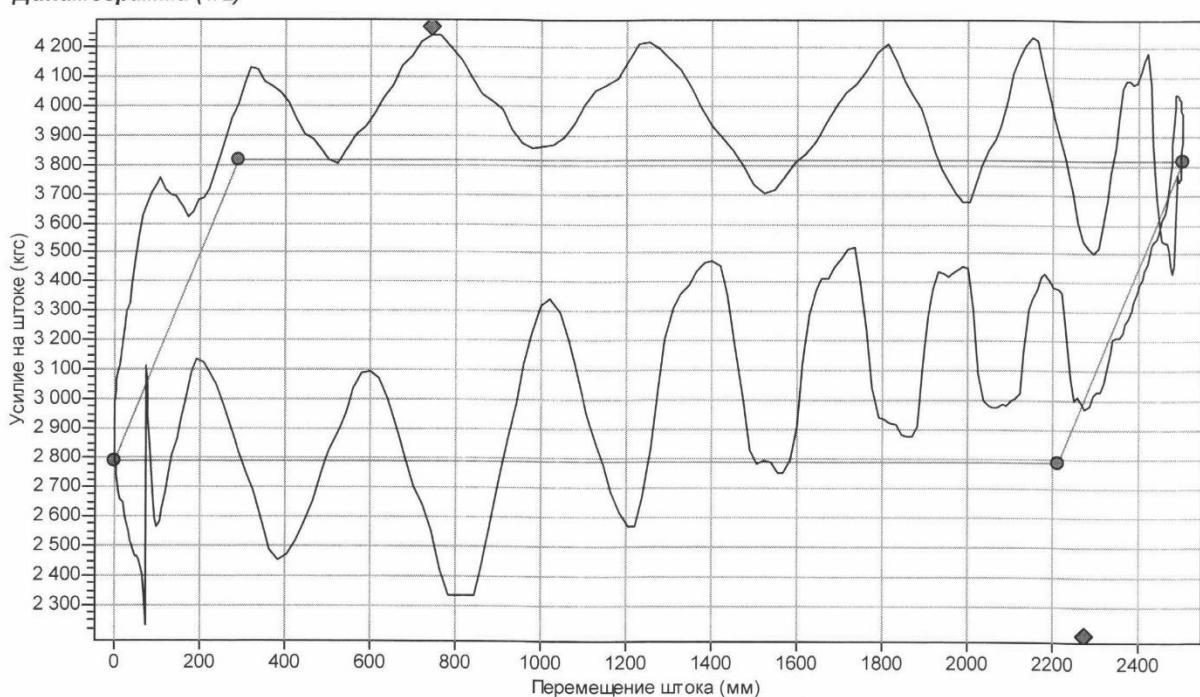
Вес минимальный(кгс) 2234,4

Коэф.наполнения насоса 0,8

Вес максимальный(кгс) 4240,3

Деформация штанг и НКТ (мм) 288,6

**Динамограмма (1/2)**



Заключение:

Штанги:	Длина(м)	Диаметр(мм)	Макс.напряжение(кг/мм <sup>2</sup> )	Привед.напряжение(кг/мм <sup>2</sup> )
<input checked="" type="checkbox"/>	242,4	22	11,49	5,677
<input checked="" type="checkbox"/>	1100	19	13,16	7,036



Аппаратно-программный комплекс диагностики скважин  
Протокол динамометрирования

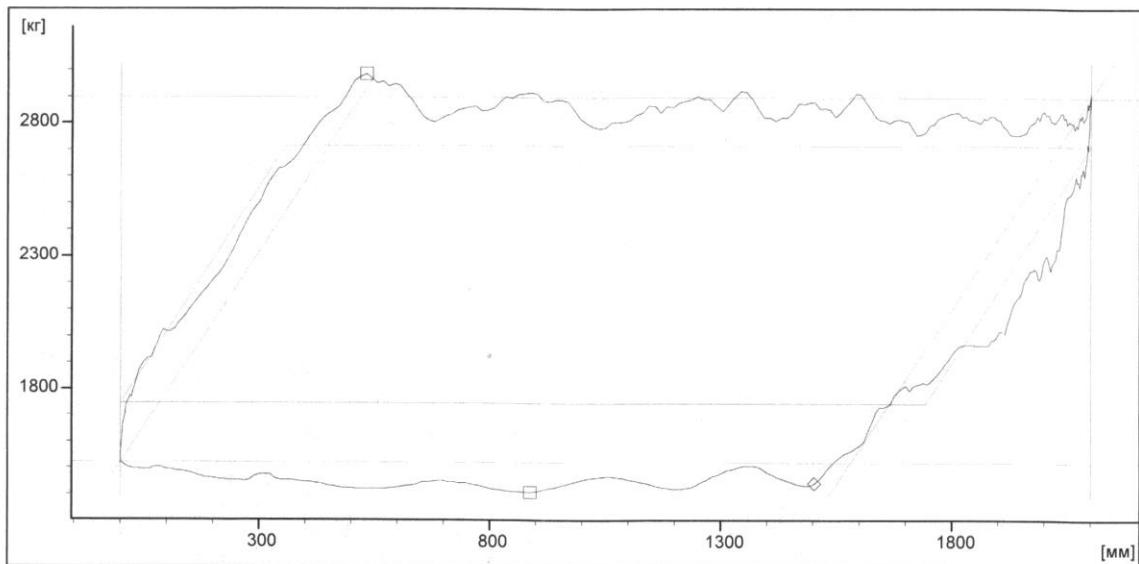
Организация		Дата	01-06-18	Тип прибора	КВАНТОР-4микро
Месторождение		Время	05:30	№ прибора	1712495909
Цех	ЦДНГ-2	Куст		Тип насоса	
Оператор	Гилязев Р.Р.	Скважина	4551г\1	Модель насоса	
Комментарий					
Заключение					

## Исходные параметры

Ход штока	мм	2100	Нагрузка минимальная	кг	1410
Число ходов	1/мин	2.9	Нагрузка максимальная	кг	2985
Вес штанг	кг	1522	Плотность смеси	кг/м3	923
Вес жидкости	кг	1377	Плотность нефти	кг/м3	872
Обводненность	%	21.8	Плотность воды	кг/м3	1105
Давление устьевое	кгс/см2	14.3	Диаметр плунжера	мм	32
Давление затрубное	кгс/см2	23.3	Уровень динамический	м	1306

## Расчетные параметры

Потеря хода от деформации	мм	520	Ход плунжера эффективный	мм	1502
Коэффициент подачи		0.72	Напряжение на штанге приведенное	МПа	59.8
Коэффициент наполнения		0.95	Дебит жидкости	м3/сут	5.03
Давление на приеме насоса	кгс/см2	24.1	Дебит нефти	м3/сут	3.93
Давление на выходе насоса	кгс/см2	130.9	Уровень динамический расчетный	м	0757





Аппаратно-программный комплекс диагностики скважин  
Протокол динамометрирования

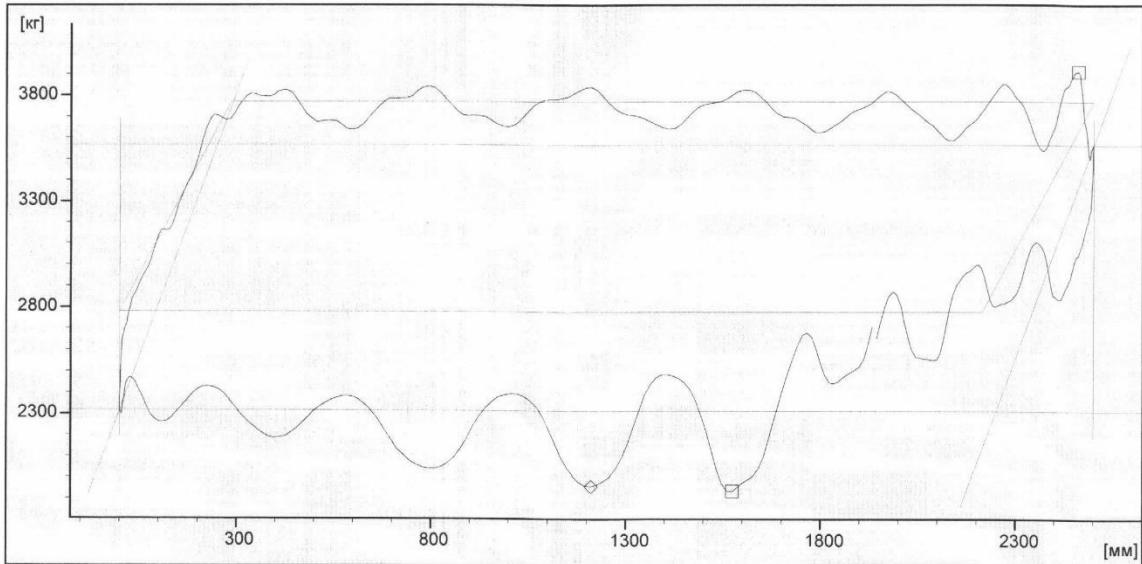
Организация		Дата	30-05-18	Тип прибора	КВАНТОР-4микро
Месторождение		Время	14:50	№ прибора	1712495909
Цех	ЦДНГ-2	Куст		Тип насоса	
Оператор	Гилязев Р.Р.	Скважина	4551\2	Модель насоса	
Комментарий					
Заключение					

Исходные параметры

Ход штока	мм	2500	Нагрузка минимальная	кг	1936
Число ходов	1/мин	2.9	Нагрузка максимальная	кг	3910
Вес штанг	кг	2317	Плотность смеси	кг/м3	916
Вес жидкости	кг	1250	Плотность нефти	кг/м3	893
Обводненность	%	10.8	Плотность воды	кг/м3	1107
Давление устьевое	кгс/см2	14.5	Диаметр плунжера	мм	32
Давление затрубное	кгс/см2	0.0	Уровень динамический	м	1342

Расчетные параметры

Потеря хода от деформации	мм	250	Ход плунжера эффективный	мм	1211
Коэффициент подачи		0.48	Напряжение на штанге приведенное	МПа	40.5
Коэффициент наполнения		0.54	Дебит жидкости	м3/сут	4.07
Давление на приеме насоса	кгс/см2	0.0	Дебит нефти	м3/сут	3.63
Давление на выходе насоса	кгс/см2	137.5	Уровень динамический расчетный	м	0855





## Отчет по динамограммам

Организация: Институт "ТатНИПИнефть"

1. Скважина 2-2-4551Г/1

Оператор /пусто/ (0)

Дата 6.06.2018 22:05:00

Исходные данные:

Станок: СК6-2,1-2500

Динамический уровень(м) 1305,6

Отверстие кривошипа 5

Затрубное давление(кгс/см<sup>2</sup>) 27,3

Глубина подвески насоса(м) 1262,6

Диаметр штока(мм) 32

Наружный диаметр НКТ(мм) 48

Диаметр плунжера(мм) 32

Расчетные данные:

Расчетная подача(м<sup>3</sup>/сут) 4,88

Ход штока(мм)

2100

Число качаний в мин. 3

Эфф.ход плунжера (мм)

1650

Коэф.подачи насоса 0,67

Вес минимальный(кгс)

1325,1

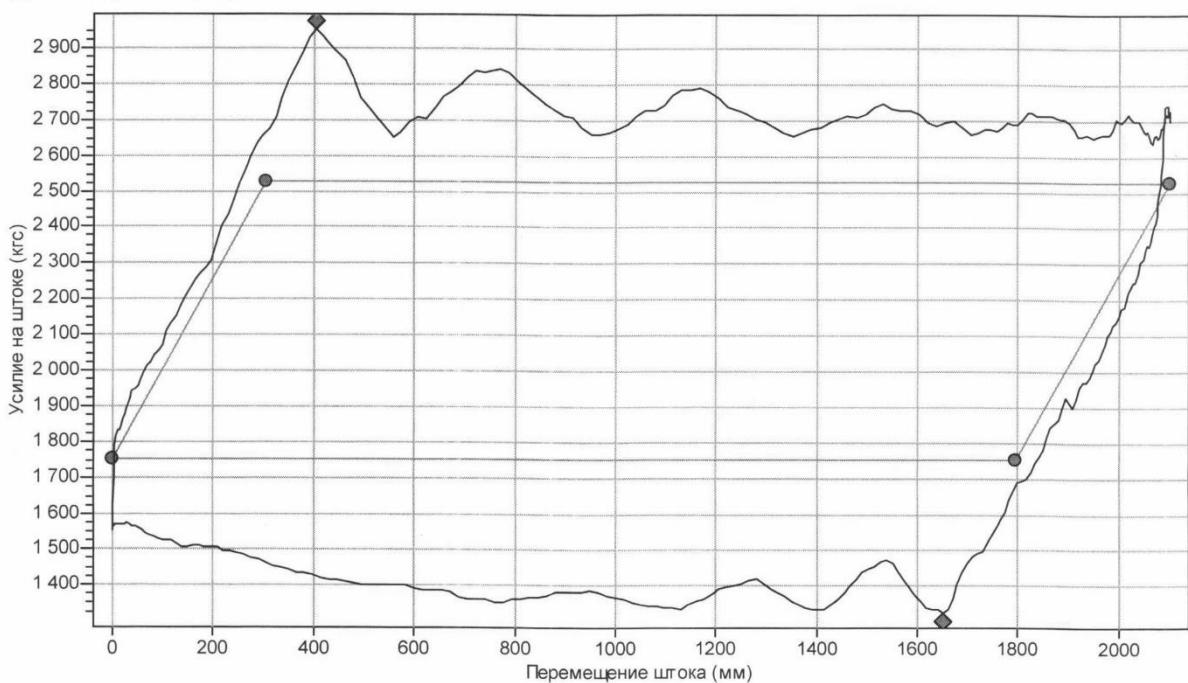
Коэф.наполнения насоса 0,92

Вес максимальный(кгс)

2952,7

Деформация штанг и НКТ (мм) 305,7

**Динамограмма (2/2)**



Заключение:

Штанги:	Длина(м)	Диаметр(мм)	Макс.напряжение(кг/мм <sup>2</sup> )	Привед.напряжение(кг/мм <sup>2</sup> )
<input checked="" type="checkbox"/>	487,6	16	14,69	7,71
<input checked="" type="checkbox"/>	775	16	11,32	6,769





## Отчет по динамограммам

Организация: Институт "ТатНИПИнефть"

1. Скважина 2-2-4551Г/2

Оператор /пусто/ (0)

Дата 6.06.2018 22:02:00

Исходные данные:

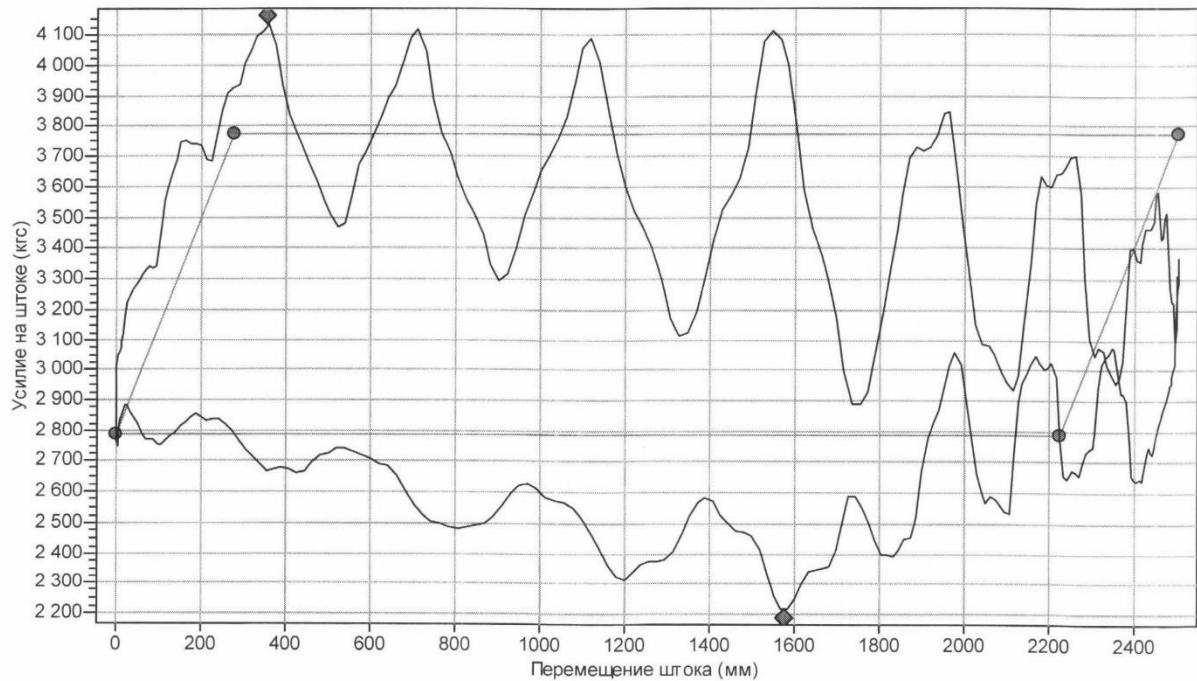
Станок: UP-9T-2500-3500

Динамический уровень(м)	1342,4	Отвествие кривошипа	5
Затрубное давление(кгс/см <sup>2</sup> )	5	Глубина подвески насоса(м)	1342,4
Диаметр штока(мм)	32	Наружный диаметр НКТ(мм)	60
Диаметр плунжера(мм)	32		

Расчетные данные:

Расчетная подача(м <sup>3</sup> /сут)	4,63	Ход штока(мм)	2500
Число качаний в мин.	3	Эфф.ход плунжера (мм)	1576
Коэф.подачи насоса	0,54	Вес минимальный(кгс)	2218
Коэф.наполнения насоса	0,71	Вес максимальный(кгс)	4134,6
Деформация штанг и НКТ (мм)	277,4		

**Динамограмма (2/2)**



Заключение:

Штанги:	Длина(м)	Диаметр(мм)	Макс.напряжение(кг/мм <sup>2</sup> )	Привед.напряжение(кг/мм <sup>2</sup> )
<input checked="" type="checkbox"/>	242,4	22	11,43	5,652
<input checked="" type="checkbox"/>	1100	19	13,08	7,001



Аппаратно-программный комплекс диагностики скважин  
Протокол динамометрирования

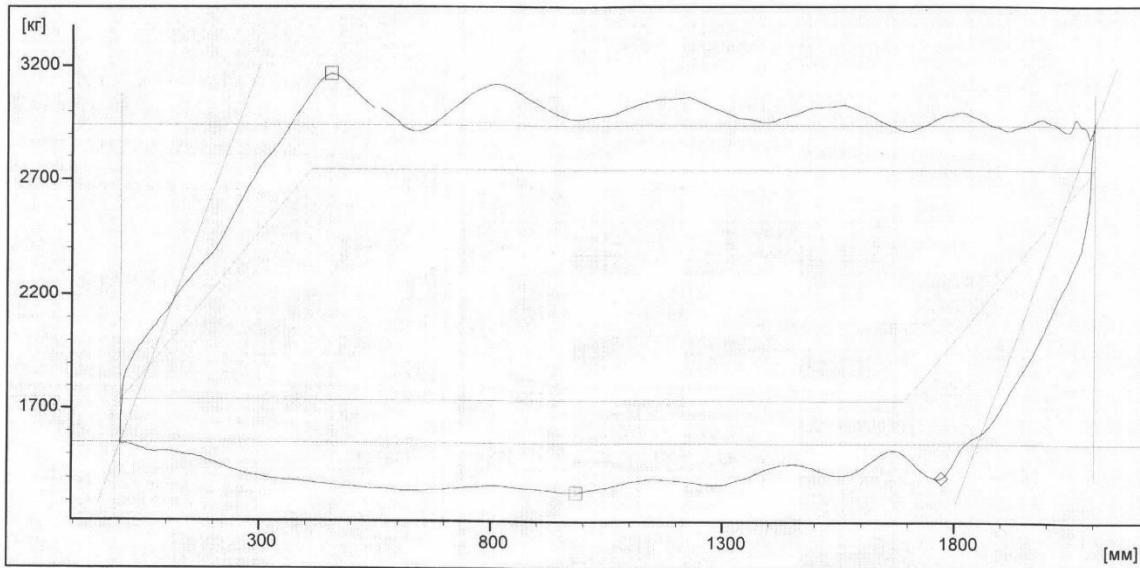
Организация		Дата	14-06-18	Тип прибора	КВАНТОР-4микро
Месторождение		Время	10:20	№ прибора	1712495909
Цех	ЦДНГ-2	Куст		Тип насоса	
Оператор	Гилязев Р.Р.	Скважина	4551г\1	Модель насоса	
Комментарий					
Заключение					

Исходные параметры

Ход штока	мм	2100	Нагрузка минимальная	кг	1339
Число ходов	1/мин	2.9	Нагрузка максимальная	кг	3168
Вес штанг	кг	1550	Плотность смеси	кг/м³	958
Вес жидкости	кг	1392	Плотность нефти	кг/м³	888
Обводненность	%	32.4	Плотность воды	кг/м³	1105
Давление устьевое	кгс/см²	14.5	Диаметр плунжера	мм	32
Давление затрубное	кгс/см²	27.6	Уровень динамический	м	1306

Расчетные параметры

Потеря хода от деформации	мм	252	Ход плунжера эффективный	мм	1772
Коэффициент подачи		0.84	Напряжение на штанге приведенное	МПа	66.6
Коэффициент наполнения		0.96	Дебит жидкости	м³/сут	5.98
Давление на приеме насоса	кгс/см²	29.2	Дебит нефти	м³/сут	4.04
Давление на выходе насоса	кгс/см²	135.5	Уровень динамический расчетный	м	0670





Аппаратно-программный комплекс диагностики скважин  
Протокол динамометрирования

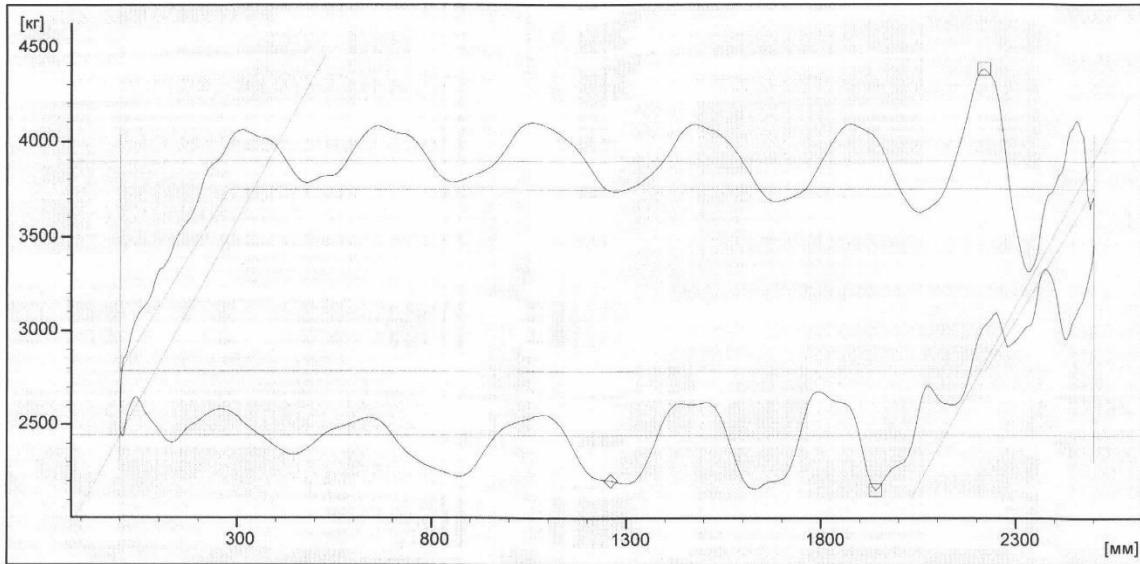
Организация		Дата	14-06-18	Тип прибора	КВАНТОР-4штн
Месторождение		Время	11:06	№ прибора	
Цех	ЦДНГ-2	Куст		Тип насоса	ШГН
Оператор		Скважина	4551г'2	Модель насоса	
Комментарий					
Заключение					

## Исходные параметры

Ход штока	мм	2500	Нагрузка минимальная	кг	2156
Число ходов	1/мин	2.9	Нагрузка максимальная	кг	4381
Вес штанг	кг	2446	Плотность смеси	кг/м3	903
Вес жидкости	кг	1450	Плотность нефти	кг/м3	893
Обводненность	%	4.6	Плотность воды	кг/м3	1107
Давление устьевое	кгс/см2	14.5	Диаметр плунжера	мм	32
Давление затрубное	кгс/см2	0.0	Уровень динамический	м	1342

## Расчетные параметры

Потеря хода от деформации	мм	381	Ход плунжера эффективный	мм	1260
Коэффициент подачи		0.50	Напряжение на штанге приведенное	МПа	45.6
Коэффициент наполнения		0.59	Дебит жидкости	м3/сут	4.21
Давление на приеме насоса	кгс/см2	0.0	Дебит нефти	м3/сут	4.01
Давление на выходе насоса	кгс/см2	135.7	Уровень динамический расчетный	м	0182



## Приложение Б

(обязательное)

### Протоколы исследований работы скважины после перехода

#### Протокол исследований работы скважины

Скв №4551г НГДУ "Бавлынефть"  
Месторождение Бавлинское  
Диаметр эксплуатационной колонны 146 мм

ЦДНГ № 2

Искусственный забой 1708 м

Параметры, характеризующие работоспособность установки и физико-химические свойства продукции		Показатели параметров УСШН	
		лифт 1	лифт 2
Горизонт эксплуатации	Бобр.-Радаевский	Кизеловский	
Интервал перфорации, м	1285,2-1286,6; 1300-1302,2		1350-1708
Дата проведения замеров	13.07.18		
Тип привода	UP-9T-2500-3500		
Тип глубинного насоса	15-125-THM-14-4-2-2	20-125-RHBC-14-4-2-2 SP	
Диаметр плунжера насоса, мм	31,8	31,8	
Дата внедрения насоса	1 февраля 2018 г.	3 апреля 2017 г.	
Глубина посадки пакера, м		1335	
Колонна НКТ, мм	48	60	
Глубина спуска насоса, м	1265,6	1342	
Конструкция штанговой колонны: диаметр, мм / длина, м; наличие скребков-центраторов	1 ступень	16/3x1 нов.	22/242,4, Д супер, 20Н2М, нов.
	2 ступень	16/487,6, Д, 20Н2М, б/у	19/1100 ц, Д супер, 20Н2М, нов.
	3 ступень	16/775, Д супер, 20Н2М, б/у	-
Дебит скважины теоретический, м <sup>3</sup> /сут	6,6	9,9	
Дебит скважины по динамограмме, м <sup>3</sup> /сут	4,7	6,36	
Дебит скважины, м <sup>3</sup> /сут	4,7	3,8	
Коэффициент подачи, д. ед.	0,71	0,38	
Обводненность продукции, %	50,6	23,3	
Газовый фактор рабочий, м <sup>3</sup> /т	20,1	22,9	
Длина хода полированного штока, м	2	3	
Частота качаний, мин <sup>-1</sup>		2,9	
Динамический уровень, м	1161	1342	
Затрубное давление, МПа	1,3	0	
Забойное давление, МПа	6,7	-	
Пластовое давление, МПа	3,9	-	
Давление на приеме насоса, МПа	2,4	-	
Давление в выкидной линии, МПа	1,4	1,4	
Вязкость нефти, мПа·с	20,8	18,79	
Вязкость продукции на устье, мПа·с	69,4	32,8	
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	888	893	
Плотность пластовой воды, кг/м <sup>3</sup>	1105	1107	
Показания динамографа	Максимальная нагрузка, кг	2872	3790
	Минимальная нагрузка, кг	1250	1665
Электродвигатель	Номинальное значение параметров (по таблице электродвигателя)	Мощность, кВт	22
		Число оборотов, мин <sup>-1</sup>	500
	Ток, А		-
	Cos φ		-
	Напряжение, В		380
	Потребляемый ток, А при ходе вверх		-
	при ходе вниз		-
Напряжение линейное, В			-
	Cos φ (факт.)		-
Тип электросчетчика		АКИП 40-22	
Продолжительность замера потребления эл. энергии, сут		1,02	
Электроэнергия, потребляемая установкой за сутки, кВт		142	
Удельные энергозатраты на подъем продукции	кВт·ч/м <sup>3</sup>	16,7	
	кВт·ч/м <sup>3</sup> · км	12,8	

Примечание:

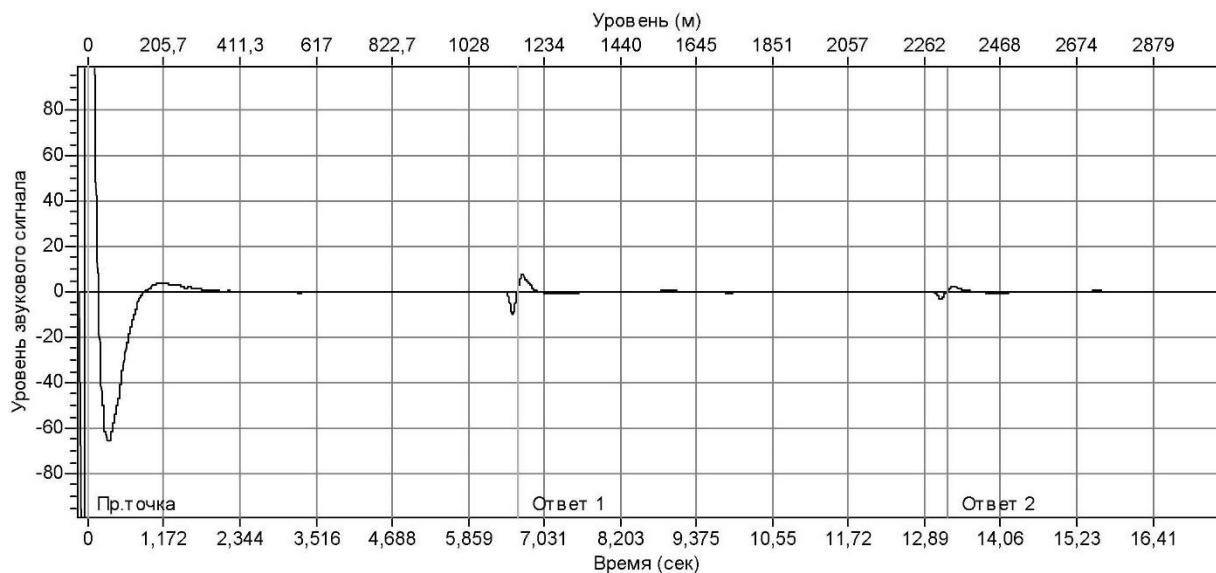
1. В связи с завышенным замером по счетчику РИНГ дебит лифта /1 принят по динамограмме.
2. Дебит лифта /2 определена как разность дебита по ус (оба лифта на один ус) на ГЗУ 4550 и дебита лифта /1.
3. Динамограммы сняты межтраверсными датчиками "Квант-Бабд" Бавлинским цехом ООО "Мехсервис-НПО".
4. В связи с некорректным результатом замера от 12.07.18 г. (1317 м при затрубном давлении 23,8 атм, что ниже приема насоса на 52 м) принят результат замера от 16.07.18 г.
5. Замеры силы тока не производились. По косвенным признакам (остановкой в середине хода, по шуму электродвигателя) привод считается уравновешенным.



## Отчет по эхограммам

Организация: Институт "ТатНИПИнефть"

1.	Скважина	2-2-4551Г/1	Динамический уровень(м)	1161	Коэф.усилния	0
	Оператор	/пусто/ (0)	Скорость звука(м/с)	351	Время отклика(с)	6,62
	Дата	16.07.2018	Затрубное давление(кгс/см2)	13,3	Отклики	2
			Забойное давление (кгс/см2)	66,088	Вид измерения	ДИН
			Буферное давление(кгс/см2)	15	Ток(А)	0



□

**QUANTOR-T**

Аппаратно-программный комплекс диагностики скважин  
Протокол динамометрирования

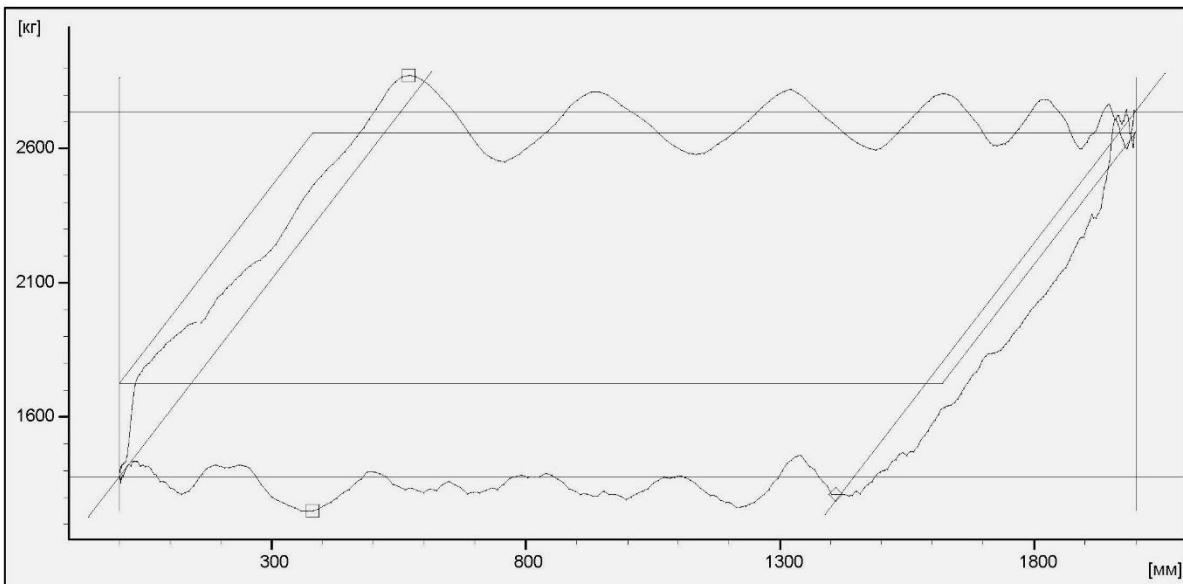
Организация		Дата	13-07-18	Тип прибора	КВАНТОР-4микро
Месторождение		Время	09:30	№ прибора	1712495909
Цех	ЦДНГ-2	Куст		Тип насоса	
Оператор	Гилязев Р.Р.	Скважина	4551г\1	Модель насоса	
Комментарий					
Заключение					

## Исходные параметры

Ход штока	мм	2000	Нагрузка минимальная	кг	1250
Число ходов	1/мин	2.9	Нагрузка максимальная	кг	2872
Вес штанг	кг	1378	Плотность смеси	кг/м3	998
Вес жидкости	кг	1360	Плотность нефти	кг/м3	888
Обводненность	%	50.6	Плотность воды	кг/м3	1105
Давление устьевое	кгс/см2	15.0	Диаметр плунжера	мм	32
Давление затрубное	кгс/см2	13.3	Уровень динамический	м	1161

## Расчетные параметры

Потеря хода от деформации	мм	554	Ход плунжера эффективный	мм	1410
Коэффициент подачи		0.70	Напряжение на штанге приведенное	МПа	59.7
Коэффициент наполнения		0.97	Дебит жидкости	м3/сут	4.72
Давление на приеме насоса	кгс/см2	25.8	Дебит нефти	м3/сут	2.33
Давление на выходе насоса	кгс/см2	141.0	Уровень динамический расчетный	м	0711



Q

**QUANTOR-T**

Аппаратно-программный комплекс диагностики скважин  
Протокол динамометрирования

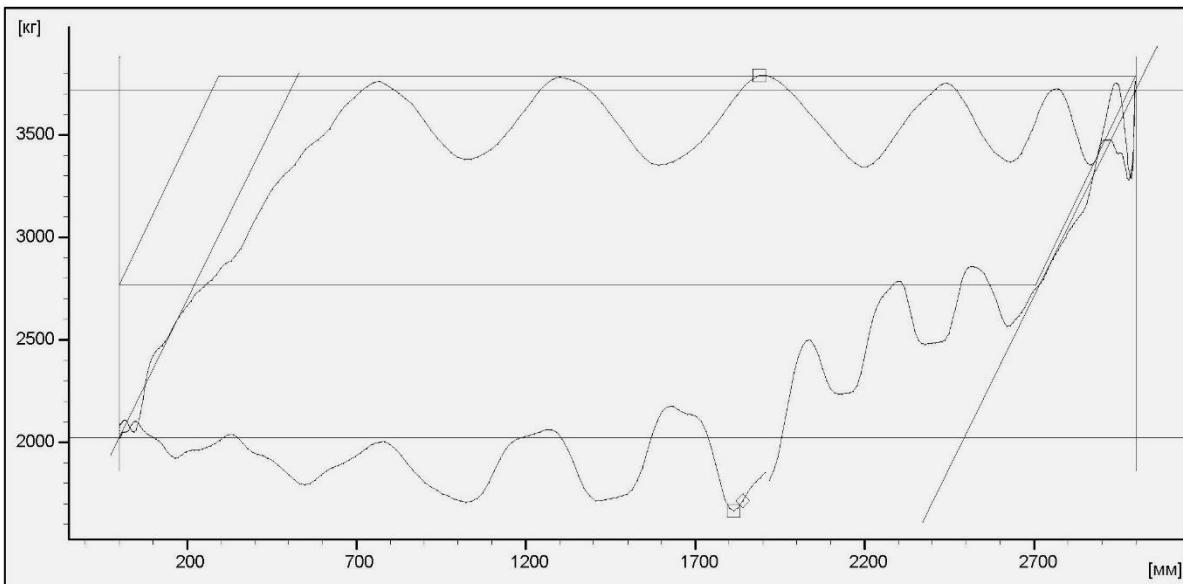
Организация		Дата	13-07-18	Тип прибора	КВАНТОР-4микро
Месторождение		Время	09:36	№ прибора	-1
Цех	ЦДНГ-2	Куст		Тип насоса	
Оператор	Гилязев РР	Скважина	4551г\2	Модель насоса	
Комментарий					
Заключение					

## Исходные параметры

Ход штока	мм	3000	Нагрузка минимальная	кг	1665
Число ходов	1/мин	2.8	Нагрузка максимальная	кг	3790
Вес штанг	кг	2023	Плотность смеси	кг/м3	943
Вес жидкости	кг	1697	Плотность нефти	кг/м3	893
Обводненность	%	23.3	Плотность воды	кг/м3	1107
Давление устьевое	кгс/см2	15.5	Диаметр плунжера	мм	32
Давление затрубное	кгс/см2	0.0	Уровень динамический	м	1342

## Расчетные параметры

Потеря хода от деформации	мм	506	Ход плунжера эффективный	мм	1840
Коэффициент подачи		0.61	Напряжение на штанге приведенное	МПа	41.5
Коэффициент наполнения		0.74	Дебит жидкости	м3/сут	6.07
Давление на приеме насоса	кгс/см2	0.0	Дебит нефти	м3/сут	4.65
Давление на выходе насоса	кгс/см2	0.0	Уровень динамический расчетный	м	0402



**Протокол исследований работы скважины**

Скв №4551г НГДУ "Бавлынефть"  
Месторождение Бавлинское  
Диаметр эксплуатационной колонны 146 мм

ЦДНГ № 2  
Искусственный забой 1708 м

Параметры, характеризующие работоспособность установки и физико-химические свойства продукции		Показатели параметров УСШН	
		лифт 1	лифт 2
Горизонт эксплуатации		Бобр.-Радаевский	Кизеловский
Интервал перфорации, м	1285,2-1286,6; 1300-1302,2		1350-1708
Дата проведения замеров		02.08.18	
Тип привода		UP-9T-2500-3500	
Тип глубинного насоса	15-125-THM-14-4-2-2	20-125-RHBC-14-4-2-2 SP	
Диаметр плунжера насоса, мм	31,8	31,8	
Дата внедрения насоса	1 февраля 2018 г.	3 апреля 2017 г.	
Глубина посадки пакера, м		1335	
Колонна НКТ, мм	48	60	
Глубина спуска насоса, м	1265,6	1342	
Конструкция штанговой колонны:	1 ступень	16/3x1 нов.	22/242,4, Д супер, 20Н2М, нов.
диаметр, мм / длина, м;	2 ступень	16/487,6, Д, 20Н2М, б/у	19/1100 ц, Д супер, 20Н2М, нов.
наличие скребков-центраторов	3 ступень	16/775, Д супер, 20Н2М, б/у	-
Дебит скважины теоретический, м <sup>3</sup> /сут		8,3	8,3
Дебит скважины по динамограмме, м <sup>3</sup> /сут		6,6	6,98
Дебит скважины, м <sup>3</sup> /сут		5,1	4,1
Коэффициент подачи, д. ед.		0,62	0,49
Обводненность продукции, %		40,9	10
Газовый фактор рабочий, м <sup>3</sup> /т		20,1	22,9
Длина хода полированного штока, м		2,5	2,5
Частота качаний, мин <sup>-1</sup>		2,9	
Динамический уровень, м		1133	1342
Затрубное давление, МПа		1,4	0
Забойное давление, МПа		6,9	-
Пластовое давление, МПа		3,9	-
Давление на приеме насоса, МПа		2,7	-
Давление в выкидной линии, МПа		1,4	1,4
Вязкость нефти, мПа·с		20,8	18,79
Вязкость продукции на устье, мПа·с		69,4	32,8
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>		888	893
Плотность пластовой воды, кг/м <sup>3</sup>		1103	1107
Показания динамографа	Максимальная нагрузка, кг	3047	4170
	Минимальная нагрузка, кг	1182	1889
Электродвигатель	Номинальное значение параметров (по таблице электродвигателя)	Мощность, кВт	22
		Число оборотов, мин <sup>-1</sup>	500
		Ток, А	-
		Cos φ	-
		Напряжение, В	380
	Потребляемый ток, А	при ходе вверх	48
		при ходе вниз	49
		Напряжение линейное, В	-
		Cos φ (факт.)	-
Тип электросчетчика		АКИП 40-22	
Продолжительность замера потребления эл. энергии, сут		0,92	
Электроэнергия, потребляемая установкой за сутки, кВт		148,1	
Удельные энергозатраты на подъем продукции	кВт·ч/м <sup>3</sup>	16,1	
	кВт·ч/м <sup>3</sup> · км	12,6	

**Примечание:**

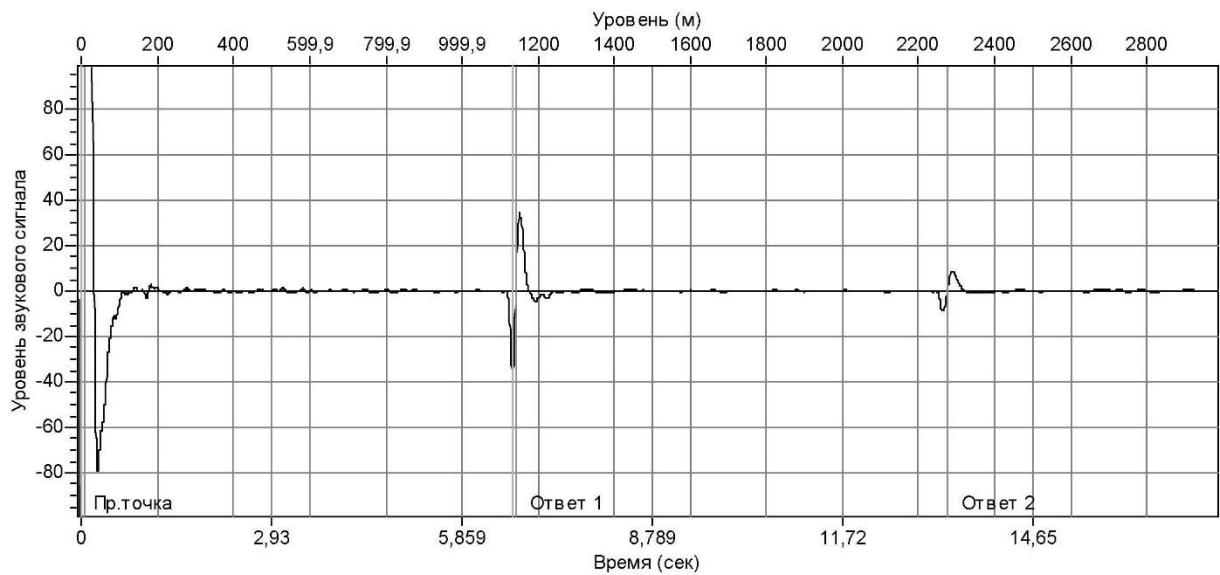
- Дебит лифта /2 определена как разность дебита по ус (оба лифта на один ус) на ГЗУ 4550 и дебита лифта /1.
- Динамограммы сняты межтраверсными датчиками "КвантоБабд" Бавлинским цехом ООО "Мехсервис-НПО".



## Отчет по эхограммам

Организация: Институт "ТатНИПИнефть"

1.	Скважина	2-2-4551Г/1	Динамический уровень(м)	1132,9	Коэф.усилени	0
	Оператор	/пусто/ (0)	Скорость звука(м/с)	341,3	Время отклика(с)	6,64
	Дата	2.08.2018 9:09:31	Затрубное давление(кгс/см2)	14,4	Отклики	2
			Забойное давление (кгс/см2)	70,76	Вид измерения	ДИН
			Буферное давление(кгс/см2)	15	Ток(А)	0



□

**QUANTOR-T**

Аппаратно-программный комплекс диагностики скважин  
Протокол динамометрирования

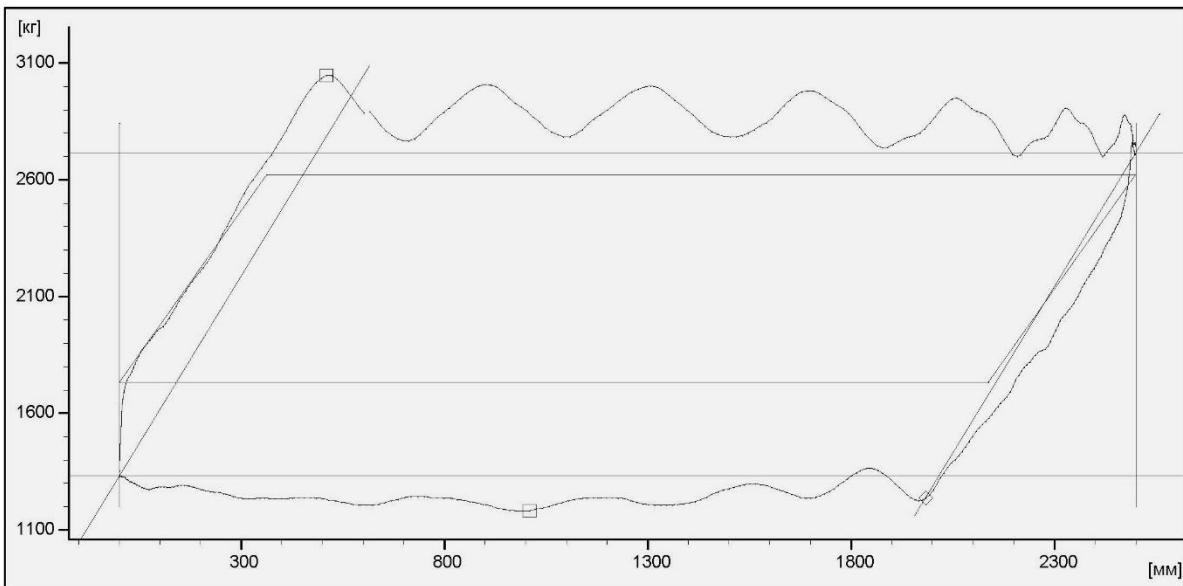
Организация		Дата	02-08-18	Тип прибора	КВАНТОР-4микро
Месторождение		Время	09:35	№ прибора	1712495909
Цех	ЦДНГ-2	Куст		Тип насоса	
Оператор	Гилязев Р.Р.	Скважина	4551г/1	Модель насоса	
Комментарий					
Заключение					

## Исходные параметры

Ход штока	мм	2500	Нагрузка минимальная	кг	1182
Число ходов	1/мин	2.9	Нагрузка максимальная	кг	3047
Вес штанг	кг	1332	Плотность смеси	кг/м3	976
Вес жидкости	кг	1381	Плотность нефти	кг/м3	888
Обводненность	%	40.9	Плотность воды	кг/м3	1103
Давление устьевое	кгс/см2	14.0	Диаметр плунжера	мм	32
Давление затрубное	кгс/см2	14.4	Уровень динамический	м	1133

## Расчетные параметры

Потеря хода от деформации	мм	484	Ход плунжера эффективный	мм	1984
Коэффициент подачи		0.79	Напряжение на штанге приведенное	МПа	66.1
Коэффициент наполнения		0.98	Дебит жидкости	м3/сут	6.63
Давление на приеме насоса	кгс/см2	0.0	Дебит нефти	м3/сут	3.92
Давление на выходе насоса	кгс/см2	0.0	Уровень динамический расчетный	м	0755





## QUANTOR-T

Аппаратно-программный комплекс диагностики скважин  
Протокол динамометрирования

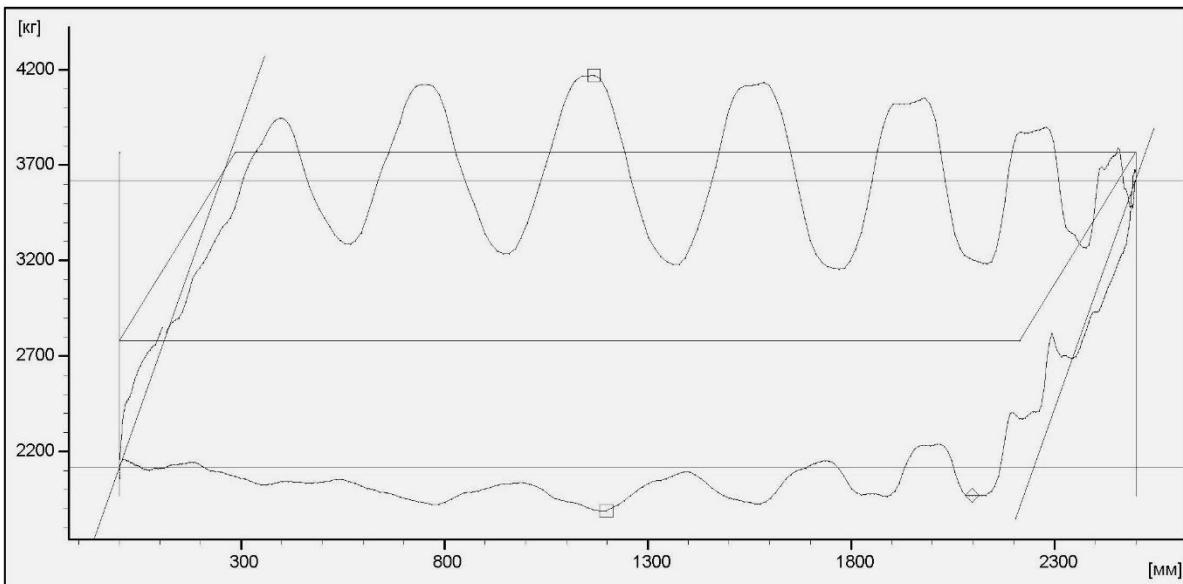
Организация		Дата	02-08-18	Тип прибора	КВАНТОР-4микро
Месторождение		Время	09:45	№ прибора	-1
Цех	ЦДНГ-2	Куст		Тип насоса	
Оператор	Гилязев РР	Скважина	4551г/2	Модель насоса	
Комментарий					
Заключение					

## Исходные параметры

Ход штока	мм	2500	Нагрузка минимальная	кг	1889
Число ходов	1/мин	2.9	Нагрузка максимальная	кг	4170
Вес штанг	кг	2117	Плотность смеси	кг/м3	914
Вес жидкости	кг	1504	Плотность нефти	кг/м3	893
Обводненность	%	10.0	Плотность воды	кг/м3	1107
Давление устьевое	кгс/см2	14.0	Диаметр плунжера	мм	32
Давление затрубное	кгс/см2	0.0	Уровень динамический	м	1342

## Расчетные параметры

Потеря хода от деформации	мм	250	Ход плунжера эффективный	мм	2098
Коэффициент подачи		0.84	Напряжение на штанге приведенное	МПа	45.1
Коэффициент наполнения		0.93	Дебит жидкости	м3/сут	6.98
Давление на приеме насоса	кгс/см2	0.0	Дебит нефти	м3/сут	6.28
Давление на выходе насоса	кгс/см2	0.0	Уровень динамический расчетный	м	0199



**Протокол исследований работы скважины**

Скв №4551г

НГДУ "Бавлынефть"

ЦДНГ № 2

Месторождение Бавлинское

Диаметр эксплуатационной колонны 146 мм

Искусственный забой 1708 м

Параметры, характеризующие работоспособность установки и физико-химические свойства продукции		Показатели параметров УСШН	
		лифт 1	лифт 2
Горизонт эксплуатации		Бобр.-Радаевский	Кизеловский
Интервал перфорации, м		1285,2-1286,6; 1300-1302,2	1350-1708
Дата проведения замеров		28.08.18	
Тип привода		UP-9T-2500-3500	
Тип глубинного насоса		15-125-THM-14-4-2-2	20-125-RHBC-14-4-2-2 SP
Диаметр плунжера насоса, мм		31,8	31,8
Дата внедрения насоса		1 февраля 2018 г.	3 апреля 2017 г.
Глубина посадки пакера, м		1335	
Колонна НКТ, мм		48	60
Глубина спуска насоса, м		1265,6	1342
Конструкция штанговой колонны: диаметр, мм / длина, м; наличие скребков-центраторов	1 ступень	16/3x1 нов.	22/242,4, Д супер, 20Н2М, нов.
	2 ступень	16/487,6, Д, 20Н2М, б/у	19/1100 ц, Д супер, 20Н2М, нов.
	3 ступень	16/775, Д супер, 20Н2М, б/у	-
Дебит скважины теоретический, м <sup>3</sup> /сут		8,3	8,3
Дебит скважины по динамограмме, м <sup>3</sup> /сут		5,4	6,1
Дебит скважины, м <sup>3</sup> /сут		6,2	3,3
Коэффициент подачи, д. ед.		0,75	0,40
Обводненность продукции, %		37,1	7
Газовый фактор рабочий, м <sup>3</sup> /т		20,1	22,9
Длина хода полированного штока, м		2,5	2,5
Частота качаний, мин <sup>-1</sup>		2,9	
Динамический уровень, м		1149	1342
Затрубное давление, МПа		1,4	0
Забойное давление, МПа		6,7	-
Пластовое давление, МПа		3,9	-
Давление на приеме насоса, МПа		2,5	-
Давление в выкидной линии, МПа		1,4	1,4
Вязкость нефти, мПа·с		20,8	18,79
Вязкость продукции на устье, мПа·с		69,4	32,8
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>		888	893
Плотность пластовой воды, кг/м <sup>3</sup>		1103	1107
Показания динамографа	Максимальная нагрузка, кг	3037	4683,2
	Минимальная нагрузка, кг	1247	1913,2
Электродвигатель значение параметров (по таблице электродвигателя)	Номинальное Число оборотов, мин <sup>-1</sup>	22	
	Ток, А	500	
	Cos φ	-	
	Напряжение, В	380	
	Потребляемый ток, А при ходе вверх	48	
	при ходе вниз	49	
	Напряжение линейное, В	-	
	Cos φ (факт.)	-	
Тип электросчетчика		АКИП 40-22	
Продолжительность замера потребления эл. энергии, сут		0,96	
Электроэнергия, потребляемая установкой за сутки, кВт		144,3	
Удельные энергозатраты на подъем	кВт·ч/м <sup>3</sup>	15,2	
продукции	кВт·ч/м <sup>3</sup> ·км	11,7	

**Примечание:**

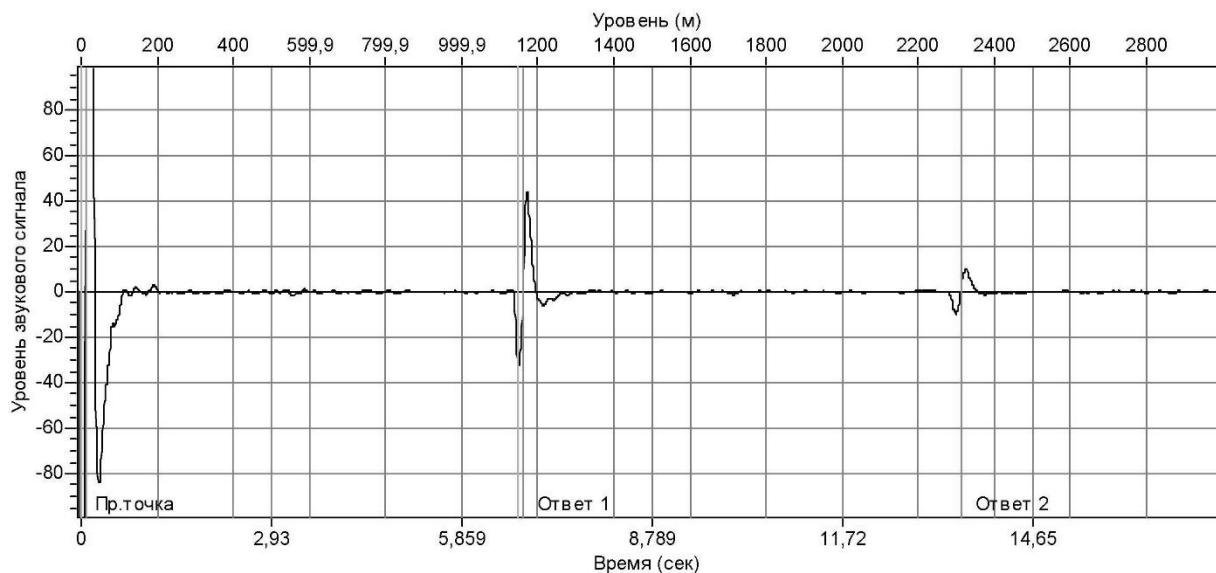
1. Дебит лифта /2 определена как разность дебита по ус (оба лифта на один ус) на ГЗУ 4550 и дебита лифта /1.
2. Динамограммы сняты накладным датчиком "СиамМастер-мини GSM" ЦДНГ №2 НГДУ "Бавлынефть".



## Отчет по эхограммам

Организация: Институт "ТатНИПИнефть"

1.	Скважина	2-2-4551Г/1	Динамический уровень(м)	1148,9	Коэф.усилния	0
	Оператор	/пусто/ (0)	Скорость звука(м/с)	341,3	Время отклика(с)	6,73
	Дата	28.08.2018 8:56:13	Затрубное давление(кгс/см2)	13,7	Отклики	2
			Забойное давление (кгс/см2)	68,492	Вид измерения	ДИН
			Буферное давление(кгс/см2)	14	Ток(А)	0





## Отчет по динамограммам

Организация: Институт "ТатНИПИнефть"

1. Скважина 2-2-4551Г/1

Оператор /пусто/ (0)

Дата 28.08.2018 9:19:35

Исходные данные:

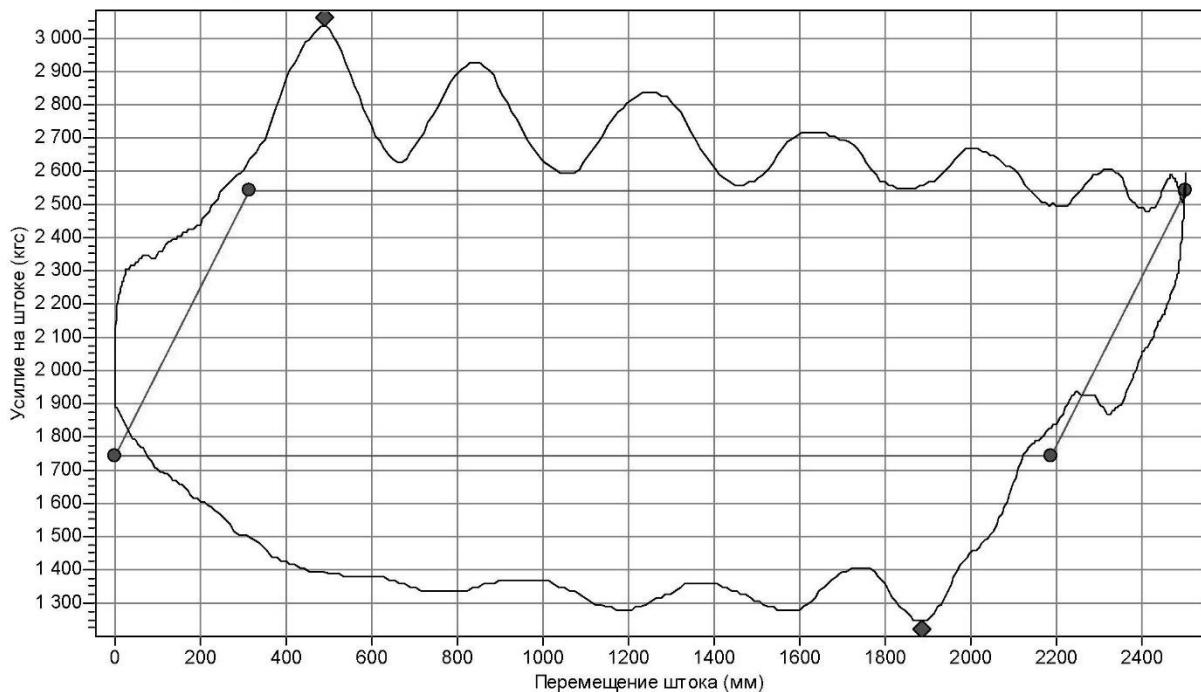
Станок: UP-9T-2,5-3500

Динамический уровень(м)	1149	Отвествие кривошипа	5
Затрубное давление(кгс/см2)	13,7	Глубина подвески насоса(м)	1262,6
Диаметр штока(мм)	32	Наружный диаметр НКТ(мм)	48
Диаметр плунжера(мм)	32		

Расчетные данные:

Расчетная подача(м3/сут)	5,44	Ход штока(мм)	2500
Число качаний в мин.	2,9	Эфф.ход плунжера (мм)	1885
Коэф.подачи насоса	0,65	Вес минимальный(кгс)	1246,7
Коэф.наполнения насоса	0,86	Вес максимальный(кгс)	3036,7
Деформация штанг и НКТ (мм)	315,1		

**Динамограмма (1/1)**



Заключение:

Штанги:	Длина(м)	Диаметр(мм)	Макс.напряжение(кг/мм2)	Привед.напряжение(кг/мм2)
<input checked="" type="checkbox"/>	487,6	16	15,1	8,2
<input checked="" type="checkbox"/>	775	16	11,75	7,233



## Отчет по динамограммам

Организация: Институт "ТатНИПИнефть"

1. Скважина 2-2-4551Г/2

Оператор /пусто/ (0)

Дата 28.08.2018 9:14:41

Исходные данные:

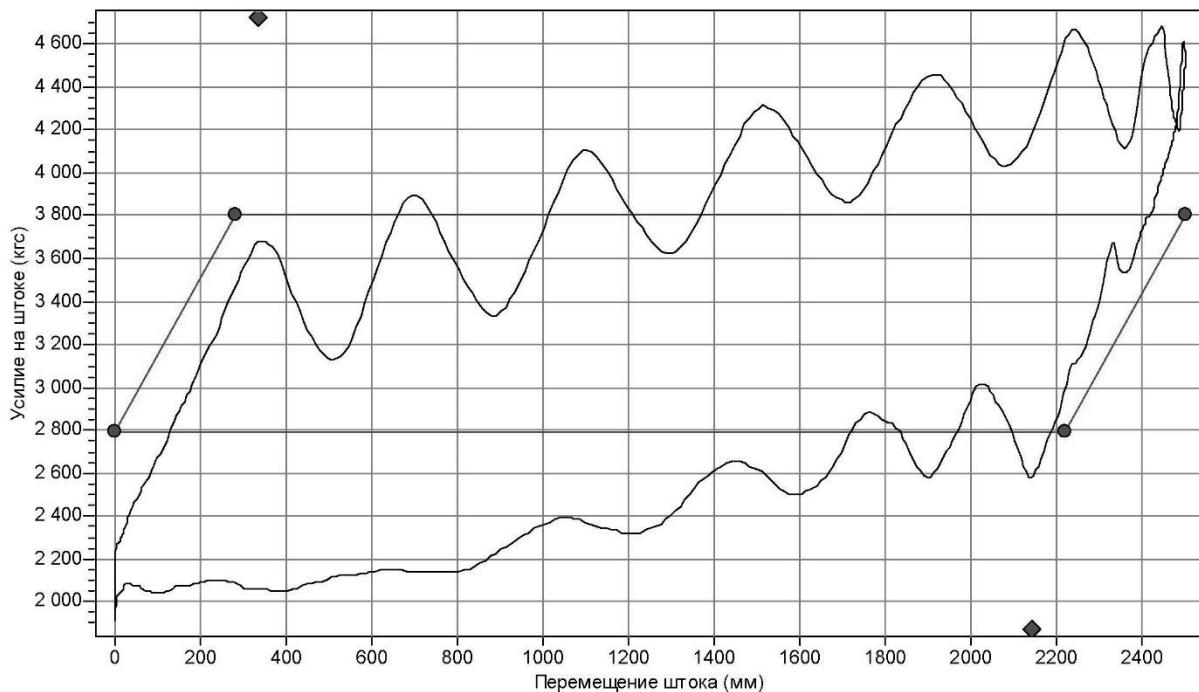
Станок: UP-9T-2500-3500

Динамический уровень(м)	1342	Отвестие кривошипа	5
Затрубное давление(кгс/см <sup>2</sup> )	0	Глубина подвески насоса(м)	1342,4
Диаметр штока(мм)	32	Наружный диаметр НКТ(мм)	60
Диаметр плунжера(мм)	32		

Расчетные данные:

Расчетная подача(м <sup>3</sup> /сут)	6,1	Ход штока(мм)	2500
Число качаний в мин.	2,9	Эфф.ход плунжера (мм)	2139
Коэф.подачи насоса	0,73	Вес минимальный(кгс)	1913,2
Коэф.наполнения насоса	0,96	Вес максимальный(кгс)	4683,2
Деформация штанг и НКТ (мм)	283,1		

**Динамограмма (1/1)**



Заключение:

Штанги:	Длина(м)	Диаметр(мм)	Макс.напряжение(кг/мм <sup>2</sup> )	Привед.напряжение(кг/мм <sup>2</sup> )
<input checked="" type="checkbox"/>	242,4	22	12,32	6,7
<input checked="" type="checkbox"/>	1100	19	14,27	8,349

Лист согласования к документу № 8315-ПТННч(750) от 04.09.2018  
Инициатор согласования: Сайтов А.А. Младший научный сотрудник  
Согласование инициировано: 03.09.2018 15:27

Лист согласования		Тип согласования: смешанное		
N°	ФИО, должность	Передано на визу	Срок согласования	Результат согласования
<b>Тип согласования: последовательное</b>				
1	Шамсутдинов И.Г., Заведующий сектором	03.09.2018 - 15:27		Согласовано 03.09.2018 15:29:52
2	Валовский К.В., Заведующий лабораторией	03.09.2018 - 15:29		Согласовано 03.09.2018 16:37:26
3	Гарифов К.М., Начальник отдела	03.09.2018 - 16:37		Согласовано 03.09.2018 16:49:36
4	Сахабутдинов Р.З. / Салеева И.В., Старший инспектор по контролю	03.09.2018 - 16:49		Согласовано 03.09.2018 16:50:45 (Салеева И.В.)
<b>Тип согласования: последовательное</b>				
5	Нурутдинов И.А., Главный инженер - первый заместитель начальника управления НГДУ "Бавлынефть"	03.09.2018 - 16:50		Перенаправлено 03.09.2018 16:57:42
<b>Перенаправление(параллельное)</b>				
	Фаритов А.З., Начальник ТОДНиГ	03.09.2018 - 16:57		Перенаправлено 03.09.2018 17:01:50
<b>Перенаправление(последовательное)</b>				
	Аленькин Алексей Г., Ведущий инженер- технолог технологического отдела добычи нефти НГДУ "Бавлынефть"	03.09.2018 - 17:01		Согласовано 04.09.2018 08:25:31

	Фаритов А.З., Начальник ТОДНиГ	04.09.2018 - 08:25		Согласовано 04.09.2018 09:03:21
	Юнусов А.М., главный энергетик	03.09.2018 - 16:57		Согласовано 03.09.2018 17:03:47
5.1	Нурутдинов И.А., Главный инженер - первый заместитель начальника управления НГДУ "Бавлынефть"	04.09.2018 - 09:03		Согласовано 04.09.2018 09:22:15
6	Сахабутдинов Р.З., Директор Института ТатНИПИнефть	04.09.2018 - 09:22		Подписано 04.09.2018 11:18:14

## Приложение В

(обязательное)

### Акт приёмочной комиссии

#### АКТ приёмочной комиссии

20 сентября 2018 г.

г. Бавлы

Приёмочная комиссия, назначенная приказом ПАО «Татнефть» № 367/ИНГ-Пр(002) от 14.09.2018 г., рассмотрев доработанный опытный образец преобразователя длины хода с заводским № 2, изготовленный ООО «КРАСТ» по разработанному институтом «ТатНИПИнефть» комплекту чертежей ПДХ 02.000, представленные институтом «ТатНИПИнефть» техническую документацию и результаты приёмочных испытаний, проведённых согласно утверждённой программе и методике испытаний ПДХ 02.000 ПМ «Преобразователь длины хода» на скважине № 4551г ЦДНГ № 2 НГДУ «Бавлынефть»,

**СЧИТАЕТ:**

1. Основные параметры опытного образца преобразователя длины хода соответствуют требованиям технического задания ТЗ 043–2016 «Преобразователь длины хода».
2. Основные технические характеристики преобразователя соответствуют требованиям конкретных условий использования.
3. Опытный образец прошёл приёмочные испытания.

**РЕКОМЕНДУЕТ:**

1. Технические условия к утверждению.
2. Проведение расширенных испытаний установочной серии преобразователей длины хода в реальных условиях эксплуатации.

Приложение:    протокол приёмочных испытаний опытного образца преобразователя длины хода от 20 сентября 2018 г.

**ПРОТОКОЛ**

приёмочных испытаний доработанного опытного образца преобразователя длины хода

20 сентября 2018 г.

г. Бавлы

Комиссией в составе:

**Председатель комиссии,**

Начальник управления производственного сопровождения  
процессов нефтедобычи ПАО «Татнефть»

Фадеев В.Г.,

**Члены комиссии:**

Начальник производственной службы техники и технологии  
добычи нефти и газа ПАО «Татнефть»

Артюхов А.В.,

Начальник отдела промышленной безопасности и охраны труда –  
заместитель начальника управления промышленной, экологической  
безопасности и охраны труда ПАО «Татнефть»

Миназов Р.Р.,

Директор Центра технологического развития ПАО «Татнефть»

Заббаров Р.Г.,

Главный инженер - первый заместитель начальника  
НГДУ «Бавлынефть» по производству

Нурутдинов И.А.,

Начальник отдела эксплуатации и ремонта скважин института  
«ТатНИПИнефть»

Гарифов К.М.,

с 28 июня 2018 г. по 20 сентября 2018 г. согласно программе и методике испытаний ПДХ 01.000 ПМ «Преобразователь длины хода» проведены приёмочные испытания доработанного опытного образца преобразователя длины хода с зав. № 2 (далее – преобразователь) на соответствие требованиям технического задания ТЗ 043–2016 «Преобразователь длины хода», утвержденного заместителем генерального директора по разработке и добывче нефти и газа ПАО «Татнефть» Р.Х. Халимовым 11.11.2016 г.

Согласно 5.1 программы и методики испытаний ПДХ 01.000 ПМ, перед началом испытаний комиссии были представлены следующие документы:

- приказ ПАО «Татнефть» № 367/ИНГ-Пр(0002) от 14.09.2018 г. о проведении приёмочных испытаний;
- техническое задание ТЗ 043–2016 «Преобразователь длины хода»;
- программа и методика испытаний ПДХ 01.000 ПМ;
- паспорт ПДХ 01.000 ПС;
- руководство по эксплуатации ПДХ 01.000 РЭ;
- спецификация ПДХ 02.000 и сборочный чертеж ПДХ 02.000 СБ;
- проект технических условий ТУ 28.99.39-050-00147588-2017 «Преобразователь длины хода»;

- акт и протокол предварительных (стендовых) испытаний опытного образца преобразователя длины хода в ООО «ЭМЦ» от 10.05.2017 г.;
- акт и протокол предварительных промысловых испытаний опытного образца преобразователя длины хода на скважине № 4551г ЦДНГ № 2 НГДУ «Бавлынефть» от 25.12.2017 г.;
- утверждённые протоколы исследований работы скважины № 4551г НГДУ «Бавлынефть» в периоды с 18.05.2018 г. по 14.06.2018 г. (до монтажа доработанного опытного образца преобразователя) и 13.07.2018 г. (после монтажа доработанного опытного образца преобразователя).

Техническая документация на преобразователь представлена в полном объёме и соответствует нормативно-техническим документам.

Результаты испытаний преобразователя представлены в таблице 1.

Таблица 1 — Результаты испытаний преобразователя

Наименование показателя	№ пункта		Номинальное значение	Фактические значения	Примечание
	ТЗ	ПМ			
1 Наличие, состав и комплектность конструкторской документации	7.1	5.1	—	—	соответствует
2 Качество изготовления					
2.1 Проверка материалов деталей и покупных изделий	4.7.2, 4.8	—	—	—	соответствует
2.2 Проверка размеров деталей и узлов преобразователя	—	5.2.1.1	—	—	соответствует
2.3 Проверка сварных соединений	—	5.2.1.2	—	—	соответствует
2.4 Проверка качества резьб	—	5.2.1.3	—	—	соответствует
2.5 Проверка шероховатости поверхностей деталей	—	5.2.1.4	на чертеже	—	соответствует
2.6 Проверка твёрдости поверхностей деталей	—	5.2.1.5	на чертеже	—	соответствует
2.7 Проверка качества сборки преобразователя	—	5.2.2	—	—	соответствует
3 Показатели назначения					
3.1 Количество подвешиваемых устьевых штоков, шт.	2 табл. 1	—	2	2	соответствует
3.2 Работоспособность преобразователя под действием статической нагрузки, кН, не менее	1 табл. 1	5.6	100	76,1	соответствует
3.3 Работоспособность преобразователя под нагрузкой, близкой к максимально допустимой для гибкой тяги, кН	4 табл. 1	5.7	10	9,1	соответствует
3.4 Диапазон изменения длины хода подвесок преобразователя, м	3 табл. 1	5.8	0,5—1,4	0,5	соответствует
3.5 Диаметр центрального отверстия для подвески устьевого штока, мм, не более	5 табл. 1	—	32	36	превышение на 4 мм
3.6 Габаритные размеры преобразователя, мм, не более:					
– длина	6 табл. 1	5.4	576	576	соответствует
– ширина			1000	540	соответствует

## Окончание таблицы 1

Наименование показателя	№ пункта		Номи- нальное значение	Фактиче- ские зна- чения	Примечание
	ТЗ	ПМ			
— высота			5000	1750	соответствует
3.7 Проверка массы преобразователя в сборе, кг, не более	7 табл. 1	5.5	250	265	превышение на 15 кг (+ 6 %)
4 Проверка маркировки, упаковки, консервации преобразователя	4.9	5.2.3	—	—	соответствует
5 Соответствие преобразователя требованиям промышленной безопасности и охраны труда	4.7	5.9	—	—	соответствует

Примечания: 1. Значения показателей 2 проконтролированы по акту предварительных испытаний.

2. Высота преобразователя измерена с выбранной для данной скважины длиной цепей без учёта канатной подвески. Канатная подвеска является составной частью станка-качалки и в состав преобразователя не входит.

3. Превышение показателя 3.5 является доработкой, призванной облегчить монтаж преобразователя на скважине, и не влияет на его работоспособность.

4. Превышение показателя 3.7 обусловлено доработкой преобразователя по результатам предварительных промысловых испытаний и не влияет на его работоспособность и работоспособность УСШН.

Доработанный преобразователь на скважине № 4551г испытывался в двух режимах: в период 28.06.2018—23.07.2018 г.г. при длине хода 2 м лифта /1 и 3 м — лифта /2 при длине хода станка-качалки (СК) 2,5 м и частоте качаний 2,9 мин<sup>-1</sup>, а также в период с 23.07.2018— по настоящее время при одинаковой длине ходов обоих лифтов, равной длине хода СК, с частотой качаний 2,9 мин<sup>-1</sup>. По данным исследований, проведённых до монтажа преобразователя, лифт /1 эксплуатировался с длиной хода 2,1 м и частотой качаний 2,9 мин<sup>-1</sup>, а лифт /2 — 2,5 м и 2,9 мин<sup>-1</sup> с общим дебитом в среднем 7,15 м<sup>3</sup>/сут. При эксплуатации по первому режиму общий дебит составил 8,1 м<sup>3</sup>/сут, но при этом отбор с лифта /1 оказался недостаточным. В связи с этим принято решение перейти на второй режим эксплуатации, т. к. разница в скоростях откачки составляла менее 10 %. В результате общий дебит скважины увеличен в среднем с 7,15 м<sup>3</sup>/сут до 9,5 м<sup>3</sup>/сут за счёт большего отбора с лифта /1 при сохранении обводнённости в районе 20 % по данным на 04.09.2018 г. и 8,8 % лифта /2 на 03.09.2018 г. При этом получена экономия электроэнергии в среднем 38,1 %.

При эксплуатации на первом режиме выявлена необходимость подконтрольного (в течение 30 мин) пуска в работу УСШН с преобразователем для исключения схода ленты с барабана (исключение обрыва ленты) после полного стравливания газа с затрубного пространства скважины. Для предотвращения схода ленты разработан и изготовлен ограничитель схода ленты, который при необходимости эксплуатации скважины на первом режиме может быть установлен на преобразователь. При эксплуатации во втором режиме необходимости установки ограничителя схода ленты на преобразователь нет.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Опытный образец преобразователя длины хода соответствует требованиям технического задания ТЗ 043–2016 «Преобразователь длины хода» в условиях реальной эксплуатации, выдержал приёмочные испытания. Превышение на 4 мм диаметра центрального отверстия в подвесках устьевых штоков (3.5 таблицы 1) позволяет облегчить монтаж преобразователя на скважине. Превышение массы преобразователя на 15 кг (3.7 таблицы 1) комиссия считает несущественным.

Лист согласования к документу № 8768-ИсхИАНч(750) от 10.10.2018  
 Инициатор согласования: Шамсутдинов И.Г. Заведующий сектором  
 Согласование инициировано: 20.09.2018 09:26

Лист согласования		Тип согласования: смешанное		
N°	ФИО, должность	Передано на визу	Срок согласования	Результат согласования
<b>Тип согласования: последовательное</b>				
1	Валовский К.В., Заведующий лабораторией	20.09.2018 - 09:26		Согласовано 20.09.2018 09:32:22
2	Гарифов К.М., Начальник отдела	20.09.2018 - 09:32		Согласовано 20.09.2018 11:30:11
3	Сахабутдинов Р.З., Директор Института ТатНИПИнефть	20.09.2018 - 11:30		Согласовано 20.09.2018 16:15:14
<b>Тип согласования: параллельное</b>				
4	Нурутдинов И.А., Главный инженер - первый заместитель начальника управления НГДУ "Бавлынефть"	20.09.2018 - 16:15		Перенаправлено 20.09.2018 16:20:29
<b>Перенаправление(параллельное)</b>				
	Зуйков В.В., Ведущий инженер-технолог ТОДН	20.09.2018 - 16:20		Согласовано 20.09.2018 17:10:06
	Давлетов И.Ф., Ведущий инженер СГМ	20.09.2018 - 16:20		Согласовано 21.09.2018 07:17:32
4.1	Нурутдинов И.А., Главный инженер - первый заместитель начальника управления НГДУ "Бавлынефть"	21.09.2018 - 07:17		Согласовано 21.09.2018 07:24:37
5	Заббаров Руслан Габделракибович, Директор Центра технологического развития ПАО "Татнефть"	20.09.2018 - 16:15		Перенаправлено 20.09.2018 16:35:13
<b>Перенаправление(параллельное)</b>				

	Данный документ был перенаправлен Вам в процессе согласования документа № согл-835367615-1 (Центр технологического развития ПАО "Татнефть").			
	Фаррахов И.А., Первый заместитель директора по организационному развитию Центра технологического развития ПАО "Татнефть"	20.09.2018 - 16:35		Перенаправлено 20.09.2018 16:39:04
	<b>Перенаправление(последовательное)</b> продолжаем принимать НИОКР в таком формате?			
	Ганиев Р.Р., Заместитель начальника Отдела сопровождения ключевых инновационных процессов	20.09.2018 - 16:39		Перенаправлено 20.09.2018 16:48:23
	<b>Перенаправление(параллельное)</b> В рамках какой работы? Что принимаем - этап? Что в КАС?			
	Муртазин И.М., Ведущий специалист Отдела сопровождения ключевых инновационных процессов	20.09.2018 - 16:48		Перенаправлено 20.09.2018 16:59:23
	<b>Перенаправление(последовательное)</b> Прошу представить информацию в рамках каких работ (НИОКР, ОПР) проводятся приёмочные испытания, указать ссылку на работу в КАС "Эдисон+".			
	Шамсутдинов И.Г., Заведующий сектором	20.09.2018 - 16:59		Согласовано 21.09.2018 08:06:54
	В КАС-Эдисон+ - НИОКР-3000			
	Муртазин И.М., Ведущий специалист Отдела сопровождения ключевых инновационных процессов	21.09.2018 - 08:06		Перенаправлено 25.09.2018 14:08:37

	<p><b>Перенаправление(последовательное)</b></p> <p>Уважаемый Андрей Александрович! Полученная от исполнителя НИОКР и НГДУ информация об эффективности работы преобразователя отличается. Прошу вас принять решение или вынести на рассмотрение ИТС.</p>			
	Ершов А.А., Главный эксперт Отдела экспертизы и развития технологий нефтедобычи	25.09.2018 - 14:08		Согласовано 09.10.2018 08:14:37
Работоспособность преобразователя на скважине подтверждена с специалистами ОЭРТН.				
	Муртазин И.М., Ведущий специалист Отдела сопровождения ключевых инновационных процессов	09.10.2018 - 08:14		Согласовано 10.10.2018 10:16:58
"ТатНИПИнефть" представлено на согласование часть результата работы по 12 этапу (последнему) НИОКР №3000 "Разработка, изготовление и испытания наземного оборудования УСШН для двухлифтовой ОРД с индивидуальным приводом каждого СШН от одного и того же наземного привода". В КАС этапы №№1-11 приняты. Так как в КАС в рамках приёмки результатов этапа 12 кроме акта испытаний рассматриваем ещё и другую документацию (инф. отчёт, проект протокола завершенного НИОКР и т.д.), то отдельное согласование акта в СЭД допускается.				
	Ершов А.А., Главный эксперт Отдела экспертизы и развития технологий нефтедобычи	20.09.2018 - 16:48		Согласовано 21.09.2018 16:53:46
Специалисты ОЭРТН на объект ОПР выезжали.				
	Осипов Д.Ю., Ведущий специалист Отдела сопровождения ключевых инновационных процессов	20.09.2018 - 16:48		Перенаправлено 20.09.2018 17:38:03
	<b>Перенаправление(последовательное)</b>			

	На скв. № 4551Г данное оборудование отказалось в июле, сейчас на место оборудование вернули, всё исправно работает?			
	Фаритов А.З., Начальник ТОДНиГ	20.09.2018 - 17:38		Согласовано 21.09.2018 13:22:51
	Узел преобразования снят сотрудниками ТатНИПИ. На сегодняшний день оба лифта работают с одинаковой длиной хода.			
	Осипов Д.Ю., Ведущий специалист Отдела сопровождения ключевых инновационных процессов	21.09.2018 - 13:27		Перенаправлено 22.09.2018 08:55:45
	<b>Перенаправление(последовательное)</b>  Андрей Александрович, преобразователь как надо отработал? Принимаете?			
	Ершов А.А., Главный эксперт Отдела экспертизы и развития технологий нефтедобычи	22.09.2018 - 08:55		Согласовано 09.10.2018 08:15:04
	<b>Принимаем</b>			
	Осипов Д.Ю., Ведущий специалист Отдела сопровождения ключевых инновационных процессов	09.10.2018 - 08:15		Согласовано 10.10.2018 09:20:28
	Ганиев Р.Р., Заместитель начальника Отдела сопровождения ключевых инновационных процессов	10.10.2018 - 10:16		Согласовано 10.10.2018 12:57:10
	Акт приемочных испытаний опытного образца, выполненного в рамках НИОКР. Результат НИОКР будет рассматриваться на ИТС после окончания работы			

	Фаррахов И.А. / Столяров В.В., Главный специалист Отдела экономических расчетов и бюджетирования	10.10.2018 - 12:57		Перенаправлено 10.10.2018 13:01:51
	<b>Перенаправление(параллельное)</b>  Принятие результатов по старой схеме? Не через ИТС?			
	Заббаров Радик Г., Начальник Отдела сопровождения ключевых инновационных процессов	10.10.2018 - 13:01		Не согласовано 10.10.2018 14:10:59
	Приёмка опытных образцов, технических средств и технологических процессов осуществляется куратором НИОКР. На ИТС рассматриваются эти апры, имеющие неоднозначные результаты, требующие экспертного заключения для принятия решения о дальнейшем ходе работ.			
	Козихин Р.А., Начальник Отдела планирования инновационной деятельности	10.10.2018 - 13:01		Согласовано 10.10.2018 14:16:12
	В рамках плана и бюджета			
	Фаррахов И.А. / Столяров В.В., Главный специалист Отдела экономических расчетов и бюджетирования	10.10.2018 - 14:16		Согласовано 10.10.2018 14:24:53 (Столяров В.В.)
5.1	Заббаров Руслан Габделракибович, Директор Центра технологического развития ПАО "Татнефть"	10.10.2018 - 14:24		Согласовано 10.10.2018 14:56:49
6	Миназов Рафик Раисович, Начальник отдела промышленной безопасности и охраны труда-заместитель начальника управления ПАО "Татнефть"	20.09.2018 - 16:15		Согласовано 20.09.2018 16:33:23
7	Артюхов А.В., Начальник Производственной службы техники и технологии	20.09.2018 - 16:15		Перенаправлено 20.09.2018 17:19:09

	добычи нефти и газа ПАО "Татнефть"			
	<b>Перенаправление(последовательное)</b> виза			
	Мирсайтов Р.Н., Ведущий инженер Производственного отдела по добыче нефти и газа ПАО "Татнефть"	20.09.2018 - 17:19		Согласовано 20.09.2018 17:29:27
7.1	Артюхов А.В., Начальник Производственной службы техники и технологии добычи нефти и газа ПАО "Татнефть"	20.09.2018 - 17:29		Согласовано 20.09.2018 17:35:21
<b>Тип согласования: последовательное</b>				
8	Фадеев В.Г., Начальник управления производственного сопровождения процессов нефтедобычи ПАО "Татнефть"	10.10.2018 - 14:56		Согласовано 10.10.2018 15:34:49
9	Ибрагимов Наиль Габдулбариевич, Первый заместитель генерального директора по производству - главный инженер ПАО "Татнефть"	10.10.2018 - 15:34		Согласовано 10.10.2018 16:14:40
10	Сахабутдинов Р.З. / Салеева И.В., Старший инспектор по контролю	10.10.2018 - 16:14		Подписано 10.10.2018 16:58:22 (Салеева И.В.)