

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования

«Уфимский государственный нефтяной технический университет»

*На правах рукописи*



КУДИН ЕВГЕНИЙ ВАЛЕРЬЕВИЧ

**СТАНОВЛЕНИЕ И РАЗВИТИЕ  
ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ  
СП «ВЬЕТСОВПЕТРО» НАСОСНЫМИ УСТАНОВКАМИ**

Специальность 07.00.10 – История науки и техники

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель:  
доктор технических наук, доцент  
Велиев Мубариз Мустафа оглы

Уфа 2020  
**ОГЛАВЛЕНИЕ**

стр.

Введение.....	4
1 ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ НАСОСНОГО СПОСОБА ДОБЫЧИ НЕФТИ В МИРЕ .....	10
1.1 Скважинные штанговые насосные установки .....	10
1.2 Гидропоршневые насосные установки .....	21
1.3 Установки погружных центробежных насосов с электроприводом .....	24
1.4 Установки с винтовыми насосами и электроприводом .....	40
1.5 Установки со струйными насосами .....	46
1.6 Выводы по главе 1.....	47
2 АПРОБАЦИЯ ГИДРОПОРШНЕВЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК В СКВАЖИНАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР» .....	49
2.1 Обоснование выбора механизированного способа добычи нефти на месторождении «Белый Тигр» .....	49
2.2 Подготовительные работы к пробной эксплуатации гидропоршневых насосных установок на месторождении «Белый Тигр» .....	51
2.3 Пробные испытания гидропоршневых насосных установок в скважинах месторождения «Белый Тигр» .....	58
2.4 Выводы по главе 2.....	64
3 ИСПЫТАНИЕ И ВНЕДРЕНИЕ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НА СКВАЖИНАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР» .....	66
3.1 Сравнительный анализ механизированных способов добычи нефти применительно к условиям месторождения «Белый Тигр»...	69
3.2 Опытно-промышленные испытания установок электро- центробежных насосов на месторождении «Белый Тигр».....	73
3.3 Обоснование области применения установок электро-	

центробежных насосов на месторождении «Белый Тигр».....	84
3.4 Опыт механизированной добычи нефти из месторождения «Белый Тигр» .....	89
3.5 Зависимость выбора механизированного способа добычи нефти от конструкции эксплуатационной колонны.....	91
3.6 Влияние температуры потока жидкости на приеме УЭЦН на надежность ее эксплуатации .....	95
3.7 Выводы по главе 3 .....	98
4 ОПЫТ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ДРАКОН» С ПОМОЩЬЮ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ.....	100
4.1 Эксплуатация скважин участка центрального свода месторождения «Дракон» с помощью УЭЦН.....	100
4.2 Причины пескопроявлений на скважинах и предложения по вводу скважин в эксплуатацию.....	112
4.3 Временное применение УЭЦН на скважинах юго-восточного участка месторождения «Дракон» до обустройства газлифта.....	122
4.4 Выводы по главе 4.....	128
5 ПЕРЕВОД ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ СКВАЖИН ОТ ГАЗЛИФТНОГО К МЕХАНИЗИРОВАННОМУ СПОСОБУ ДОБЫЧИ НЕФТИ С ПОМОЩЬЮ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ .....	130
5.1 Анализ работы скважины 503 на платформе МСП-5.....	132
5.2 Анализ работы скважины 1116 на МСП-11.....	138
5.3 Выводы по главе 5.....	144
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	145
СПИСОК АББРЕВИАТУР, СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	149
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	150

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы.** Темпы разработки высокопродуктивных зон месторождений «Белый Тигр» и «Дракон» в настоящее время снижаются, за счет ввода новых скважин и вывода из эксплуатации обводнившихся скважин изменяется фонтанный фонд, при этом увеличивается число обводненных механизированных скважин. Вместе с этим, вводятся в стадию разработки новые месторождения, появляются новые участки в районе месторождения «Белый Тигр».

В этих условиях особое внимание уделяется эффективности эксплуатации обводняющихся газлифтных скважин, скважин циклической эксплуатации из числа низкодебитного фонда, возможностей перевода газлифтных скважин на установки электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Одним из основных и результативных методов интенсификации, широко применяемым на промыслах, является максимальное использование добываемых возможностей каждой нефтяной скважины. Это достигается за счет снижения забойных давлений, форсированного отбора продукции путем перевода на механизированный способ добычи нефти ранее эксплуатируемых скважин и пуска в работу насосным способом вновь пробуренных скважин.

Обеспечение форсированного отбора продукции скважин для поддержания стабильного уровня добычи нефти достигается за счет применения УЭЦН высокой производительности, характеризующимися большими напорами. Увеличение межремонтного периода (МРП) работы скважин, оборудованных УЭЦН, стало возможным благодаря реализации мероприятий, направленных на улучшение качества ремонта и проверки всех узлов УЭЦН до спуска их в скважины, более тщательному их подбору к добывным возможностям скважин и соблюдению условий монтажа, спускоподъемных операций в скважину и вывода их на оптимальный режим.

В связи с этим, исследование становления и развития добычи нефти насосными установками является весьма актуальным и представляет интерес не только для историков, но и для специалистов-нефтяников для дальнейшего совершенствования техники и технологии добычи нефти.

**Степень разработанности темы.** Механизированная добыча нефти с помощью насосных установок является одной из наиболее динамичных областей нефтяной промышленности. Советские инженеры, начиная с 1920-х гг., разрабатывали технологии производства поршневых насосов с поршневым пневматическим двигателем. Один из первых патентов на такую конструкцию получил М.И. Марцишевский в 1936 г.

Большую работу по созданию и развитию погружных центробежных электронасосов в СССР выполнили Ш.Р. Агеев, А.А. Богданов, А.С.

Бодаревская, А.Н. Воронов, Н.Е. Гринштейн, Н.М. Дубовская, Н.Ф.Ивановский, Б.Г. Карташев, М.А. Кузнецов, П.Д. Ляпков, К.В. Лебедев, А.И. Лепеха, Е.П. Никуличев, В.В. Родкин, В.Д. Резников, А.И. Рыженков, Н.В. Свердлик, А.А. Чудиновский, Ю.К. Шокальский, Я.Я. Шкадов и др.

В 1980–2000-е гг. в мировой практике насосный способ добычи нефти широко применялся. В этот период необходимо отметить работы следующих ученых: Р.Ш. Бурцев, В.М. Валов, В.В. Вершковой, А.Н. Губкин, Г.М. Джамгаров, А.Н. Дроздов, Н.Ф. Ивановский, В.И. Игревский, Л.С. Каплан, И.Т. Мищенко, Н.Х. Мусин, В.И. Назаров, В.А. Петров, К.Р. Уразаков, П.Н. Фонин, В.Г. Ханжин, А.Т. Цветков, W.J. Dittman, M.A. Hewett, C. Hyde, V.M. Luhowy, A.W. Marino, B. Rintoul, P.D. Sametz, G. Sivertsen, W. Schmoeller, A.R. Way, R.Wash, D. Zeus и др.

В новом столетии в работах ученых: Д.Ф. Балденко, А.В. Власов, М.М. Велиев, Н.Х. Габдрахманов, Т.С. Галиуллин, В.Г. Гилев, Н.В. Гусин, А.Ю. Дарищев, В.А. Ю.А. Донской, Хабецкая, М.В. Шардииков, В.Н. Ивановский,

Д.Ю. Мельников, П.А. Некрасов, Т.Т. Нгия, С.С. Пекин, М.О. Перельман, А.И. Рабинович, А.А. Сабиров, M.R. Tyler, A. Khatib, D.W. Wright, R.L. Adair и др. продолжается изучение новых возможностей насосного способа.

**Цель работы.** Исследование и воссоздание целостной картины становления и развития добычи нефти насосными установками с момента пробной эксплуатации до настоящего времени.

В соответствии с целью исследования были поставлены следующие **основные задачи:**

- на основе анализа создания и развития насосного способа добычи нефти выявление проблем, возникающих при его эксплуатации;
- проведение исторического анализа апробации гидропоршневых насосных установок;
- исследование этапов совершенствования добычи нефти с помощью установок электроцентробежных насосов;
- изучение опыта применения электроцентробежных насосов для добычи нефти;
- исследование возможностей перевода высокообводненных скважин от газлифтного к механизированному способу добычи нефти электроцентробежными насосами.

#### **Научная новизна.**

Впервые в хронологической последовательности исследованы этапы становления и развития добычи нефти насосными установками, начиная с 1917 г. и до настоящего времени.

Впервые на основе исторического анализа определены перспективы развития механизированного способа добычи нефти шельфовых нефтяных месторождений насосными установками.

Проанализирован и обоснован перевод высокообводненных скважин от газлифтного к механизированному способу добычи нефти с помощью установок электроцентробежных насосов.

### **Теоретическая значимость работы**

Теоретическое значение исследования состоит в том, что результаты диссертации позволяют расширить представление о возможностях применения насосного способа добычи нефти на шельфовых месторождениях, а также в научном обосновании перевода высокообводненных скважин от газлифтного к механизированному способу добычи нефти с помощью установок электроцентробежных насосов.

### **Практическая ценность работы.**

Материалы диссертационной работы могут быть использованы при создании обобщающих историко-научно-технических трудов, посвященных развитию нефтяной промышленности во Вьетнаме, России и за рубежом.

Материалы работы используются в учебном процессе для переподготовки специалистов совместного российско-вьетнамского предприятия «Вьетсовпетро» в «Центре обучения» по программе «Эксплуатация нефтедобывающих скважин».

Показана роль ученых, инженеров и специалистов, внесших значительный вклад в развитие насосного способа добычи нефти (А.С. Арутюнов, А.А. Богданов, Д.Ф. Балденко, В.Н. Ивановский, А.С. Казак, П.Д. Ляпков, В.И. Игревский, Л.Г. Чичеров и другие).

### **Методы исследований.**

Поставленные цели и задачи были решены путем исследования и систематизации результатов статистических отчетов и проработки вьетнамского и зарубежного опыта эксплуатации скважин шельфовых нефтяных месторождений с помощью насосных установок на основе материалов совместного российско-вьетнамского предприятия «Вьетсовпетро», а также широкого спектра печатных и электронных источников.

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

1 Анализ испытания гидропоршневых насосных установок свидетельствует о возможности их использования в высокообводненных среднедебитных скважинах с забойным давлением выше давления насыщения, а эксплуатация высокодебитных скважин с забойным давлением выше давления насыщения и при температурах откачиваемых жидкостей свыше 100 °С насосами такого типа не представляется возможным.

2 Анализ работы установок электроцентробежных насосов показал, что большое количество свободного газа, поступающего в скважину непосредственно из пласта, либо выделяющегося из нефти уже в колонне, сильно затрудняет эксплуатацию скважин погружными центробежными насосами.

3 Анализ работы установок электроцентробежных насосов показал, что одним из осложняющих факторов эксплуатации скважин стало наличие песка в продукции скважин, что приводило к заклиниванию УЭЦН, износу внутренних аппаратов и соответственно преждевременному выходу насосов из строя.

4 Анализ работы скважин при переходе от газлифтного к способу добычи нефти с помощью УЭЦН показал о значительных возможностях форсированных отборов с помощью УЭЦН.

### **Соответствие паспорту заявленной специальности**

Тема работы и содержание исследований соответствуют пункту 1 области исследований, определяемой паспортом специальности 07.00.10 – «История науки и техники»: «1. Исторический анализ становления и развития науки и техники».

### **Степень достоверности и апробация результатов**

Достоверность полученных результатов обоснована анализом данных промысловых гидродинамических исследований, а также результатами

эксплуатации скважин шельфовых нефтяных месторождений гидропоршневыми и электроцентробежными насосными установками.

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на: семинарах НИПИморнефтегаз (г. Вунгтау, Социалистическая Республика Вьетнам, 2017–2019); научно-технических советах СП «Вьетсовпетро», НИПИморнефтегаз (г. Вунгтау, Социалистическая Республика Вьетнам, 2017–2019); III Международная научно-практическая конференция молодых ученых и студентов «Инновации. Интеллект. Культура» (г. Тобольск, 24 мая 2019); VIII Международная научно-практическая и методическая конференция «Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономике» (г. Уфа, 30-31 мая 2019); IX Международная молодежная научная конференция «Наукоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса» (г. Уфа, 14-15 ноября 2019).

**Публикации.** Основные результаты работы опубликованы в 10 научных трудах: 4 статьи в изданиях из перечня ВАК РФ, из них 2 статьи в журнале, индексируемом в международной базе Scopus; 6 публикаций в материалах научных конференций.

### **Структура и объем работы**

Диссертация изложена на 166 страницах машинописного текста; состоит из введения, 5 глав, выводов и списка использованной литературы, включает 15 таблиц, 42 рисунков, библиографический список из 162 наименований.

## **1 ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ НАСОСНОГО СПОСОБА ДОБЫЧИ НЕФТИ В МИРЕ**

Механизированная добыча нефти является одной из наиболее динамичных областей среди прочих сфер нефтяной промышленности, поскольку используемые в ней техника и технологии постоянно обновляются.

Для работы в этой области необходимо иметь теоретическую подготовку в вопросах электротехники, механики, гидравлики, металлургии, применения

пластмасс и резины, а также по различным вопросам в области добычи нефти [23, 25, 37, 70, 78, 91, 93, 94, 121, 141, 152].

В практике добыче нефти используются следующие глубиннонасосные установки [44, 102, 109, 150]:

- скважинные штанговые насосные установки (СШНУ);
- установки погружных центробежных насосов с электроприводом;
- гидропоршневые насосные установки (ГПНУ);
- установки с винтовыми насосами и электроприводом (УЭВН); - установки со струйными насосами (УСН).

Существующие экономические условия требуют поддерживать максимальную эффективность насосной эксплуатации скважин, что вынуждает нефтедобывающие фирмы постоянно контролировать работу насосных установок.

### **1.1 Скважинные штанговые насосные установки**

Штанговый скважинный насос (ШСН) представляет собой поршневой насос с двумя обратными клапанами (нагнетательным и всасывающим), опускаемый на колонне подъемных труб ниже уровня пластового флюида (Рисунок 1.1). Поршень насоса соединяется со станком-качалкой колонной штанг. Приводной двигатель (как правило, электрический) через редуктор, кривошипно-шатунный механизм и балансир обеспечивает возвратнопоступательные движения колонны штанг и поршня в цилиндре скважинного насоса. Всасывающий клапан открывается, когда поршень движется вверх (пластовая жидкость поступает в цилиндр), и закрывается, когда поршень движется вниз (пластовая жидкость выдавливается в подъемную колонну). Далее пластовая жидкость поднимается по внутренней полости колонны подъемных труб и через боковой отвод направляется в промышленную сеть [45, 142, 143].

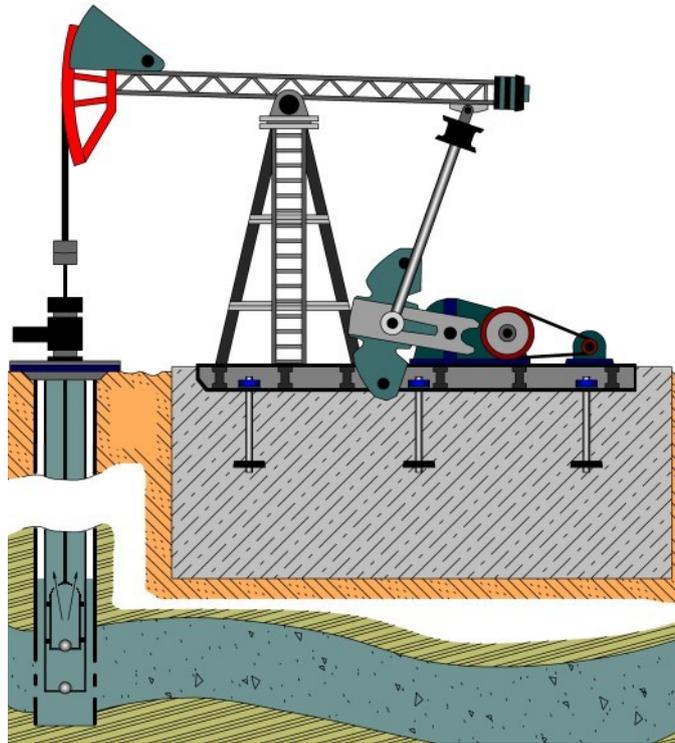


Рисунок 1.1 – Штанговые скважинные насосы

Штанговая насосная эксплуатация впервые была применена на морском месторождении в бухте Дарвина в НГДУ «Артемнефтегаз» в 1945 г. Сначала скважины были расположены на отдельных стационарных платформах, а после строительства сети эстакад отдельные платформы были соединены. В результате было налажено регулярное обслуживание скважин независимо от погодных условий [123].

Более 85% скважин с механизированным подъемом жидкости в США эксплуатируются с помощью штанговых глубинно-насосных установок. Поэтому контроль за работой этого вида оборудования имеет первостепенное значение.

Штанговая глубинно-насосная установка является сложной системой. Многие параметры, характеризующие ее конструкцию и работу, взаимосвязаны. Например, максимальная нагрузка на полированный шток и диапазон нагрузок зависят от геометрии станка-качалки, длины хода точки подвеса штанг и числа качаний балансира, конструкции колонны насосных

штанг, типа и диаметра плунжера, конструкции колонны насоснокомпрессорных труб (НКТ), скольжения электродвигателя и т. д.

Аварии происходят в основном из-за возникновения больших напряжений, широкого диапазона напряжений и превышения допустимого числа циклов нагружения. Правильно спроектированная и защищенная от коррозии колонна штанг может проработать без аварий 3,8 года.

Гидроприводная штанговая насосная установка (ГШНУ) – один из видов гидроприводного оборудования, предназначенного для эксплуатации скважин со значительными искривлениями ствола.

Совершенствованию ГШНУ посвящены многочисленные теоретические и практические работы, однако процесс торможения плунжерной группы исследован не в полной мере.

В конце 1980-х гг. в Государственной Академии нефти и газа им. И.М. Губкина (ныне Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина) на основе теоретических исследований получены зависимости, с помощью которых построены теоретические кривые изменения скорости движения плунжерной группы и давления во времени. Для проверки результатов теоретических исследований были проведены испытания тормозного устройства гидроприводного насоса [40].

Обработка результатов эксперимента и анализ полученных данных позволили установить адекватность математической модели и экспериментальных параметров и сделать вывод о том, что разрушающую силу гидроудара можно направить на гашение механического удара, возникающего при торможении плунжерной группы.

Эффективность работы штанговых скважинных насосных установок зависит от правильности выбора отдельных элементов системы и режимов эксплуатации.

Выбор элементов СШНУ определяется следующими параметрами:

- дебит скважины;

- пластовое и забойное давления; - кривизна скважины и др.

Эти показатели не являются постоянными, а их замеры и расчеты требуют больших затрат времени и труда [51].

Основные параметры системы скважина-пласт-оборудование определяются путем прямого замера давления жидкости, температуры и состава продукции непосредственно на приеме насоса с передачей этих данных на поверхность. Затем эта информация анализируется и сравнивается с данными, полученными от наземных источников, например динамометра, расходомера. Полученная таким образом информация является наиболее достоверной и полной, но система диагностирования имеет высокую стоимость и сложность в монтаже и эксплуатации. Такая система была создана и внедрена за рубежом фирмой Halliburton Co, а в начале 1990-х гг. работы по созданию и внедрению системы определения параметров работы СШНУ проводились в НГДУ «Альметьевнефть» совместно с предприятиями «ТатНИПИнефть» и «Татнефтегазавтоматика».

В 1990-х гг. нефтяная промышленности России находилась в стадии падающей добычи. Многие крупные месторождения Урало-Поволжья и Западной Сибири, обеспечивающие основной объем добычи нефти в стране, характеризовались высокой степенью выработанности запасов и интенсивным ростом обводненности продукции [30, 50, 51, 52, 53].

В конце 1990-х гг. в НГДУ «Покачевнефть» в эксплуатации находились более двух тысяч нефтедобывающих скважин. Подавляющее большинство скважин эксплуатировались с помощью механизированных способов добычи. Небольшие дебиты скважин, значительные расстояния между кустами и батареями скважин, а также средние значения ( $80-105 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ) газового фактора делали экономически нецелесообразным применение газлифтного способа эксплуатации. Механизированные способы добычи нефти были представлены скважинными насосными установками УЭЦН и СШНУ [50, 51,

52, 53]. Показатели работы скважин НГДУ Покачевнефть представлены в Таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Показатели работы скважин НГДУ Покачевнефть

Способ добычи	Добыча по скважинам		Среднесуточный дебит скважин, т	
	тыс. т	% общего объема	нефти	жидкости
Фонтан	64,7	0,5	21,3	59,0
УЭЦН	11137,6	89,3	26,4	100,9
УСШН	1277,7	10,2	5,6	8,1

В эти годы в АО «Мегионнефтегаз» (АО МНГ) около 2000 скважин было оборудовано УЭЦН, что составляло около 60% всего эксплуатационного фонда. На долю этих скважин приходился 90–92 % всей нефти, добытой в акционерном обществе.

На начало 1995 г. фонд скважин с СШНУ составил около 1400 ед., или 40% всего эксплуатационного фонда скважин. Установками СШН за 1994 г. было добыто 8,5% общей добычи нефти по АО МНГ. Объем добычи нефти СШНУ в 1994 г. уменьшился на 6,3% по сравнению с 1993 г. Уменьшение общего объема добычи при практически постоянном фонде скважин стало тревожным сигналом для АО МНГ, который указывал на снижение эффективности работы скважин с СШНУ [51, 52, 53].

С начала 2000-х гг. на нефтяных месторождениях НГДУ «Туймазанефть» для добычи нефти применяют штанговые насосные установки, электроцентробежные установки и насосы диафрагменного типа.

Общее число действующих скважин по Туймазинскому нефтяному месторождению в 1999 г. составило 717, из них 526 скважин (73,36%) эксплуатировались с СШНУ; в 2000 г. – 794, из них 594 скважины (74,81%) – СШНУ; в 2001 г. – 800, из них 594 скважины (74,25%) с СШНУ.

На месторождении преобладает механизированный способ добычи нефти с СШНУ. Это связано с тем, что Туймазинское месторождение находится на поздней стадии своей разработки, и число высокодебитных скважин сокращается, что требует перехода способа эксплуатации с УЭЦН на СШНУ и приводит к увеличению доли СШНУ [31].

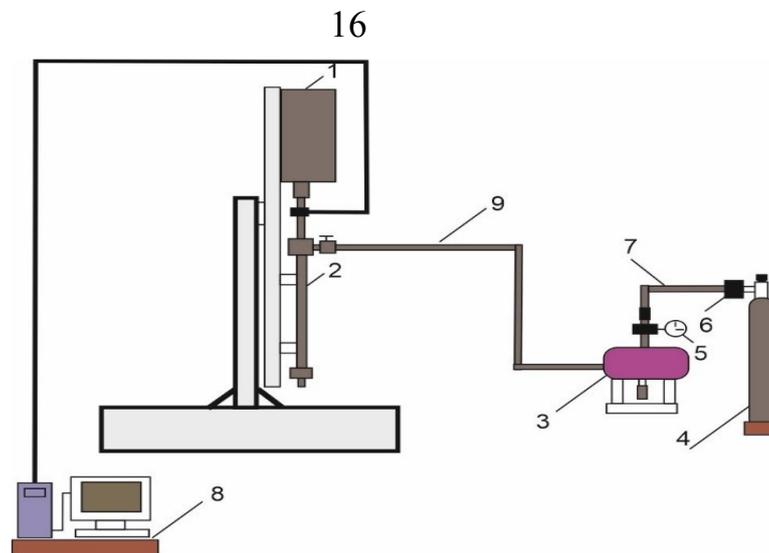
Большая часть насосов работала с малым коэффициентом подачи, так как при добыче нефти штанговыми насосами возникают потери откачиваемой из скважины жидкости из-за утечек в зазоре между плунжером и цилиндром штанговых насосов, в клапанах насосов и в насоснокомпрессорных трубах.

По Туймазинскому нефтяному месторождению средняя обводненность продукции скважин составляла 91,69%. Поэтому возникла необходимость изучения причин уменьшения производительности СШНУ, количественного определения объема потерь жидкости при эксплуатации штанговых насосов, поиска путей снижения этих потерь и увеличения межремонтного периода работы скважин.

Для этой цели и была разработана лабораторная установка (Рисунок 1.2).

Данная установка позволяла моделировать работу СШНУ, определять утечки в зазоре плунжерной пары штанговых насосов и силу трения между плунжером и цилиндром насоса при изменении: обводненности нефти (0–100 %), давления (0–4,0 МПа), длины хода штока насоса (0,2–0,4 м), числа качаний (6–12), зазора между плунжером и цилиндром насоса.

В ходе эксперимента, проведенного на лабораторной установке в НГДУ «Туймазанефть», были изучены процессы, происходящие в зазоре плунжерной пары штангового насоса. Во время эксперимента измерялись утечки в плунжерной паре для специально приготовленных образцов водонефтяных эмульсий различной обводненности, а также безводной нефти и воды [130].



*1 – привод насоса; 2 – насос; 3 – емкость для нефти и воды;  
4 – баллон с газом (азот); 5 – манометр; 6 – регулятор давления;  
7 – шланг подачи газа; 8 – ПЭВМ; 9 – шланг подачи жидкости*

Рисунок 1.2 – Лабораторная установка для определения утечек через зазор плунжерной пары штангового насоса

В результате было получено хорошее схождение экспериментальных замеров утечек и расчетных значений, полученных по известной формуле А.М. Пирвердяна [107] для однородных жидкостей (безводная нефть и вода). В то же время эксперимент, проведенный с использованием водонефтяных эмульсий, показал заметное расхождение (до 30%) между замеренными и теоретическими значениями утечек, связанное с тем, что вязкость водонефтяной эмульсии в зазоре между плунжером и цилиндром может существенно отличаться от вязкости на приеме насоса, что и отражается на точности расчета утечек по формуле А.М. Пирвердяна. Таким образом, использование замеренного значения вязкости эмульсии не может быть использовано для расчета утечек в плунжерной паре.

В качестве одного из вариантов решения данной проблемы был предложен метод расчета утечек в плунжерной паре штангового насоса с использованием эффективной вязкости водонефтяных эмульсий (К.Р. Уразаков, Ю.В. Алексеев, Н.Х. Габдрахманов, Т.С. Галиуллин, М.Ф. Галиуллин). Хорошее схождение результатов экспериментальных и

расчетных данных по воде и безводной нефти позволяло считать эксперименты достаточно корректными и давало основание для расчета эффективной вязкости эмульсии в зазоре плунжерной пары по формуле А.М. Пирвердяна.

Таким образом, использование значения эффективной вязкости при определении объема утечек позволяет повысить точность расчета, более точно определять подачу СШНУ и, следовательно, улучшить качество подбора оборудования.

Установки СШНУ используются в основном при добыче нефти из мало- и среднедебитных скважин. СШНУ имеют громоздкий, металлоемкий поверхностный привод, требующий значительных капитальных затрат, трудозатрат и эксплуатационных затрат на электроэнергию. Установки УЭЦН применяются при добыче нефти из средне- и высокодебитных скважин, однако они имеют высокую стоимость. Общими недостатками вышеуказанных способов механизированной добычи являются неустойчивость к повышенному содержанию газа и механических примесей, неудовлетворительная работа в наклонно направленных и искривленных скважинах, а также сложность в обслуживании.

Например, из числа часто ремонтируемых скважин на нефтепромыслах ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» в начале 2000-х гг. большую часть составляли скважины, на которых добыча нефти производилась установками штанговых насосов. Общее число отказов СШНУ за 2001 г. составило 1930, что несколько больше числа отказов за 2000 г., и было обусловлено увеличением действующего фонда скважин. В свою очередь за счет проведенных в 2001 г. мероприятий, направленных на увеличение средней наработки на отказ установок штанговых глубинных насосов, произошло ее увеличение с 270 до 280 сут [41].

Отказы СШНУ можно разделить на три основные группы – это отказ штангового насоса, обрыв штанги и полированного штока, а также нарушение герметичности колонны насосно-компрессорных труб.

Повышенное содержание механических примесей является основной (базовой) причиной отказов штанговых насосов. Преждевременные отказы из-за влияния механических примесей, содержащихся в добываемой продукции, составляют 16,8% от общего числа отказов установок штанговых глубинных насосов и находятся на одном уровне с отказами, вызванными негерметичностью насосно-компрессорных труб.

Фирма Bender в 1982 г. разработала конструкцию длинноходового привода штанговой глубиннонасосной установки для работы в глубоких и высокодебитных скважинах малой глубины, который, по мнению изготовителей, позволит уменьшить эксплуатационные затраты на добычу нефти [151, 155, 156].

В конце 1980-х гг. на месторождении Кахарир (Южный Оман) фирма Petroleum-Development Oman испытывала сдвоенные станки-качалки для совместно-раздельной эксплуатации одной скважины. Такая компоновка наземных приводов впервые применялась на месторождении Омана [154].

Сдвоенные станки-качалки позволяют по одной скважине осуществлять эксплуатацию двух различных пластов, за счет чего сокращаются затраты на бурение дополнительной скважины. Раздельная эксплуатация пластов через одну скважину позволяет точно определить продуктивность пласта и его свойства.

Фирма Dyna-Balance Pumping Systems (г. Калгари, Канада) разработала, воплотила в металле и испытывала станок-качалку с гидравлическим приводом. В конструкции установки были использованы противовесы на балансире и отсутствовал редуктор. Такая установка дешевле традиционных станков-качалок, не требовала большого обслуживания, могла быть смонтирована на устье в течение 3 ч.

Идея создания такой установки возникла еще в 1986 г. Затраты на эту установку составили 115 тыс. дол. Прототип ее был испытан на полигоне, а затем в течение 3000 ч проработал на скважине. После испытаний в конструкцию установки были внесены незначительные изменения с целью ее упрощения.

С марта 1988 г. на скважине 6-10-25-IW 5, принадлежащей фирме Crescendo Oil & Gas, на месторождении к северу от г. Калгари эксплуатировался второй прототип станка-качалки. Благодаря упрощенной конструкции была снижена вероятность отказов.

В целях повышения эффективности добычи нефти зарубежные фирмы, занимающиеся изготовлением и эксплуатацией глубинно-насосного оборудования, постоянно совершенствуют его конструкции [153, 159, 160, 162]. Так, фирмой Delore Stellite были созданы новые высокопрочные пары «шар-седло» из стемита. Испытание их в независимой лаборатории показало, что сопротивление их воздействию сероводорода увеличилось в 3 раза и смятию – более чем в 2 раза.

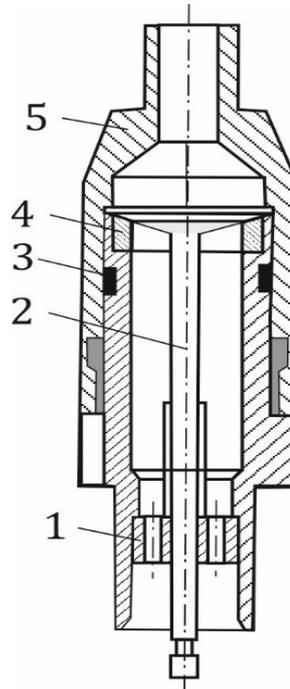
Фирмой Petrovalve Intern разработан клапан, имеющий запорное устройство полусферической формы, через которое проходит (вертикально выступая сверху и снизу) шток. И седло ниже запорного устройства, и коробка выше него создают направляющую систему, которая строго контролирует движение плунжера, так что при каждом ходе он «садится» точно по центру.

Промысловые испытания показали, что срок службы нового клапана в 2–15 раз выше, чем у существующих (в различных условиях эксплуатации).

Фирма Navon изготавливала модифицированный штанговый насос, в котором обеспечивался принудительный подъем шарика нагнетательного клапана при ходе плунжера вниз. Утверждается, что насос проверен в работе и имеет большой срок службы. Кроме того, при работе такого насоса устраняется возможный срыв подачи из-за попадания в насос газа.

В 1989 г. была разработана скважинная штанговая насосная установка (К.Р. Уразаков, А.Т. Цветков, Н.Х. Мусин, В.И. Назаров, В.А. Петров, Е.К. Барышникова, А.А. Ашин), с целью повышения эффективности в эксплуатации путем более рационального расходования химреагента за счет обеспечения пропорциональности между объемами дозируемого химреагента и откачиваемой скважинной жидкости [6].

Обычно в скважинных штанговых насосах применяют клапаны, включающие в себя шариковое запорное устройство и седло со сферической фаской. Всасывающий клапан шарикового типа не был признан удовлетворительной конструкцией при эксплуатации наклонных скважин и скважин, дающих вязкую жидкость. В связи с этим в 1990 г. была разработана (Л.С. Каплан, М.З. Хужин) конструкция нового всасывающего клапана (Рисунок 1.3), принципиальным отличием которого стало использование вместо шарового запорного элемента тарелки.



*1 – направляющая втулка; 2 – клапан; 3 – манжета; 4 – седло; 5 – корпус.*

Рисунок 1.3 – Тарельчатый клапан штангового насоса

Это позволило увеличить диаметр проходного сечения клапана в 3,27 раза. Применение новой конструкции всасывающего клапана для насоса НСН

в наклонных скважинах при добыче высоковязкой жидкости увеличивало его КПД и подачу, а простота конструкции давала возможность изготовления клапана в промышленных мастерских [66].

С целью предотвращения выхода из строя насоса и привода при аварийном снижении уровня жидкости в скважине в 1984 г. В.Г. Ханжиным был предложен способ эксплуатации скважинного насоса с частотнорегулируемым приводом [7]. Изобретение внедрялось с 01.01.88 г. в НГДУ «Правдинскнефть» ПО «Юганскнефтегаз» Главтюменнефтегаза (ПГТ Пойковский).

## 1.2 Гидропоршневые насосные установки

Наиболее широкое распространение на промыслах получили гидропоршневые насосы (Рисунок 1.4) [108, 117, 118].

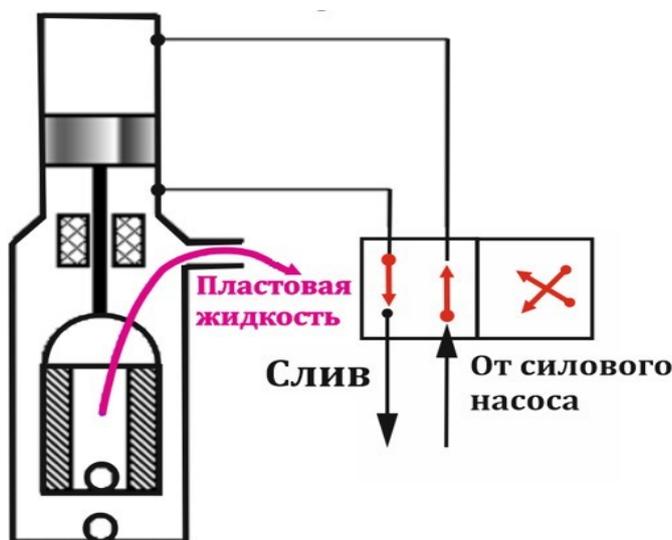


Рисунок 1.4 – Гидропоршневая насосная установка

В начале 1950-х гг. в США для эксплуатации наклонных скважин штанговые насосы стали вытесняться гидропоршневыми. Впервые гидропоршневые насосные установки с закрытой циркуляцией рабочей жидкости, централизованным приводом для нескольких десятков скважин (с углом наклона до 67°) были смонтированы на дамбе порта Лонг-Бич при

разработке месторождения Уилмингтон. В бухте Сан-Педро с намывных островов была пробурена более 800 наклонных скважин, подавляющее большинство из них вскрывало продуктивную зону, расположенную на глубине 1070 м, и обсаженную трубами диаметром 219 мм [130, 144].

В 1970-е гг. был реализован проект разработки сложного месторождения Ист-Биверн-Хиллс с небольшой (0,6 га) городской площадки Паккард в западной части г. Лос-Анджелес. Отклонение забоев от вертикали составляло 1500–2400 м, а набор кривизны начинался на глубине от нескольких десятков до 240 м. Изменение наклона в отдельных участках достигало  $35^\circ$  на 100 м. Для разбуривания и эксплуатации месторождения было построено специальное здание высотой 41 м, а в здании смонтированы две вышки, перемещающиеся по рельсам, уложенным на стенках двух заглубленных (на 3,65 м) бетонных камер размером 6,7×36,6 м. В каждой камере было размещено по 32 скважины в два ряда. Расстояние между скважинами составляло 1,8 м, а между рядами – 2,4 м [130].

Гидропоршневыми установками с закрытой циркуляцией рабочей жидкости (воды с присадками) успешно эксплуатируются скважины с небольшим газовым фактором. Высокопроизводительными гидропоршневыми агрегатами диаметром 89 мм в заливе Кука на Аляске эксплуатируются несколько десятков глубоких наклонных скважин с дебитами 300–400 м<sup>3</sup>/сут, пробуренных с морских платформ, диаметром 245 мм и глубиной до 3900 м с углом отклонения от вертикали до  $60^\circ$ . В некоторые скважины спущены насосные агрегаты с расчетной подачей около 1000 м<sup>3</sup>/сут [130, 137].

В СССР гидроприводные насосы разрабатывались в Особом конструкторском бюро по бесштанговым насосам (ОКБ БН, в настоящее время «ОКБ БН–КОННАС») и начали применяться в 1950–1960-х гг. Основоположниками гидроприводных нефтепромысловых машин и

оборудования были инженеры и конструкторы ОКБ БН – А.А. Богданов, Л.Г. Чичеров, И.И. Росин, А.С. Казак, П.Д. Ляпков, В.М. Шлиндман и др. [55].

На многих месторождениях Западной Сибири в 1980-х гг. было начато широкое применение гидропоршневых насосных установок для добычи нефти. С 1980 г. на Западно-Сургутском и Самотлорском нефтяных месторождениях проводились испытания групповых установок с гидропоршневыми насосными установками (ГПНУ) свободного типа Е диаметром 59,08 мм (длиной около 6 м) и диаметром 71,8 мм (длиной около 7 м) [64].

Спуск и подъем из скважин этих агрегатов осуществляли операторы с помощью рабочей жидкости, без подъемников и без бригады подземного ремонта скважин.

Осложнения при спуске ГПНУ, выражающиеся в задержках или остановках их в колоннах НКТ, наблюдались лишь при относительно небольших расходах и скоростях рабочей жидкости. Заметить их можно было по сравнительно резкому повышению давления рабочей жидкости. После преодоления местного препятствия давление вновь снижалось.

Весьма важной операцией при подъеме ГПНУ из скважины является выпрессовка его из седла. В лучших случаях ее можно осуществлять при давлении рабочей жидкости на поверхности 2–5 МПа даже для ГПНУ, работающего в скважине без подъема более 9 мес. Однако в некоторых случаях это удавалось сделать лишь при давлении рабочей жидкости в 10–12 МПа, а в некоторых случаях выпрессовать агрегаты не удалось и при этом давлении. Причиной таких отказов заключалась в отложении нерастворимых солей на внутренней поверхности седел и на корпусах ГПНУ.

Анализ внедрения ГПНУ на месторождениях Западной Сибири показал, что в большинстве скважин при спуске и подъеме ГПНУ манжеты не повреждаются и сохраняют свою работоспособность.

Повреждения манжетных уплотнений ГПНУ, нередко являющиеся причиной их отказов, обуславливались, главным образом, не углом наклона скважин и скоростью спуска ГПНУ, а качеством и состоянием НКТ и устьевой арматуры. Поэтому перед спуском необходимо было тщательно проверять состояние внутренней поверхности НКТ и наличие на их торцах хороших фасок. После спуска колонны НКТ внутренняя поверхность их должна была быть тщательно очищена и промыта. Когда в глубинном оборудовании обнаруживалось отложение солей, которые могут препятствовать подъему ГПНУ из скважины, необходимо было срочно обеспечить добавку ингибитора солеотложения в рабочую жидкость.

Установки выпускались для скважин с условным диаметром обсадных колонн 140, 146 и 168 мм. Наибольшее число типоразмеров оборудования, в том числе более 70 типоразмеров гидропоршневых насосов, представляла фирма Kobe [137]. Климатическое исполнение – У и ХЛ, категория размещения наземного оборудования – 1, погружного – 5 (ГОСТ 15150-69).

В СССР выпускались следующие установки гидропоршневых насосов: УГН25-150-25, УГН40-250-20, УГН100-200-18 и УГН160-380-15.

Обозначения: УГН – установка гидропоршневых насосов; цифры после УГН – подача одного гидропоршневого насосного агрегата ( $\text{м}^3/\text{сут}$ ); цифры после первого тире – суммарная подача установки ( $\text{м}^3/\text{сут}$ ); цифры после второго тире – давление нагнетания агрегата (МПа); в конце указывается ТУ. Пример: УГН 160-380-15 ТУ 26-16-233-88. Суммарная мощность установок 185,270 кВт; КПД 45,47%; масса не более 50000 кг.

### **1.3 Установки погружных центробежных насосов с электроприводом**

Погружные насосы выпускаются для широкого диапазона скважин по диаметру обсадных колонн (от 4<sup>1</sup>/<sub>2</sub> до 13 дюймов) с подачей от 13 до 12700  $\text{м}^3/\text{сут}$  и напором 4400 м водяного столба при частоте тока 60 Гц.

На нефтяных месторождениях России для скважин с обсадной колонной от  $4\frac{1}{2}$  до  $6\frac{5}{8}$  дюйма нашли применение насосы производительности от 13 до  $1590 \text{ м}^3/\text{сут}$  и напором от 500 до 2000 м водяного столба [46, 47, 50].

Процесс интенсификации добычи связан с увеличением глубин спуска УЭЦН, с большим содержанием свободного газа и механических примесей в откачиваемой жидкости, с повышением температуры откачиваемой жидкости, с отложением солей на элементах погружного оборудования. Все это потребовало от производителей УЭЦН разработки нового более высоконапорного и надежного оборудования. Производители насосов с честью справились с этой задачей, и на сегодня российская промышленность выпускает УЭЦН почти не уступающие по основным характеристикам передовым образцам иностранного производства. В начале 1980-х гг. начались работы по определению работоспособности установок ЭЦН при добыче высоковязкой нефти [81, 92, 95].

Разработка бесштанговых насосов в нашей стране началась еще до революции 1917 г. Когда А.С. Арутюнов вместе с В.К. Домовым разработали скважинный агрегат, в котором центробежный насос приводился в действие погружным электродвигателем. Советские инженеры, начиная с 1920-х гг., предлагали разработку поршневых насосов с поршневым пневматическим двигателем, одним из первых получил патент на изобретение такого насоса М.И. Марцишевский в 1936 г. [60, 61, 62, 109].

С открытием новых месторождений потребность нефтегазодобывающей промышленности в насосах для отбора из скважины большого количества жидкости существенно возрастала. Наиболее рациональным было использование лопастного насоса, приспособленного для больших объемов, широкое распространение получили насосы с рабочими колесами центробежного типа, поскольку они давали большой напор при заданных подачах жидкости и габаритах насоса [109].

Производителями погружных насосов для добычи нефти за рубежом являются в США фирмы REDA, Centrilift, ESP и ODI, в Кмат Temtex, в Словакии предприятие – ZTS.

Во время первой мировой войны в Екатеринославе (Днепропетровск) в небольшой мастерской одного из заводов оборонной промышленности впервые в мире было организовано изготовление погружных электродвигателей для привода бура для нужд армии. Патент на погружной двигатель, предназначенный преимущественно для бурения, был выдан гражданину России А.С. Арутюнову [14, 61, 62].

После революции 1917 г. А.С. Арутюнов (фото на Рисунке 1.5) эмигрировал в Австрию, где на одном из насосных заводов начал работать над созданием привода к погружным насосам для водоотлива в шахтах и на кораблях, для водоподъема из дренажных скважин. В дальнейшем он переехал в США (штат Калифорния), где создал небольшую мастерскую по изготовлению погружных электронасосов для добычи нефти – фирма «Рэда», что значит Русский электрический двигатель Арутюнова.



Рисунок 1.5 – Армаис Арутюнов – основатель компании REDA и изобретатель электропогружных насосных систем Американские нефтепромышленники отнеслись к новой технике для подъема жидкости из скважин с интересом, и в 1927 г. компания «Филипс петролиум» построила завод и основала фирму «Рэда памп» в Бартсвиле (штат Оклахома), руководство которой поручила А.С. Арутюнову.

С развитием нефтяной промышленности США развивалась и фирма «Рэда памп», оснащая промыслы высокопроизводительным оборудованием для добычи нефти (фото на Рисунке 1.6).



Рисунок 1.6 – Первое испытание погружного насоса на месторождении Эль-Дорадо, Канзас (А. Арутюнов третий справа)

В СССР работы по созданию электробуров и погружных электронасосов с погружным электрическим приводом были возобновлены в начале 1930-х гг. в Гормашпроекте группой специалистов (А.П. Островский, Н.Г. Григорян, И.В. Александров, А.А. Богданов, А.Л. Ильский и др.). Однако Отечественная война 1941–1945 гг. не позволила довести эти работы до промышленного внедрения. Лишь после окончания войны в специально созданном правительством Особом конструкторском бюро по конструированию, исследованию и внедрению глубинных бесштанговых насосов (ОКБ БН) были широко развернуты научно-исследовательские, конструкторские и другие работы по разработке, организации производства и внедрению погружных центробежных электронасосов для нефтяной промышленности [14, 22].

Выдающийся инженер и организатор Александр Антонович Богданов понимал перспективность применения установок погружных центробежных

насосов для обеспечения возможности резкого повышения темпов добычи нефти как главного фактора подъема экономики страны после войны. Во время поездки в составе советских специалистов в США на фирму РЭДА Александр Антонович утвердился в том, что для успешного применения установок УЭЦН в СССР необходимо организовать предприятие по разработке, исследованию и внедрению этих УЭЦН. Предпосылкой создания этого предприятия можно считать выступление А. А. Богданова на техническом совещании Министерства нефтяной промышленности СССР 20 декабря 1949 г. с докладом «Электрические многоступенчатые насосы для добычи нефти». Через год был издан приказ Министра нефтяной промышленности Н.К. Байбакова за №1338 от 27 сентября 1950 г. «Об организации производства бесштанговых насосов и о внедрении их в нефтяную промышленность», в соответствии с которым начальником ОКБ БН был назначен А. А. Богданов (фото на Рисунке 1.7). Создание ОКБ БН (фото на Рисунке 1.8) исторически было обусловлено открытием в тот период времени новых нефтяных месторождений в Татарии, Башкирии, Поволжье, и для осуществления планов по повышению добычи нефти в стране требовалось адекватное высокопроизводительное погружное оборудование, каковым были установки погружных центробежных насосов [22].



Рисунок 1.7.– А.А. Богданов – основатель и первый руководитель ОКБ БН



Рисунок 1.8 – Первая плеяда работников ОКБ БН, 1950 г.

Большой вклад в развитие научных и практических основ производства отечественных погружных центробежных электронасосов в СССР внесли:

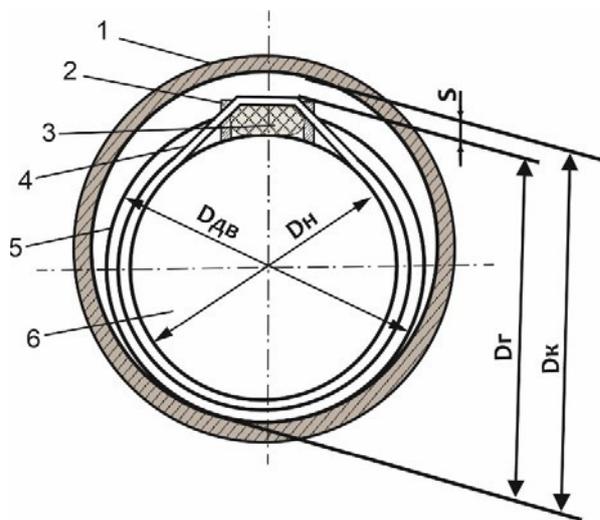
Ш.Р. Агеев, А.А. Богданов, А.С. Бодаревская, А.Н. Воронов, Н.Е. Гринштейн, Н.М. Дубовская, А.А. Джавадян, Н.Ф. Ивановский, В.Н. Ижигов, Н.С. Карелина, С.З. Кузьминов, М.А. Кузнецов, Б.Г. Карташев, П.Д. Ляпков, П.Н. Лабзенков, К.В. Лебедев, А.И. Лепеха, Р.Г. Лянц, Е.П. Никуличев, В.В. Петрова, З.С. Помазкова, Э.С. Протас, В.В. Родкин, В.Д. Резников, А.И. Рыженков, Н.В. Свердлик, А.А. Чудиновский, Ю.К. Шокальский, Я.Я. Шкадов и др., а также коллективы ХЭМЗ, завода «Борец», нефтедобывающих предприятий Татарии, Башкирии, Западной Сибири и др. [14, 22].

В послевоенные годы для быстрого восстановления и дальнейшего развития народного хозяйства страны потребовалось резкое увеличение объемов и темпов добычи нефти, что привело к новым техническим решениям в разработке и эксплуатации нефтяных месторождений, среди которых заводнение пластов с целью поддержания пластового давления, форсированный отбор жидкости из скважин и т.д. Все это привело к значительному увеличению добычи нефти механизированным способом. Если в 1960 г. в бывшем СССР механизированным способом (УЭЦН, ШГН и газлифтом) добывалось 37,8 млн т нефти (25%), то в 1990 г. добыча нефти этим способом составила 471,1 млн т, или 58,8%. Особенно быстрыми темпами возросли объемы добычи нефти и жидкости ЭЦН в 1990 г., которые составили 322 и 1621 млн т соответственно [14, 22].

Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти широко применяли в США, Канаде, Мексике, Аргентине, Венесуэле, Малайзии, Австрии, Румынии, Болгарии и ряде других стран. Однако производство этого оборудования освоено лишь в странах СНГ, США и КНР, Сингапуре (фирма «Рэда памп») и Аргентине (фирма «Центрилифт»).

Насосы этой фирмы отличаются левым направлением вращения вала (если смотреть сверху), поэтому в местах резьбовых соединений корпуса с основанием и головкой насоса, кроме пайки стыков, к ним привариваются пластины от саморазвинчивания резьб. Расположение плоского кабеля между

тонкими (2,0–2,5 мм) пластинами на корпусе насоса и двигателя не увеличивает диаметр погружного агрегата (на Рисунке 1.9 показано стрелками).



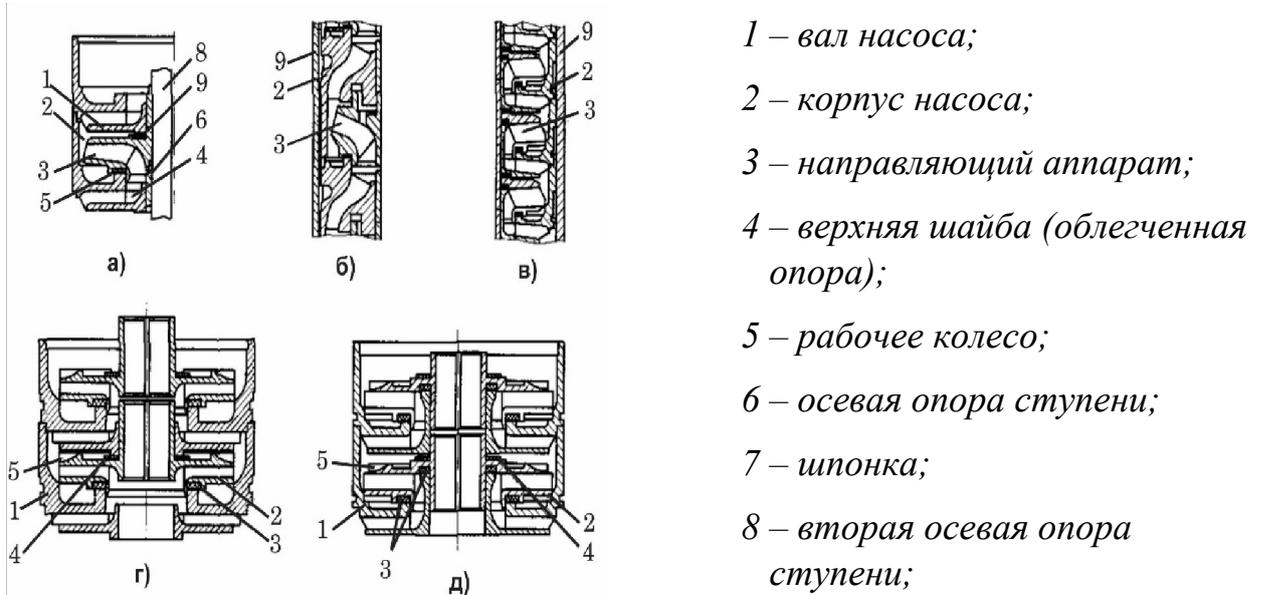
- 1 – обсадная колонна;  
 2 – защитные ребра (или кожух);  
 3 – плоский кабель; 4 –  
 металлический пояс;  
 5 – двигатель;  
 6 – насос;  
 S – зазор между внутренней  
 стенкой скважины и

*максимальным поперечным габаритом агрегата.*

Рисунок 1.9 – Схема расположения агрегата в скважине (поперечный разрез)

Все американские фирмы, в том числе и «Рэда памп», приводят рекомендации по применению насосов и двигателей (агрегатов) в скважинах определенного диаметра. Так, например, насос и двигатель, имеющие диаметры соответственно 85,9 и 95,3 мм (и даже 101,6 мм), спускают в скважину с обсадной колонной 114,3 мм, оставляя при этом минимальный зазор S между колонной и плоским кабелем 3–6 мм. Необходимо иметь в виду, что это относится к скважинам США, где трубы обсадных колонн изготовлены с высокой точностью, а в СССР обсадные колонны состояли из труб с грубыми предельными отклонениями по всем размерам [15]. Поэтому, приобретая ЭЦН, необходимо это учитывать и тщательно шаблонировать скважины.

Фирма «Рэда памп» выпускает насосы с пятой в верхней части вала и плавающими рабочими колесами аналогично отечественным насосам (Рисунок 1.10,а). Часть рабочих колес (до 40%) строго фиксируются в осевом положении на валу с помощью упоров, закрепленных в выточках на валу насоса 10 (Рисунок 1.10,г).



*а* – ступень с плавающим рабочим колесом с одной опорой;  
*б* – двухопорная ступень с плавающими рабочими колесами;  
*в* – ступень с плавающими рабочими колесами с разгрузочными отверстиями; *г* – ступень с распертыми рабочими колесами в верхней части насоса и плавающим в нижней.

Рисунок 1.10 – Конструкции ступеней погружных многоступенчатых центробежных насосов

Все фирмы, в том числе и «Рэда памп», применяют рабочие колеса как с одной осевой опорой 6 (Рисунок 1.10,а), так и с двумя опорами 6 и 8 (Рисунок 1.10,б). Такие ступени применяются в тех случаях, когда хотят уменьшить удельную нагрузку на опору. Для более легких условий эксплуатации применяются насосы с рабочими колесами с разгрузочными отверстиями 9 (Рисунок 1.10,в). Разгрузочные отверстия снижают осевую силу рабочих колес до 25%, но вместе с тем уменьшают КПД насоса на 4–6 %.

Насосы фирмы «Рэда памп» рассчитаны на работу при содержании газа на приеме до 40%. Содержание мехпримесей в жидкости допускается до 0,5 г/л, а сероводорода – до 3,5%. Эксплуатация насосов возможна при различных

температурах окружающей среды, их повышенная коррозионная стойкость достигается за счет специального покрытия деталей и корпусов агрегатов или бронирования кабеля (сплавом К-Монель) [14].

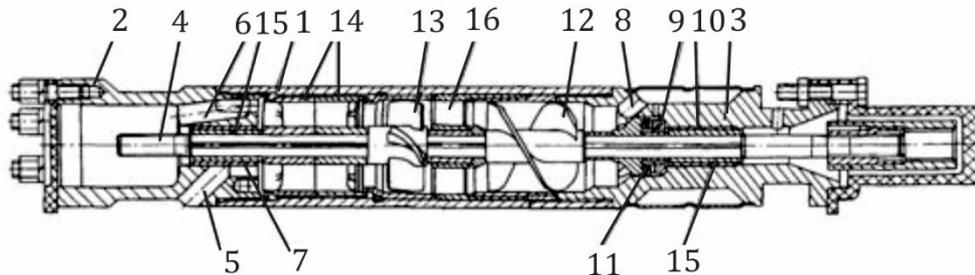
По разновидности конструкций насосов эта фирма занимает первое место среди своих конкурентов.

В 1973 г. фирма поставляла в бывший СССР в большом количестве насосы серий 338 (85,9 мм), 400 (101,6 мм) и 587 (123,7 мм) (в скобках указан наружный диаметр). Насосы указанных серий были представлены 15 типами с подачей от 54 до 950 м<sup>3</sup>/сут [16]. Значительно расширился диапазон насосов по подаче (от 13 до 1530 м<sup>3</sup>/сут) и напору. Это достигнуто главным образом за счет большого объема исследовательских и опытно-конструкторских работ и применения высококачественных материалов и технологий производства.

Впервые газосепаратор как средство борьбы с вредным влиянием газа на работу погружного центробежного насоса был разработан в ОКБ по бесштанговым насосам П.Д. Ляпковым в начале 1950-х гг. [20]. Он представляет собой устройство, состоящее из следующих четырех узлов (Рисунок 1.11):

- ступень вихревого самовсасывающего насоса, предназначенная для разделения смеси в камере и создания необходимого избыточного давления в колоколе газосепаратора;
- завихритель, состоящий из лопастного колеса типа пропеллерного насоса и специального направляющего аппарата, предназначенного для сообщения газожидкостной смеси по выходе из ступени вихревого насоса угловой скорости, необходимой для разделения газожидкостной смеси на дегазированную жидкость и свободный газ;
- камера или свободное кольцевое пространство, в котором происходит разделение смеси под действием центробежных сил;
- колокол с системой боковых и радиальных каналов, предназначенный для улавливания отсепарированного свободного газа и

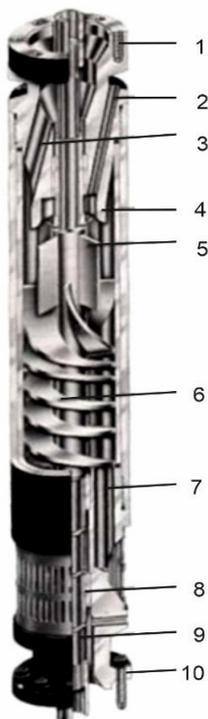
отвода его в кольцевое пространство, а также для приема из камеры разделения дегазированной жидкости и направления ее к рабочим колесам насоса.



1 – трубный корпус; 2 – головка; 3 – основание; 4 – приемная сетка и вал; 5 и 6 – две группы перекрестных каналов для газа и жидкости; 7 – втулка радиального подшипника; 8 – закрытая сетка полость с каналами для приема газожидкостной смеси; 9 – подпятник; 10 – втулка радиального подшипника; 11 – пята; 12 – шнек; 13 – осевое рабочее колесо; 14 – сепаратор; 15 – втулка радиальных подшипников.

Рисунок 1.11 – Газосепаратор ОКБ БН

Спустя несколько лет газосепараторы начали разрабатываться в США. Например, ЭЦН фирмы «Рэда памп», поставляемые в бывший СССР в 1971 г., были укомплектованы газосепараторами, созданными по типу газовых якорей, применяемых в штанговых насосах [16]. Эффективность таких



газосепараторов была невелика, не обеспечивали требуемой эффективности конструкции, разработанные и другими фирмами. В результате все без исключения перешли на газосепараторы центробежного действия по образцу газосепаратора ОКБ БН с незначительными изменениями. Последняя конструкция газосепаратора фирмы «Рэда памп» представлена на Рисунке

1.12. Она несколько отличается от предыдущей (1983 г.).

1 – верхняя головка, соединяющаяся с насосом;

2 – канал для отвода свободного газа;

- 3 – канал для подвода отсепарированной нефти к насосу;*
- 4 – разделительный колокол;*
- 5 – центрифуга;*
- 6 – шнек;*
- 7 – канал для приема газожидкостной смеси;*
- 8 – подшипник;*
- 9 – вал;*
- 10 – основание газосепаратора, соединяющееся с протектором двигателя.*

Рисунок 1.12 – Газосепаратор последней конструкции фирмы «Рэда памп»

Принцип действия газосепаратора заключается в следующем [38, 57, 58].

Газожидкостная смесь из скважины через приемную сетку поступает в канал 7, откуда попадает на первую спираль шнека 6, который поднимает ее до центрифуги 5, где под действием центробежной силы нефть отбрасывается к внутренней стенке корпуса, а газ концентрируется вокруг вала. Специальный колокол-разделитель 4 направляет дегазированную нефть по каналу 3 к первой ступени насоса. Отсепарированный газ по каналу 2 выпускается в затрубное пространство.

По данным фирмы, новый газосепаратор обеспечивает отделение до 90% газа.

Параметрический ряд двигателей фирмы «Рэда памп» изготовливают в одно-, двух- и трехсекционном исполнении. Секционные двигатели выполнены так, что каждая секция может быть превращена в отдельный самостоятельный двигатель. Двигатели готовят для работы в скважинах с температурой откачиваемой жидкости до 90 и 150 °С.

По данным фирмы «Рэда памп», новые запатентованные модульные протекторы «Рэда» полностью исключают попадание добываемой из скважины жидкости в электродвигатель, а также служат резервуаром для

смазочного материала и уравнивают внутреннее давление в электродвигателе с давлением окружающей его жидкости.

Фирма «Рэда памп» имеет несколько производственных подразделений как внутри страны, так и за рубежом. Главный завод «Рэда» находится в Бартсвиле. Площадь его основных цехов и складских помещений составляет 27870 м<sup>2</sup>. Численность работающих колеблется от 1500 до 2000 чел., но может быть значительно увеличена в зависимости от заказов. За год завод выпускает для нефтяной промышленности в среднем 2000 установок и может производить 2000–4000 ремонтов.

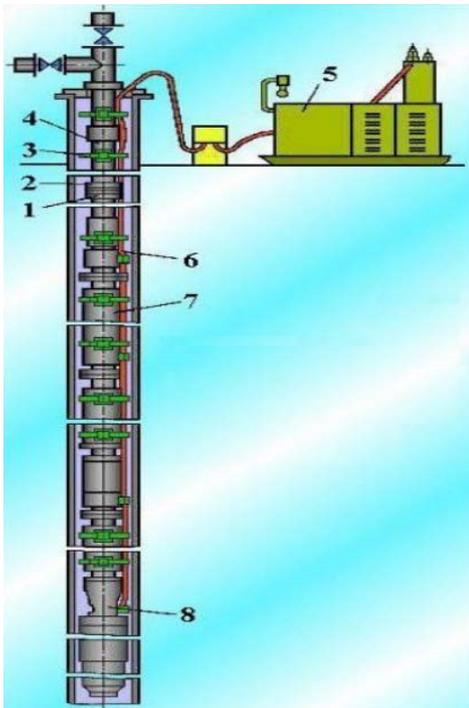
Известная фирма «Байрон Джексон» построила в г. Талса (штат Оклахома) завод по производству гидропоршневых насосов. Однако из-за отсутствия необходимого сбыта продукции в 1960-х гг. завод был перепрофилирован под производство погружных центробежных электронасосов и получил название «Центрилифт» («Байрон Джексон»).

В результате привлечения специалистов ближайшего завода «Рэда памп», хорошо знающих не только конструкцию насосов, но и технологию их производства, оснастку и приспособления для производства и эксплуатации, а также благодаря могущественному спонсору – фирме «Байрон Джексон», располагающей сильным научно-техническим центром, завод быстро освоил производство ЭЦН.

В 1982 г. «Центрилифт» перебазировался в г. Кларемор (штат Оклахома) и вошел в компанию «Хьюз». Численность работающих в фирме «Центрилифт – Хьюз» 250–300 человек, т.е. в 5–6 раз меньше чем у «Рэда памп».

Многие изделия, в том числе кабель, обмоточный провод и др. завод покупает у сторонних предприятий, но насосы и двигатели выпускает сам, внося много отличий от оборудования других производителей (Рисунок 1.13). Одним из таких отличий является смещение ловильной головки погружного агрегата от оси насоса. Сделано это для того, чтобы оставить

больше места для кабеля. Подтвердить правомочность этого решения трудно, но отличие предложенной конструкции от существующих открывает путь к патентованию. Другим отличием является то, что секции двух двигателей, точнее, статорных обмоток двигателей, соединяются не внутри двигателей, как у ЭЦН бывшего СССР и фирмы «Рэда памп», а посредством перемычки 9 из плоского кабеля и двух штепсельных головок. С одной стороны, это удобно, но с другой стороны наличие дополнительного элемента, снижает надежность установки из-за возможности повреждения перемычки при спускоподъемных операциях [17].



- 1 – обратный клапан;
- 2 – спускной клапан;
- 3 – металлические пояса крепления  
кабеля;
- 4 – НКТ;
- 5 – трансформаторная подстанция;
- 6 – кабельная линия;
- 7 – погружной центробежный насос;
- 8 – электродвигатель с  
гидрозащитой;

Рисунок 1.13 – Погружной агрегат ЭЦН фирмы «Центрилифт»

Конструкция насоса фирмы «Центрилифт-Хьюз» (название фирмы изменилось в связи с заменой спонсора) принципиально отличается от насосов других фирм.

Например, вал насоса фирмы «Центрилифт-Хьюз» не имеет пяты ни в односекционном насосе, ни в многосекционном. Осевая сила, действующая на торец вала в результате развиваемого насосом давления и веса самого вала, воспринимается пятой, расположенной в секции уплотнения

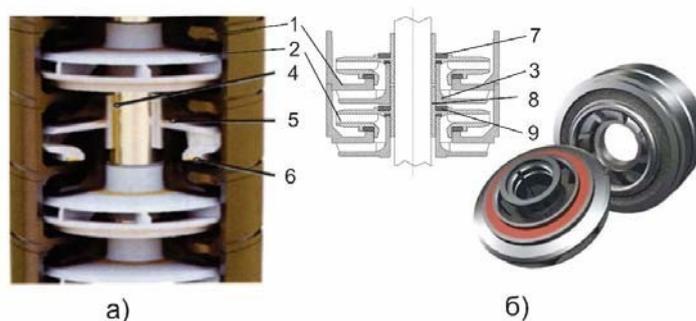
(протектора). В секционных насосах валы стыкуются, упираясь друг в друга, и образуют как-бы единый вал большой длины [132, 133, 135].

Для предотвращения изгиба и сохранения прямолинейности вала в погружном центробежном насосе, предназначенном для работы в сильно обводненных скважинах, ОКБ БН в 1954 г. разработало конструкцию насоса, в которой вместо соответствующей ступени на определенном расстоянии друг от друга устанавливались резинометаллические подшипники. Расстояние между ними, определяемое опытным путем, в зависимости от типа насоса, может изменяться от 650 до 1000 мм.

Чтобы придать устойчивость валу во время работы, фирма «Центрилифт» воспользовалась изобретением ОКБ БН и применила промежуточные резинометаллические подшипники, устанавливая их через шесть ступеней. В отличие от конструкции ОКБ БН фирма «Центрилифт» ставит резинометаллические подшипники-втулки не вместо соответствующих ступеней, а монтирует в направляющих аппаратах [132, 133, 135].

В советских и фирмы «Рэда памп» ЭЦН применялись рабочие колеса плавающего типа (Рисунок 1.14,а). Такое название колеса получили потому, что могут свободно перемещаться вдоль вала (по мере износа текстолитовых опор 3 или в случае всплытия), когда осевая сила, действующая на ведомый диск колеса 2, больше осевой силы, действующей на ведущий диск. Обычно это бывает, когда нет напора (при открытой задвижке) [17, 18, 19].

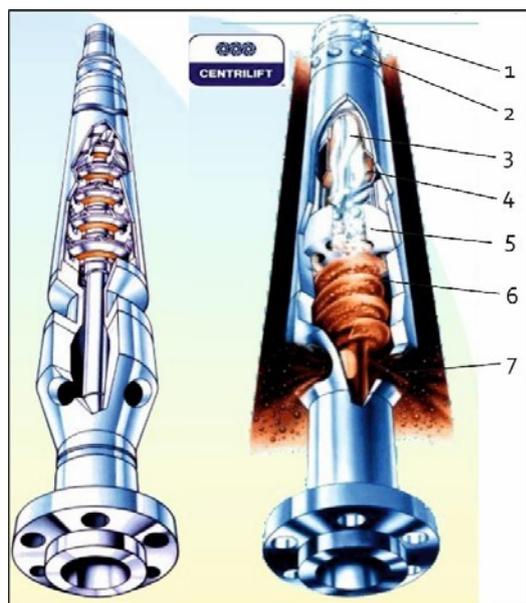
Двухопорная ступень имеет две осевые опоры 3 и 6 (Рисунок 1.14,б). Конструкция газосепаратора фирмы «Центрилифт» показана на Рисунке 1.15.



1 – направляющий аппарат; 2 – рабочее колесо; 3 – основная осевая опора;  
4 – шпонка; 5 – опорная шайба верхнего диска; 6 – опорная шайба нижнего  
диска; 7 – верхняя текстолитовая шайба;

8 – втулка второй осевой опоры; 9 – нижняя опорная шайба; а –  
ступень с плавающими рабочими колесами; б – двухопорная ступень.

Рисунок 1.14 – Ступени погружных центробежных насосов



1 – канал для отсепарированной  
жидкости;

2 – выходное отверстие для газа;

3 – направление жидкости;

4 – колокол, направляющий потоки  
жидкости и газа;

5 – центрифуга;

6 – ступень, в состав которой входят  
диагональное рабочее колесо и  
направляющий аппарат;

7 – отверстие для входа газожидкостной смеси.

Рисунок 1.15 – Газосепаратор фирмы «Центрилифт»

Допустимая общая максимальная температура нагрева двигателя «Центрилифт» с обмоткой, пропитанной эпоксидом, заполненной маслом «фризин» составляет 180°C.

В 1970–1980 гг. фирма «Центрилифт» поставляла в бывший СССР (преимущественно объединению «Куйбышевнефть») установки погружных электронасосов с гидрозащитой в виде секции уплотнения с применением разделительной жидкости. Вскоре после «Центрилифта» на гидрозащиту с разделительной тяжелой жидкостью стали переходить другие фирмы США. Не осталось в стороне и ОКБ БН [18]. Большая часть ЭЦН, закупленных у фирмы «Центрилифт» ранее, в СССР успешно эксплуатировалась в ПО «Куйбышевнефть».

#### **1.4 Установки с винтовыми насосами и электроприводом**

Установка винтового насоса состоит из статора, спускаемого в скважину на колонне насосно-компрессорных труб, ротора, спускаемого в статор на колонне штанг, и поверхностного привода, приводящего во вращение колонну штанг (Рисунок 1.16).

Наличие в насосе эластомерного статора и хромированного ротора позволяет противостоять высокому содержанию механических примесей и попутного газа. Отсутствие в УВНП клапанных узлов позволяет избежать отказов, вызванных утечками и засорением приемных и нагнетательных клапанов в штанговых насосах. Низкая чувствительность винтового насоса к свободному газу дает возможность перекачивания высокогазированных жидкостей с содержанием газа до 75%.

Установка погружного винтового насоса предназначена для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин. Она пригодна для эффективной работы с широкой гаммой жидкостей независимо от их вязкости и предназначена для работы в среде пластовой жидкости, имеющей следующие параметры: температура окружающей среды – до 120 °С; механические примеси в откачиваемой жидкости – до 350 г/л; сероводород – до 0,01 г/л; свободный газ – до 55%; гидростатическое давление – не меньше 25МПа (250 кгс/см<sup>2</sup>) [53, 86, 90, 102].

Применение винтовых насосных установок с поверхностным приводом является весьма актуальным и позволяет решать задачи, связанные со снижением себестоимости добываемой продукции. Такие установки позволяют добывать высоковязкую нефть, сокращая затраты на электроэнергию по сравнению с установками штанговых глубинных насосов, и оптимизировать процесс добычи нефти из-за отсутствия пульсаций при перекачке [86].

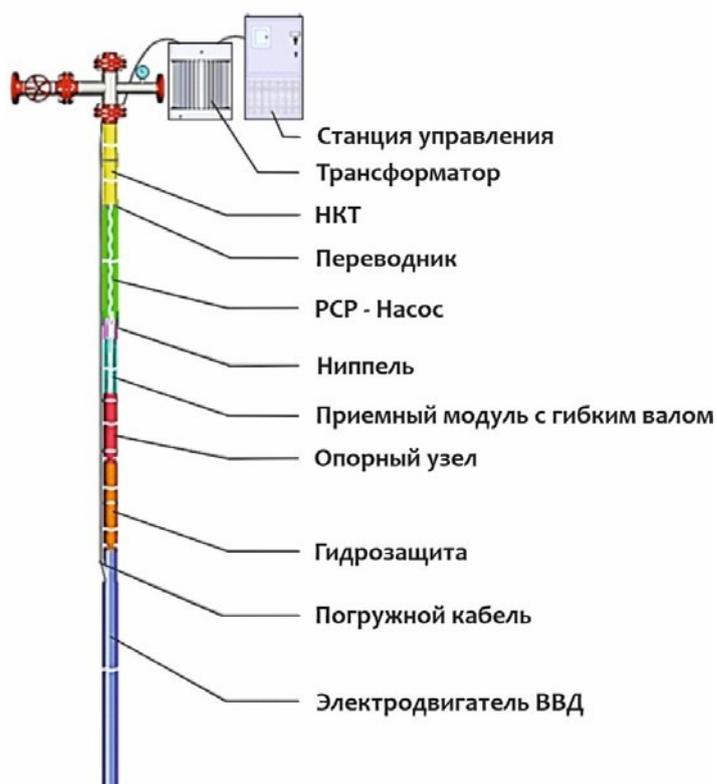


Рисунок 1.16 – Погружной винтовой насос

Анализ современного состояния запасов нефти в России показывает, что больше половины их относится к трудноизвлекаемым, причем значительную долю составляют высоковязкие нефти (30 сП и более). При эксплуатации этих месторождений использование традиционных технических средств механизированной добычи нефти (штанговые поршневые насосы, центробежные бесштанговые насосы, газлифт) малоэффективно [9, 53].

Многолетний опыт эксплуатации насосов с погружными

электродвигателями показал, что винтовые насосы являются одним из наиболее эффективных средств механизированной добычи высоковязкой нефти [114]. В России такие насосы выпускает ОАО «Ливгилромаш».

За рубежом широкое распространение получили винтовые насосы с поверхностным приводом. Ими оборудовано свыше 2500 скважин. Выпуском таких насосов занимаются известные компании Baker-Hughes, Griffin, PCM, Netzsch, Shoueller Blackmann и др.

Во всех известных промышленных конструкциях насосов с погружным и поверхностным приводом используются винтовые рабочие органы с кинематическим отношением 1:2, содержащие однозаходный металлический ротор и статор с двухзаходной резиновой обкладкой [114].

На основе многолетнего опыта конструирования, исследования и испытаний винтовых гидравлических машин [10] НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ и РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина разработали многозаходные одновинтовые насосы (Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко, А.В. Власов, В.А. Хабецкая, М.В. Шардигов).

На основе опыта изготовления винтовых забойных двигателей и потребности нефтяной промышленности в малодобитных насосах в последние годы на заводах НПО «Буровая техника» и других предприятиях начато производство опытных образцов и партии МВН, предназначенных для насосных установок с поверхностным приводом и приводом от погружного электродвигателя. Производство двух типоразмеров параметрического ряда с наружным диаметром 60 мм с кинематическим отношением 2:3 и 4:5 начато ОАО «Павловский машзавод» в 2000 г. по технической документации НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ. В настоящее время эти насосы эксплуатируются на нефтяных месторождениях Сахалинморнефтегаза, Удмуртнефти, Оренбургнефти и других компаний.

Можно предположить, что в ближайшие годы большинство из насосов параметрического ряда найдут широкое применение в нефтепромысловой технике

С целью оптимизации добычи нефти из скважин небольшой глубины на одном из старых месторождений НГДУ Жирновское ООО «ЛУКойлНижневолжскнефть» были представлены к внедрению винтовые насосные установки с поверхностным приводом ПВН2-7,5/50 «Крепыш» производства ОАО «Дмитровский ЭМЗ» [54, 55]. Их промысловые испытания были организованы ЗАО «Центр образования науки и культуры РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина» при техническом содействии ведущих инженеров НГДУ Жирновское.

На нефтепромыслы НГДУ Жирновское были поставлены для внедрения скважинные винтовые насосы, разработанные в ОАО НПО «Буровая техника» группой инженеров-конструкторов под руководством Д.Ф. Балденко.

Испытание винтовой насосной установки производилось поэтапно: монтаж установки, вывод скважины на режим и отладка поверхностного оборудования.

В процессе подконтрольной эксплуатации скважины в течение первых 3 сут установка подтвердила свою работоспособность при откачке из скважины газожидкостной продукции. Отказов в работе насоса и верхнего привода не наблюдалось, все рабочие параметры установки находились в пределах нормы. Установка безотказно отработала более 130 сут с момента запуска (23.01.2002 г.) и продолжает работать в настоящее время.

В настоящее время при добыче нефти на нефтедобывающих предприятиях России наряду с установками скважинных штанговых насосов широкое применение получили верхнеприводные винтовые штанговые насосы (ВШН) зарубежного производства. Это объясняется тем, что верхнеприводные винтовые штанговые насосы имеют ряд преимуществ [26]:

1. Малая по сравнению с УСШН масса установки, не требующая сооружения специальных бетонных фундаментов, простота конструкции, легкость монтажа и удобство обслуживания.

2. Возможность эксплуатации в широком диапазоне вязкости, плотности, парафино- и газосодержания добываемой нефти.

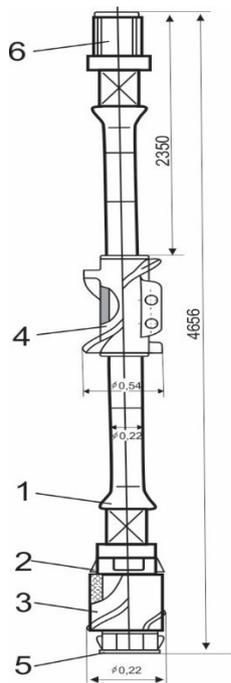
3. Высокая эффективность работы при сравнительно малых энергозатратах.

Однако опыт промышленной эксплуатации ВШН на нефтегазодобывающих предприятиях России за 1993–1995 гг. выявил ряд существенных недостатков, которые привели к значительному снижению их среднего межремонтного периода (наработки на отказ). Они связаны с частыми обрывами и отворотами насосных штанг в различных интервалах по длине колонны штанг, независимо от конструкции насосов и фирмпоставщиков.

Применяемые в настоящее время штанги длиной 8 м [36] и 7,62 м (стандарт АНИ 11В) с обычными соединительными узлами и составленные из них штанговые колонны практически непригодны к эксплуатации с верхнеприводными штанговыми насосами в наклонно направленных скважинах. Для устранения отмеченных недостатков была разработана (В. М. Валов, Г. М. Джамгаров, П. Н. Фонин) новая конструкция штанг (Рисунок 1.17) для верхнеприводных винтовых насосов, отличающихся от стандартных длиной и наличием специальной соединительной муфты [43, 105].

При работе с верхнеприводными винтовыми насосами насосные штанги новой конструкции, с одной стороны, остаются в значительной степени стандартными, соответствующими ШН по ГОСТ 13877-80 (механические свойства материалов, геометрические параметры тела штанги и соединительных элементов), с другой стороны, указанные ШНВ используются в совершенно других условиях, характеризующихся постоянными значениями осевой силы и крутящего момента. Эти

обстоятельства вызывают необходимость прочностного анализа их основных параметров.



- 1 – штанга (укороченная);  
 2 – муфта специальная; 3  
 – кожух вращающийся  
 (полиуретановый);  
 4 – скребок-центратор  
 (полиуретановый);  
 5 – пробка предохранительная;  
 6 – колпачок

Рисунок 1.17 – Штанга для верхнеприводных винтовых насосов

Выпускаемые в настоящее время установки винтовых насосов с поверхностным приводом (УВНП) лишены недостатков, вызванных высоким содержанием механических примесей в добываемой продукции, и обеспечивают безотказную работу при содержании механических примесей до 10% при подачах от 5 до 50 м<sup>3</sup>/сут [42]. Типоразмерный ряд современных зарубежных установок предусматривает выпуск установок с подачей до 200–250 м<sup>3</sup>/сут.

В современных условиях применения нефтепромыслового оборудования установки винтовых насосов с поверхностным приводом могут стать альтернативой установкам штанговых глубинных насосов в условиях повышенного содержания механических примесей и газа в добываемой продукции. Применение установок винтовых насосов с поверхностным приводом позволяет сократить затраты на электроэнергию в среднем на 40–50 % по сравнению с СШНУ, что в конечном итоге приводит к уменьшению

себестоимости добываемой продукции. Отсутствие громоздкого металлоемкого поверхностного привода позволяет использовать установки винтовых насосов в природоохранных зонах.

### 1.5 Установки со струйными насосами

На нефтедобывающих промыслах давление на устье добывающих скважин бывает довольно высоким. Решить проблему снижения устьевого давления добывающих скважин можно, например, используя принципиальную технологическую схему (Рисунок 1.18), где в состав оборудования платформы включен поверхностный струйный насос (СН) 5. Здесь предусматривается одновременное снижение давления на устье фонтанной скважины 6 и обеспечение давления, необходимого для дальнейшей транспортировки ее продукции в общей системе сбора скважинной продукции [136].

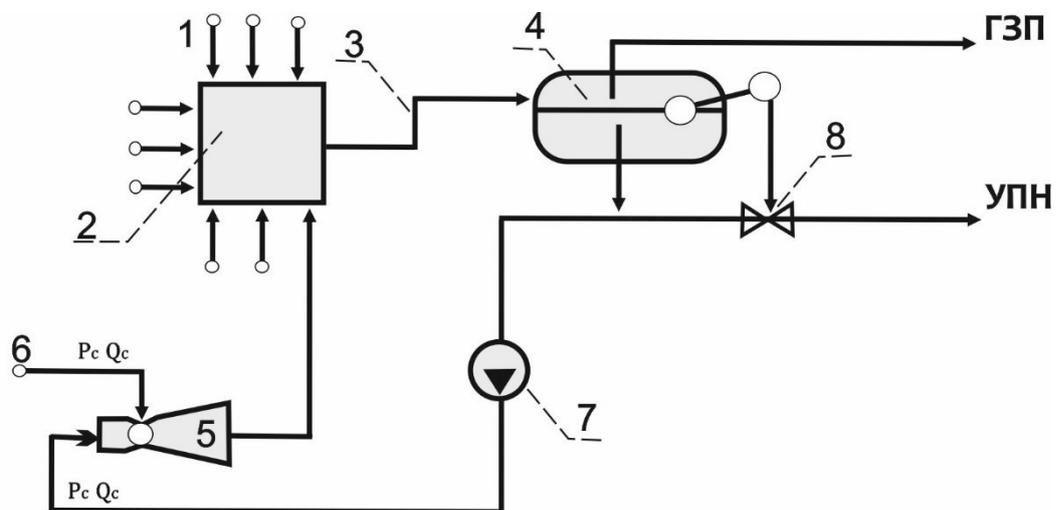


Рисунок 1.18 – Схема установки струйного насоса

Поверхностный струйный насос – доступный по цене, малогабаритный аппарат, который можно встроить в существующую на платформе систему сбора и подготовки без ее серьезных изменений.

Установка работает следующим образом. Допустим, что продукция фонтанной скважины 6 и других скважин имеет одинаковый состав или

незначительно отличается, что допускает их смешивание, поэтому продукция этих скважин может быть направлена в единую систему сбора и подготовки. Продукция добывающих скважин через выкидные линии 1 поступает в автоматизированную групповую замерную установку (АГЗУ) 2 и далее через сборный коллектор 3 поступает в сепаратор 4, где происходит отделение газа от жидкости. Отсепарированный газ направляется дальше на ГЗП. Часть отсепарированной нефти в качестве рабочей жидкости насосом 7 подается к СН 5, а избыточная жидкость подается через регулирующий клапан 8 в технологический комплекс дальнейшей подготовки. Роль сепаратора в этой схеме заключается в уменьшении объема свободного газа в рабочем потоке, который в больших количествах снижает КПД [136].

Применение СН позволяет снизить устьевое давление фонтанной скважины от 1,5 до 0,5 МПа и повысить ее производительность со 137 до 202 м<sup>3</sup>/сут. Аналогичные расчеты показывают, что при снижении устьевого давления до 0,75 МПа производительность также повышается, но на 12 м<sup>3</sup>/сут меньше, т.е. до 190 м<sup>3</sup>/сут [136].

## 1.6 Выводы по главе 1

1. На основании собранного и исследованного материала воссоздана целостная историческая картина развития добычи нефти насосными установками. Общими недостатками способов механизированной добычи с помощью СШНУ и ГПНУ являются неустойчивость к повышенному содержанию газа и механических примесей, неудовлетворительная работа в наклонно направленных и искривленных скважинах, а также сложность в обслуживании. Гидропоршневыми установками с закрытой циркуляцией рабочей жидкости (воды с присадками) успешно эксплуатируются скважины с небольшим газовым фактором. Установки СШНУ используются в основном при добыче нефти из мало- и среднедебитных скважин, имеют громоздкий, металлоемкий поверхностный привод, требующий значительных

капитальных затрат, сопровождаются высокими трудозатратами и эксплуатационными затратами на электроэнергию.

2. Многолетний опыт эксплуатации установок электроцентробежных насосов показал, что УЭЦН применяются при добыче нефти из средне- и высокодебитных скважин, имеют высокую стоимость. При больших отборах жидкости из скважины установки ЭЦН наиболее экономичны и наименее трудоемки при обслуживании по сравнению с компрессорной добычей и подъемом жидкости насосами других типов. При больших подачах энергетические затраты на установку относительно невелики. Обслуживание установок ЭЦН просто, так как на поверхности размещаются только станция управления и трансформатор, не требующие постоянного ухода.

Применение газовых сепараторов позволяет значительно улучшить эффективность работы УЭЦН. При этом наиболее перспективным является газосепаратор центробежного типа. Центробежные газосепараторы позволяют отсепарировать газ из поступающей в насос скважинной продукции до безопасной для насоса величины при объемной доле свободного газа в продукции перед входом в газосепаратор до 70%.

3. Установлено, что винтовые насосы являются одним из наиболее эффективных средств механизированной добычи высоковязкой нефти. Наличие в насосе эластомерного статора и хромированного ротора позволяет противостоять высокому содержанию механических примесей и попутного газа. Отсутствие в УВНП клапанных узлов позволяет избежать отказов, вызванных утечками и засорением приемных и нагнетательных клапанов в штанговых насосах. Низкая чувствительность винтового насоса к свободному газу дает возможность перекачивания высокогазированных жидкостей с содержанием газа до 75%.

4. Показана роль ученых, инженеров и специалистов, внесших значительный вклад в развитие насосного способа добычи нефти.

## **2 АПРОБАЦИЯ ГИДРОПОРШНЕВЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК В СКВАЖИНАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР»**

### **2.1 Обоснование выбора механизированного способа добычи нефти на месторождении «Белый Тигр»**

В 1989 г. в НИПИморнефтегаз СП «Вьетсовпетро» в соответствии с планом НИиОКР на 1987–1990 гг., утвержденным решениями VIII, IX и X заседаний Совета СП «Вьетсовпетро» выполнялась работа «Техника и технология добычи высокопарафинистых нефтей» (Е.Г. Арешев, Р.А. Сафаров, Ч.Ш. Фьет, А.М. Касумов и др.) [24, 112, 126, 127, 128].

Целью исследования стала разработка комплекса решений по технике добычи нефти на месторождении фонтанным и механизированным способами.

В работе было проведено обоснование выбора механизированного способа добычи нефти и показаны результаты внедрения гидropоршневого насосного способа эксплуатации на месторождении «Белый Тигр».

Известно, что выбор способа эксплуатации скважин начинается с анализа информации о геологических характеристиках месторождения, о свойствах нефти, газа и воды, возможных отборах из скважин, на основании которых определяют техническую целесообразность применения различных способов эксплуатации скважин. При этом необходимо также учитывать технико-технологические, климатические, орографические, экономические, социальные факторы [32].

Каждая группа факторов прямо или косвенно влияет на выбор того или иного способа эксплуатации скважин в данном регионе и может быть определяющей при принятии окончательного решения. Если при данной совокупности условий добычи нефти оказывается приемлемым единственный способ эксплуатации скважин, то анализ на этом заканчивается. Если же возможно применение нескольких способов, то для окончательного выбора используются экономические или другие критерии.

Таким образом, при проектировании способа добычи нефти необходимо знать преимущества и недостатки различных способов эксплуатации, а также иметь методики их технико-экономического-расчета [32, 90, 96].

Специалистами ВНИПИморнефтегаз (г. Москва) на основе техникоэкономического анализа способов механизированной добычи нефти для условий месторождения «Белый Тигр» установлено, что газлифт является наиболее экономически эффективным по сравнению с другими способами эксплуатации [104] (с помощью электроцентробежных насосов и гидропоршневых насосных установок), и обосновано строительство компрессорной станции и объектов газлифтного цикла. В работе отмечалось, что применение электроцентробежных насосов как способа механизированной добычи целесообразно при обводненности продукции скважин свыше 90% [32].

С целью определения области применения ГПНУ и ЭЦН для эксплуатации скважин механизированным способом до строительства газлифтного цикла на месторождении «Белый Тигр», в плане НИиОКР СП «Вьетсовпетро» на 1988 г. (прил. 13 п. 17.3) предусматривалась разработка конструкторской документации на опытно-промышленную установку по механизированной добыче нефти на морских стационарных платформах (МСП) [74, 89, 97].

Конструктивно гидропоршневая насосная установка представляет собой: скважинный насос и гидродвигатель, объединенные в один агрегат – гидропоршневой погружной насосный агрегат (ГПНА), колонны насоснокомпрессорных труб, блок подготовки рабочей жидкости и насосный блок [117, 118, 131].

Насосный блок преобразует энергию приводного двигателя (электродвигатель или ДВС) в механическую энергию потока рабочей жидкости, гидропоршневой погружной насосный агрегат преобразует

энергию рабочей жидкости в энергию откачиваемой пластовой жидкости, система колонн НКТ является каналами для рабочей и пластовой жидкостей, а блок подготовки рабочей жидкости служит для очистки пластовой жидкости от газа, песка и воды перед использованием ее в качестве рабочей в силовом насосе [74, 80, 117, 118, 131].

Гидропоршневые установки позволяют эксплуатировать скважины с динамическим уровнем до 4500 м, с максимальным дебитом до 1200 м<sup>3</sup>/сут при высоком содержании в пластовой жидкости воды (до 98%), песка (до 2%) и агрессивных компонентов [117, 118, 131].

## **2.2 Подготовительные работы к пробной эксплуатации гидропоршневых насосных установок на месторождении «Белый Тигр»**

В 1980-х гг. в результате технико-экономических исследований была установлена целесообразность широкого применения гидропоршневых насосных установок для эксплуатации нефтяных скважин на многих месторождениях Западной Сибири.

Известно несколько схем обустройства скважин для ГПНУ, но наиболее подходящей для месторождений Западной Сибири оказалась однетрубная схема с пакером для свободных ГПНУ (СОПО). Она проста и может быть использована для обустройства скважин любой глубины и с любыми углами наклона, однако при ее использовании предъявляются повышенные требования к качеству эксплуатационных колонн, в частности, к их герметичности [63].

В отличие от других механизированных способов эксплуатации, применяемых в Западной Сибири, по схеме СОПО замена ГПНУ может производиться без бригады подземного ремонта скважин и без их глушения, но в этом случае на устьях должны устанавливаться лубрикаторы для ГПНУ и мачты с ручными лебедками. Оборудование для обустройства скважины и глубину спуска пакеров подбирают в соответствии с их характеристиками.

Использование лубрикаторов для ГПНУ, устанавливаемых на устьях скважин, позволяло в условиях Западной Сибири производить замену глубинных агрегатов без глушения скважин.

Поскольку по схеме СОПО эксплуатационная колонна скважины использовалась в качестве гидравлической связи наземного и глубинного агрегатов, к ее герметичности предъявлялись повышенные требования, аналогичные требованиям к газлифтным скважинам.

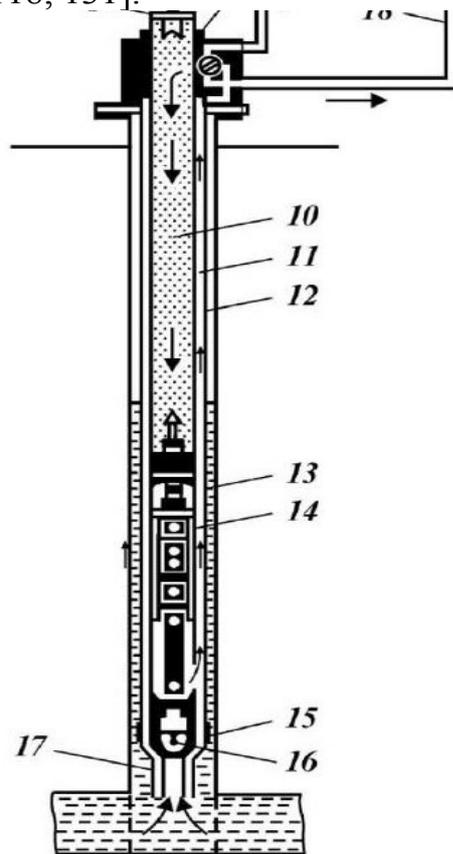
Установку обратного клапана седла ГПНУ в условиях Западной Сибири можно осуществлять простым сбрасыванием его в колонну НКТ без использования специального инструмента.

Подготовленные к внедрению в СП «Вьетсовпетро» блочные автоматизированные установки гидропоршневых насосов были предназначены для добычи нефти из 2–8-ми глубоких кустовых наклонно направленных скважин в заболоченных и труднодоступных районах Западной Сибири и других районах [117, 118, 131].

Гидропоршневая насосная установка (Рисунок 2.1) состоит из поршневого гидравлического двигателя и насоса 14, устанавливаемого в нижней части труб, силового насоса 3, расположенного на поверхности, емкости 1 для отстоя жидкости и сепаратора для её очистки. Насос 14, сбрасываемый в трубы 18, садится в седло 13, где уплотняется в посадочном конусе 15 под воздействием струй рабочей жидкости, нагнетаемой в скважину по центральному ряду труб 18. Золотниковое устройство направляет жидкость в пространство над или под поршнем двигателя, который совершает вертикальные возвратно-поступательные движения [117, 118, 131].

Нефть из скважин всасывается через обратный клапан 16, направляется в кольцевое пространство между внутренним 11 и наружным 12 рядами труб. В это же пространство из двигателя поступает отработанная жидкость (нефть),

т.е. по кольцевому пространству на поверхность поднимается одновременно добываемая рабочая жидкость [117, 118, 131].



- 1 – емкость для рабочей жидкости; 2 – всасывающий трубопровод;  
 3 – силовой насос; 4 – предохранительный клапан;  
 5 – манометр; 6 – напорный трубопровод; 7 – дроссель; 8 – ловитель для захвата погружного агрегата; 9 – четырехходовый кран; 10 – центральная 73 мм колонна; 11 – колонна насосных труб для подъема жидкости; 12 – обсадная колонна; 13 – седло погружного агрегата; 14 – погружной гидropоршневой насосный агрегат; 15 – посадочный конус; 16 – обратный клапан; 17 – манжетное уплотнение; 18 – выкидной трубопровод погружного агрегата; 19 – трап; 20 – отвод газа; 21 – трубопровод для нефти;

Рисунок 2.1 – Схема компоновки оборудования гидropоршневой насосной установки

При необходимости подъема насоса изменяется направление нагнетания рабочей жидкости – её подают в кольцевое пространство. Различают гидропоршневые насосы одинарного и двойного действия, с отдельным и совместным движением добываемой и рабочей жидкостей и т.д. [117, 118, 131].

Для пробной эксплуатации на месторождении «Белый Тигр» были выбраны УГН 100-200-18, которые предназначены для откачки пластовой жидкости с содержанием механических примесей не более 0,1 г/л, сероводорода – не более 0,01 г/л, воды не более 99%. Температура откачиваемой жидкости не ниже 40 °С, а в месте установки насоса – не более 120 °С. Плотность нефти в нормальных условиях не превышает 870 кг/м<sup>3</sup>, вязкость – не более 15 сСт. Появление свободного газа на приеме гидропоршневого агрегата по техническим условиям эксплуатации не допускается [24, 110, 111].

Рабочая жидкость – нефть с содержанием воды не более 25%, механических примесей не более 0,032 г/л при крупности зерна не более 25 мкм, свободного газа по объему не более 2%. Давление нагнетания агрегата составляет 18 МПа, расход рабочей жидкости – 138 м<sup>3</sup>/сут на агрегат, при комплектации установки силовыми агрегатами 25 РСР-5-60 производства ЧССР (Чехия), число двойных ходов в минуту 8–58. Наиболее эффективная область применения гидропоршневых насосов агрегатов – 40–100 м<sup>3</sup>/сут при давлении нагнетания до 18 МПа и при числе двойных ходов в минуту 22–58.

Для опытно-промышленной эксплуатации скважин гидропоршневыми насосными установками на СП «Вьетсовпетро» было поставлено два образца из опытной партии блочных автоматизированных установок УГН 100-200-18, предназначенных для добычи нефти в Западной Сибири из 2–8 кустовых наклонно-направленных скважин с внутренним диаметром 117,7–121,7 мм [24]. Обе установки УГН 100-200-18 были смонтированы на МСП-1 с целью перевода на механизированную добычу нефти скважин, прекративших

фонтанирование или значительно снизивших дебит по сравнению с первоначальным.

Испытание опытных образцов было решено провести в скважинах 21 и 28 в двух конструктивных исполнениях внутрискважинного оборудования. В скважину 21 гидропоршневой насосный агрегат решили опустить с 2-х рядным лифтом и установкой под башмак газового якоря для проверки возможности эксплуатации ГПНУ с забойным давлением ниже давления насыщения, а в скважину 28 – установку одним рядом НКТ и пакером [24, 59, 68, 73]. Характеристика скважин перед установкой в них гидропоршневых насосных агрегатов:

#### 1. Характеристика скв. № 21:

- эксплуатационная колонна – 168 мм, глубина спуска – 2918 м;
- искусственный забой – 2908 м;
- давление опрессовки эксплуатационной колонны – 220 атм;
- интервал перфорации: 2891–2845 м;
- объект: нижний миоцен, 23 – горизонт;
- лифт двухрядный: первый ряд: 73 мм, НКТ – 880 м; 114 мм, НКТ – 1992 м; второй ряд: 73 мм, НКТ – 1947 м;
- башмак НКТ на глубине 2886 м;
- пусковая муфта  $\varnothing 1,5$  мм на глубине 2300 м;
- пластовое давление 192 атм; Состояние скважины:
- бурение скважины окончено 23.03.1987 г.;
- после перфорации в интервале: 2894–2884 м, 2882–2875 м, 2866–2860 м, 2857–2845 м в скважину спущен лифт следующей конструкции: I ряд – 73 мм, НКТ – 871,71 м; 114 мм, НКТ – 1982,12 м; II ряд – 73 мм, НКТ – 1947,17 м.

#### 2. Характеристика скважины №28:

- эксплуатационная колонна – 168 мм, глубина спуска – 2950 м;
- искусственный забой – 2932 м;
- давление опрессовки эксплуатационной колонны – 115 атм;

- интервал перфорации: 2835–2843 м; 2854–2868 м: нижний миоцен, 23 горизонт;

- лифт однорядный: первый ряд: 73 мм, НКТ – 1414 м; 114 мм, НКТ – 1437 м (2851 м);

- башмак НКТ установлен на глубине 2866 м;

- пластовое давление – 209 атм на глубине 2030 м.

Состояние скважины. Скважина введена в эксплуатацию 26.08.1986 г. фонтанным способом со следующими параметрами: диаметр штуцера – 8 мм,  $P_{\text{бyf}}=12-13,5$  атм,  $P_{\text{к}} = 57-60$  атм,  $P_{\text{затр}} = 0$ ,  $Q_{\text{н}} = 34,4$  т/сут.

К концу 1986 г. дебит скважины снизился до 10–15 т/сут,  $P_{\text{бyf}} = 1-5$  атм,  $P_{\text{к}} = 40$  атм,  $P_{\text{затр}} = 55$  атм; температура жидкости на устье снизилась до 27–28 °С; началось отложение парафина в фонтанной арматуре и манифольде. Периодически производилась промывка манифольда горячей нефтью, закачкой ее в объеме 2–3 м<sup>3</sup> в кольцевое пространство.

С 28.12.1986 г. по 06.01.1987 г. в скважине был произведен капитальный ремонт с «дострелом» в интервале 2868–5–2854 м, 2846–5–2835 м. Интервал 2866–2868 м вскрывался впервые. После освоения скважины существенного увеличения дебита нефти не произошло. Скважина фонтанировала через штуцер диаметром 6 мм с дебитом нефти 20 т/сут, который вскоре снизился до 11–14 т/сут при  $P_{\text{бyf}} = 6-12$  атм,  $P_{\text{к}} = 55-64$  атм,  $P_{\text{затр}} = 68-78$  атм.

Периодически проводилась обработка горячей нефтью при закачке 2–3 м<sup>3</sup> ее в затрубное пространство. К 01.06.1988 г. скважина эксплуатировалась периодически, и планировалось перевести скважину на механизированный способ эксплуатации гидропоршневой насосной установкой УГН 100-200-18.

Необходимо отметить, что ввиду отсутствия в ПДНГ (предприятие по добыче нефти и газа) к моменту перевода скважин на механизированный способ эксплуатации 114 мм НКТ, гидропоршневой агрегат в скважину 21 был спущен не на максимальную глубину с целью обеспечения возможности потенциального отбора с помощью УГН 100-200-18, а башмак

гидропоршневого агрегата был установлен на глубине 2610 м, т.е. на 235 м выше верхнего интервала перфорации, что привело к значительному снижению добывных возможностей скважины [24].

В скважине 28 пакер был установлен на глубине 2760 м, на 75 м выше верхнего интервала перфорации, что также привело к некоторому снижению возможного отбора. При весьма низких коэффициентах продуктивности скважин 21 и 28 (по данным исследования, коэффициент продуктивности скв. №21 не превышал 0,1 т/атм·сут, а скв. №28 – 0,15 т/атм·сут), установка гидропоршневых агрегатов на указанных выше глубинах привела к ухудшению условий их испытаний [24].

Исходные данные для расчета технологических параметров работы гидропоршневых агрегатов в скважинах 21 и 28, представлены в Таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Исходные данные для расчета технологических параметров работы гидропоршневых насосных установок типа УГН 100-200-18

№ п/п	Номера скважин	Фильтр	Текущее пластовое давление, атм	Забойное давление, атм	Буферное давление, атм	Коэффициент проводности, м <sup>3</sup> /атм·сут
1	21	2894-2845	192	107	5	0,1
2	28	2868-2835	208	107	5	0,15

Был проведен расчет параметров откачки УГН 100-200-18 в скважине 21 с учетом наличия газового сепаратора на приеме насоса с коэффициентом сепарации, равным 0,5, определен возможный дебит скважины, равный 10 м<sup>3</sup>/сут, и параметры откачки ГПНУ: 6,5 двойных ходов в минуту, давление нагнетания силовой жидкости на устье 70 атм, расход силовой жидкости – 16,5 м<sup>3</sup>/сут.

### **2.3 Пробные испытания гидропоршневых насосных установок в скважинах месторождения «Белый Тигр»**

Опытно-промышленные испытания УГН 100-200-18 в скважинах 21 и 28 были проведены работниками НИПИморнефтегаз и ПДНГ СП «Вьетсовпетро» (М.Ф. Каримов, Н.В. Кань, И.П. Павлов, Х.В. Бик и др.).

С начала августа 1988 г. на МСП-1 проводились пуско-наладочные работы по испытанию устьевого, насосного оборудования, подбору НКТ, спуску и подъему фальш-насоса [59, 68]. Например, при спуске фальш-насоса в скважину 21 последний застрял на глубине 1970 м, и по этой причине пришлось извлечь НКТ (73 мм) с высаженными концами и заменить их новыми гладкими трубами.

Первый опытный погружной насос проработал в скважине 9 ч при давлении рабочей жидкости 40–45 атм и 17 двойных ходов в минуту, а затем, прекратил подачу.

После подъема погружного агрегата произошел порыв двух уплотнительных манжетов, которые были заменены на новые, и агрегат снова опустили в скважину [24]. Агрегат был запущен в работу при давлении в 118 атм, затем давление снизилось до 50–55 атм при 18 двойных ходов в минуту. Работа агрегата периодически срывалась из-за попадания пластового газа на прием насоса. Первый спуск погружного агрегата в скважину 28 оказался неудачным из-за того, что последний застрял в НКТ. Пришлось извлечь НКТ с застрявшим в ней насосом, в скважину спустили новый погружной агрегат, который проработал в скважине в течение 7 ч при давлении в 90 атм. Число двойных ходов установить не удалось ввиду большой величины рабочего давления. При извлечении погружного агрегата оказались порванными уплотнительные элементы [24].

Насос был снова извлечен и заменен другим погружным агрегатом, который был установлен в седле насоса и запущен в работу при давлении в 60 атм. Устье скважины оборудовали регистрирующим прибором,

разработанным в НИПИморнефтегаз совместно с ПДНГ СП «Вьетсовпетро», позволяющем диагностировать состояние ГПНУ в процессе его работы (Р.А. Сафаров, В.И. Предчук, Ле Ба Туан и др.).

Прибор позволял четко фиксировать число двойных ходов в минуту и регистрировать состояние ГПНУ при поступлении газа на прием насоса. Через два часа после запуска погружного агрегата в работу были зафиксированы отдельные случаи попадания газа на прием насоса. При этом, насос работал при  $P_{раб} = 4-6$  атм с числом двойных ходов в минуту, равном 11, и теоретической производительностью  $28,7 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Еще через час работы погружного агрегата наблюдались периодические срывы работы ГПНУ в течение 2–3 мин из-за прорывов газа. Затем работа установки стабилизировалась, но погружной агрегат начал работать со значительным незаполнением цилиндра из-за влияния газа. При этом возникали значительные колебания как рабочего давления (6–12 атм), так и числа двойных ходов в минуту (9–14) [24].

Худшие условия работы оказались при испытании ГПНУ в скважине 21, где лифт имел двухрядную конструкцию, и продукция скважины поднималась на поверхность по кольцевому зазору 73 и 114 мм НКТ. Снижение забойного давления ниже давления насыщения и эксплуатация ГПНУ с наличием свободного газа на приеме насоса приводила к периодическому выбросу жидкости из кольцевого зазора, резкому увеличению перепада между давлением рабочей жидкости и давлением в кольцевом пространстве на выходе жидкости из насоса, что приводило к срыву работы ГПНУ [24].

Ввиду того, что нижний предел производительности УГН 100-200-18, равный  $15-20 \text{ м}^3/\text{сут}$ , значительно превышает возможности отбора из скважин 21 и 28, при откачке с забойным давлением выше давления насыщения из-за низких коэффициентов продуктивности в этих скважинах не

удалось добиться устойчивости работы ГПНУ, поэтому пришлось перейти к их периодической эксплуатации [24].

Для более полных испытаний гидропоршневых установок, с целью определения их межремонтного периода и рабочих характеристик в условиях эксплуатации в скважинах месторождения «Белый Тигр», необходимо было их испытание в более высокопроизводительных скважинах.

Дальнейшее испытание гидропоршневой установки было решено провести в скважинах 36 и 27, из которых возможен отбор 50–60 м<sup>3</sup>/сут при зайойном давлении выше давления насыщения.

Однако испытания ГПНУ в скв. №27 не удалось провести из-за негерметичности пакера и НКТ. В результате опрессовки и последующего извлечения оборудования из скважины был подтвержден факт негерметичности пакерного узла. Испытания ГПНУ в скв. №36 также были затруднены значительной сложностью спуска и установки погружного агрегата в седле установки. Была обнаружена незначительная негерметичность или в НКТ, или из-за неплотной посадки погружного агрегата в седле. После запуска установки работа погружного агрегата несколько стабилизировалась спустя 15 ч при расходе рабочей жидкости 70 м<sup>3</sup>/сут и дебите скважины 38 м<sup>3</sup>/сут. Такое соотношение расхода силовой жидкости и дебита скважины свидетельствовало о неполадках в узле погружного агрегата. После остановки скважины повторный запуск установки осуществить не удалось. При попытке извлечь погружной агрегат из скважины, последний застрял в НКТ на глубине примерно 1600 м, и все усилия по его извлечению оказались безуспешными. Скважина фактически простаивала до июля 1989 г., после чего все внутрискважинное оборудование из скважины было извлечено [24].

Таким образом, опытно-промышленные испытания УГН 100-200-18 в скважинах МСП-1 показали, что как устьевое, так и внутрискважинное оборудование на момент испытания насосов не являлись подготовленными.

Низким оказалось также качество заводского изготовления оборудования, и перед спуском внутрискважинного оборудования в скважину требовалась его полная разборка и доводка узлов до работоспособного состояния.

По результатам испытаний можно сделать вывод о возможности использования ГПНУ в высокообводненных среднедебитных скважинах при эксплуатации последних с забойным давлением выше давления насыщения. Возможность же их широкого применения на месторождении «Белый Тигр» при механизированной добыче нефти даже в сильно обводненных скважинах до строительства объектов газлифтного цикла вызывала значительные сомнения.

Опытно-промышленные испытания в 1988 г. гидропоршневых насосных установок типа УГН 100-200-18 в ряде малodeбитных скважинах МСП-1 показали неработоспособность таких установок при откачке газожидкостной смеси. Эксплуатация высокодебитных скважин с забойными давлениями выше давления насыщения насосами такого типа не представлялась возможным [24].

Попадание газа в насос заметно ухудшает его характеристики, изменяет условия преобразования механической энергии рабочего колеса в гидравлическую, с увеличением количества свободного газа КПД преобразования снижается. В связи с этим резко снижается подача насоса, его напор и КПД, работа насоса становится нестабильной. На эффективность работы насоса определенное влияние оказывает плотность жидкости, и с увеличением количества газа этот показатель значительно ухудшается. При снижении плотности жидкости вследствие наличия в ней газа, естественно, снижается напор насоса. Причиной снижения КПД насоса является расход части энергии на сжатие газа.

Рассматривались также альтернативные способы механизированной добычи – с помощью электроцентробежных насосов. В результате исследований, проведенных во ВНИИнефть (г. Москва) с использованием

пакета прикладных программ «Подбор», а также в НИПИморнефтегаз СП «Вьетсовпетро» расчетными методами было установлено (Р.А. Сафаров, Ч.Ш. Фьет, Н.В. Кань, Л.Б. Туан и др.) [32]:

1. Технологические ограничения на глубину спуска (1800–2000 м) и газосодержание продукции на приеме насоса не позволяют использовать установки стандартной компоновки как отечественных, так и зарубежных фирм при обводненности продукции менее 80–90 %.

2. Ограничение температуры-перекачиваемой среды (90 °С) не позволяли применить установки отечественного производства, которые не были рассчитаны на высокие температуры.

3. Эксплуатация скважин с обводненностью свыше 50% возможна с помощью УЭЦН с газосепараторами центробежного типа.

В то же время сведения об опыте использования установок с сепараторами зарубежных фирм отсутствовали. Что касается вопроса применения гидропоршневых установок, то промышленностью СССР был освоен лишь один тип – УГН 100-200-18, который не мог использоваться, как отмечено выше, для эксплуатации малодобитных скважин и при температурах откачиваемых жидкостей свыше 100 °С. Другим ограничивающим фактором для их применения, как это было установлено опытной эксплуатацией УГН 100-200-18 в малодобитных скважинах МСП-1, являлась невозможность их использования при наличии свободного газа на приеме насоса [32].

Установки УГН 100-200-18 предназначены для откачки пластовой жидкости с содержанием механических примесей не более 0,1 г/л, сероводорода – не более 0,01 г/л, воды – не более 99%. Содержание свободного газа на приеме гидропоршневого агрегата, по техническим условиям его эксплуатации, не допускается. Испытание установки проводилось в скважине 21 МСП-1, в продукции которой отсутствовала вода и механические примеси. Однако малодобитные скважины на месторождении

эксплуатировались при забойных давлениях ниже давления насыщения, и для исключения или снижения воздействия свободного газа установка была спущена на 114 × 73 мм НКТ без пакера и с газовым якорем на приеме насоса. Рабочая жидкость нагнеталась по 73 мм НКТ, продукция скважины вместе с рабочей жидкостью поднималась по кольцевому пространству 114 мм и 73 мм труб, а сепарируемый газ по затрубному пространству. Для регистрации рабочего цикла гидропоршневой установки на линии нагнетания рабочей жидкости был установлен прибор, переоборудованный на базе регистрирующего диафрагменного расходомера ДСС-734 Н (Рисунок 2.2). Несмотря на наличие газового сепаратора на приеме насоса, исключить попадание газа в насос не удалось. Добиться устойчивой работы насоса при давлении на приеме насоса ниже давления насыщения не удалось. Пришлось эксплуатировать скважину периодически, так как нижний предел устойчивой работы ГПНУ по производительности превышал добывные возможности скважины при давлении, на глубине установки ГПНУ, выше давления насыщения [24].

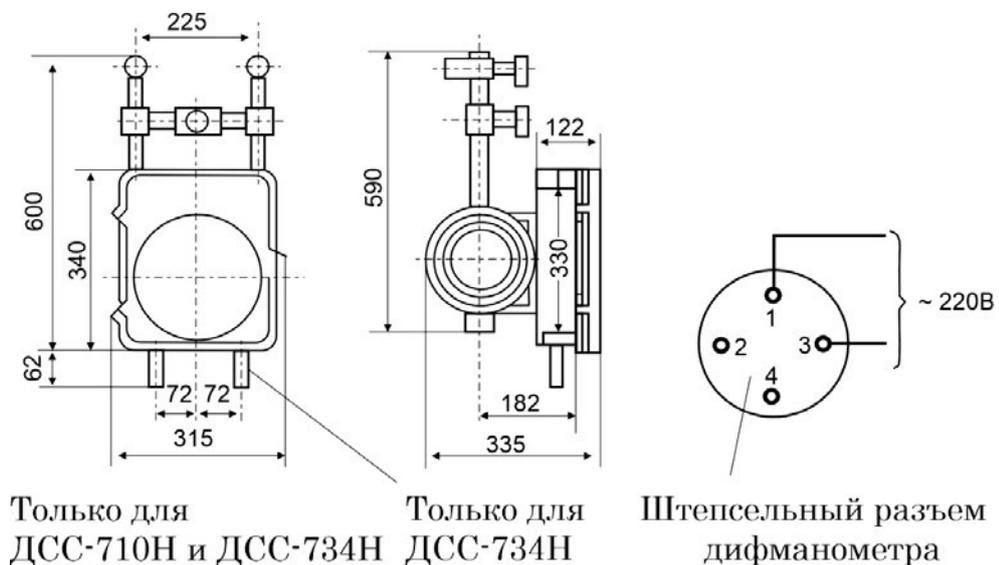


Рисунок 2.2 – Дифманометры сильфонные

Проведенный опыт лишь подтвердил одно из условий эксплуатации ГПНУ – недопущение поступления свободного газа на прием насоса. Кроме того, в процессе испытания были выявлены многочисленные неполадки в

работе как внутрискважинного, так и устьевого силового оборудования, включая силовые агрегаты 25 РСР-5-60 чешского производства. Несмотря на предварительную подготовку и шаблонировку насосно-компрессорных труб при спуско-подъемных операциях весьма часто происходило заклинивание погружного агрегата в трубах. При извлечении погружного агрегата часто возникали случаи разрушения уплотнительных элементов. Это стало причиной негерметичности при спусках погружного агрегата, из-за чего зачастую не удавалось запустить ГПНУ в работу [24]. До спуска внутрискважинного оборудования в скважину требовалась полная разборка насоса и доводка узлов до работоспособного состояния. Результаты испытаний показали возможность использования ГПНУ при отборах 30–50 м<sup>3</sup>/сут высокообводненной жидкости при отсутствии газа на приеме насоса. Для условий месторождения «Белый Тигр» с высокой газонасыщенностью нефтей, низким и средним коэффициентами проницаемости коллекторов и работой скважин с забойными давлениями ниже давления насыщения, возможность их широкого применения до строительства объектов газлифтного цикла вызывает значительные сомнения.

## 2.4 Выводы по главе 2

1. Проведенные опытно-промышленные испытания гидропоршневых насосов типа УГН 100-200-18 на месторождении «Белый Тигр» в 1988 г. показали технические сложности эксплуатации и срыв их работы вследствие разгазирования нефти на приеме насоса. Как устьевое, так и внутрискважинное оборудование на момент испытания насосов не являлись отработанным. Низким являлось также качество заводского изготовления оборудования. До спуска внутрискважинного оборудования в скважину требовалась его полная разборка и доводка узлов до работоспособного состояния.

2. По результатам испытаний можно сделать вывод о возможности использования ГПНУ в высокообводненных среднедебитных скважинах при эксплуатации последних с забойным давлением выше давления насыщения, а

эксплуатация высокодебитных скважин с забойными давлениями выше давления насыщения насосами такого типа не представляется возможным. Также ГПНУ не может использоваться при температурах откачиваемых жидкостей свыше 100 °С.

3. Анализ результатов испытаний показал возможность использования ГПНУ при отборах 30–50 м<sup>3</sup>/сут высокообводненной жидкости при отсутствии газа на приеме насоса. Для условий месторождения «Белый Тигр» с высокой газонасыщенностью нефтей, низким и средним коэффициентами проницаемости коллекторов и работой скважин с забойными давлениями ниже давления насыщения широкое применение ГПНУ нецелесообразно.

### **3 ИСПЫТАНИЕ И ВНЕДРЕНИЕ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НА СКВАЖИНАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР»**

Установки электрических погружных центробежных насосов относятся к классу бесштанговых установок и играют в нефтедобывающей промышленности России ведущее место по объему добываемой нефти [109, 122, 125, 132, 133, 135]. Они предназначены для эксплуатации добывающих скважин различной глубины с различными свойствами добываемой продукции: безводная маловязкая и средней вязкости нефть; обводненная нефть; смесь нефти, воды и газа. Эффективность эксплуатации скважин УЭЦН может существенно различаться, так как свойства откачиваемой продукции влияют на выходные параметры установки. Кроме того, УЭЦН имеют неоспоримые преимущества перед штанговыми установками не только за счет переноса приводного электродвигателя на забой и ликвидации колонны штанг, что существенно повышает КПД системы, но и за счет значительного диапазона рабочих подач (от нескольких десятков до нескольких сотен кубических метров в сутки) и напоров (от нескольких сотен до нескольких тысяч метров) при сравнительно высокой нагрузке установки на отказ [96, 109, 145, 146, 147, 148, 158].

Широкое применение скважинных центробежных насосов с электроприводом обусловлено многими факторами. При больших отборах жидкости из скважины установки ЭЦН наиболее экономичны и наименее трудоемки при обслуживании по сравнению с компрессорной добычей и подъемом жидкости насосами других типов. При больших подачах энергетические затраты на установку относительно невелики. Простота обслуживания установок ЭЦН объясняется тем, что на поверхности размещаются только станция управления и трансформатор, не требующие постоянного обслуживания [90, 96, 98, 99, 109, 125, 139, 149, 157].

Монтаж оборудования ЭЦН упрощен отсутствием необходимости в устройстве фундаментов для станции управления и трансформатора, эти два узла установки ЭЦН размещают обычно в легкой будке [109]. На Рисунках 3.1 и 3.2 приведены схема УЭЦН и подземное оборудование УЭЦН.

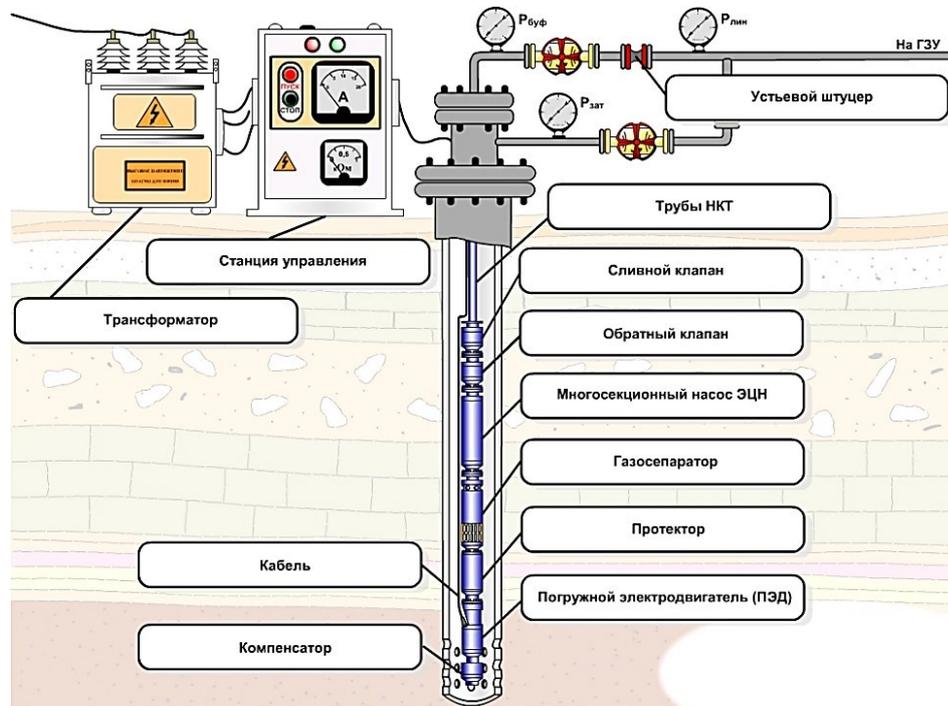


Рисунок 3.1 – Установка электроцентробежного насоса



Рисунок 3.2 – Подземное оборудование УЭЦН

Использование УЭЦН наиболее эффективно, когда их производительность и напор соответствуют технологическому режиму работы скважины.

Типоразмер насоса и глубина погружения его под динамический уровень жидкости в скважине, в первую очередь, определяются продуктивностью самой скважины, количеством попутного газа и вязкостью откачиваемой жидкости. Поэтому условия эксплуатации насосных установок на различных нефтедобывающих объектах сильно различаются между собой. В то же время, с ростом обводненности продукции скважин условия эксплуатации установок в значительной степени нивелируются. Это происходит по двум причинам [87, 88]:

1. Уменьшается количество попутного газа на приеме насоса, поэтому исключается необходимость создания на приеме насоса повышенного давления.

2. С увеличением обводненности продукции скважин более чем на 60% уменьшается вязкость образующейся в подъемных трубах водонефтяной эмульсии.

Первая причина снижает необходимость излишнего заглубления насоса под динамический уровень жидкости, вторая – уменьшает энергетические потери на ее подъем, сокращая тем самым потребляемый напор установки.

Нефтяники возлагают большие надежды на длительное применение ЭЦН. Их можно использовать для добычи большого количества жидкости из самых глубоких и наклонно направленных скважин, где нельзя установить другое оборудование. Применение ЭЦН не требует каких-либо сооружений или фундаментов и позволяет вводить скважины в эксплуатацию сразу же после бурения в любых районах в любое время года. ЭЦН не требуют постоянного ухода и наблюдения за работой. Добыча жидкости скважинами, оборудованными ЭЦН, обходится значительно дешевле, межремонтный период работы этих скважин больше по сравнению с другими видами

механизированной добычи. МРП является одним из основных показателей деятельности нефтедобывающего предприятия [21].

В СССР и России наибольшее распространение по фонду добывающих скважин получили СШНУ, а по объему добычи – УЭЦН, так как установки СШНУ предназначены для эксплуатации низко- и среднедебитных скважин, а установки УЭЦН – для эксплуатации средне- и высокодебитных скважин. Остальные установки (ГПНУ, УЭВН, УЭДН, УСН) ни по фонду добывающих скважин, ни по добыче нефти не могут пока конкурировать с СШНУ и УЭЦН и предназначены для определенных категорий скважин [109, 113, 115].

### **3.1 Сравнительный анализ механизированных способов добычи нефти применительно к условиям месторождения «Белый Тигр»**

В основу инженерного обоснования выбора механизированного способа эксплуатации скважин включаются [44, 48, 49, 52, 77, 78, 90, 161]:

- результаты применения различных механизированных способов в аналогичных геолого-технических условиях;
- достаточно обоснованный прогноз динамики пластового давления и обводненности продукции;
- прогноз исполнения проектных решений по обустройству месторождения и оперативность исполнения корректирующих действий;
- прогноз потенциальных мощностных и временных показателей источников энергии для механизации добычи;
- характеристика проектируемой системы сбора и подготовки продукции.

Анализ опыта механизированной эксплуатации скважин на месторождениях СП «Вьетсовпетро», других месторождениях и опубликованных в мировой печати данных позволяет сопоставить преимущества и недостатки различных механизированных способов добычи

нефти. Ввиду большой глубины искривленных скважин месторождения «Белый Тигр» штанговые насосы здесь не рассматривались.

Сложные геолого-технические условия эксплуатации всех объектов разработки месторождения «Белый Тигр» требуют до принятия техникотехнологических решений проведения научно-исследовательских работ в области техники и технологии добычи нефти по следующим направлениям

[32, 33, 100, 138, 140]:

- проведение опытно-промысловых испытаний различных способов механизированной добычи нефти с целью обоснования областей их эффективного применения;
- анализ эксплуатации внутрискважинного оборудования и подбор рациональных компоновок ВСО.

Опытно-промышленные испытания гидроприводных насосов марки УГН 100-200-18 на месторождении «Белый Тигр» в 1988 г. производились на скважинах 21 и 28 (МСП-1), которые показали технические сложности эксплуатации и срыв их работы вследствие разгазирования нефти на приеме насоса [49, 111]. Кроме того, для работы гидроприводных насосов на МСП были необходимы высокопроизводительные насосы высокого давления для закачки рабочей жидкости. При этом необходимо учитывать явления вибрации МСП и влияние этого фактора на ее надежность и долговечность.

Сопоставление преимуществ и недостатков обосновывает дальнейшую проработку двух способов эксплуатации скважин участка: УЭЦН и газлифт.

В Таблицах 3.1–3.4 приведены данные сравнительной техникотехнологической и технико-экономической эффективности различных механизированных способов добычи [100].

Данные таблиц 3.1–3.4 и перечисленные преимущества и недостатки различных способов механизированной добычи нефти являются базой для выбора того или иного способа механизированной добычи нефти для

месторождения «Белый Тигр». В дальнейшем, опираясь на выводы работы [77, 104], данные таблиц 3.1–3.4 и опыт применения на месторождении «Белый Тигр» трех видов механизированной добычи (ГПНУ, УЭЦН и БКГ), рассматривались показавшие положительные результаты механизированные способы добычи нефти – УЭЦН и газлифт.

Таблица 3.1 – Коэффициент полезного действия различных механизированных способов добычи

Дебит жидкости, т/сут	Коэффициент полезного действия, %		
	ЭЦН	ГПН	Газлифт
25	36	29	24
50	41	31	28
75	46	32	30
100	47	31	31
150	47	28	34
200	43	24	32

Таблица 3.2 – Капитальные затраты на оснащение скважин для механизированного способа добычи

Дебит жидкости, т/сут	Капитальные затраты на оснащение скважин, доллар/т		
	ЭЦН	ГПН	Газлифт
25	1300	950	1250
50	900	750	970
75	620	600	750
100	470	530	650
150	310	500	520
200	250	500	500

На основе анализа технологических параметров работы скважин, объектов разработки месторождения «Белый Тигр» определены категории скважин, эксплуатирующиеся на потенциальных режимах, подлежащие

переводу на механизированный способ эксплуатации, а также скважины, обладающие резервом в увеличении дебита [32].

Таблица 3.3 – Затраты на подъем 1 т жидкости механизированным способом добычи

Дебит жидкости, т/сут	Затраты на подъем 1 т жидкости, доллар/т		
	ЭЦН	ГПН	Газлифт
25	2,6	1,8	1,9
50	1,7	1,2	1,3
75	1,2	1,0	1,1
100	0,9	0,9	0,9
150	0,7	0,8	0,8
200	0,6	0,7	0,7

Таблица 3.4 – Распределение затрат при оборудовании скважин для механизированного способа добычи нефти

Механизированный способ подъема жидкости	Затраты по статьям, %			
	Капитальные затраты	Энергетические затраты	Стоимость ремонта	Стоимость спуско-подъемной операции
ЭЦН	26,5	17,5	36,0	20,0
ГПН	28,5	31,0	40,5	-
Газлифт	33,5	43,5	19,0	4,0

Механизированный способ эксплуатации становится необходимым при появлении воды в продукции этих скважин. Основным способом механизированной добычи нефти на месторождении был принят газлифт, технологическая и экономическая эффективность которого по сравнению с эксплуатацией скважин гидропоршневыми и электроцентробежными

установками обоснована ВНИПИморнефтегаз (г. Москва, контракт №07828/12-020, 1989 г.) и НИПИморнефтегаз СП «Вьетсовпетро». Однако, ввиду отставания строительства объектов газлифтного цикла, с целью определения области применения ГПНУ и УЭЦН для условий месторождения «Белый Тигр», в 1988 г. были проведены опытно-промысловые испытания гидропоршневых установок типа УГН 100-200-18, а с марта 1991 г.

проводились испытания УЭЦН фирмы REDA.

### **3.2 Опытно-промышленные испытания установок**

#### **электроцентробежных насосов на месторождении «Белый Тигр»**

С марта 1991 г. специалистами НИПИморнефтегаз и ПДНГ СП «Вьетсовпетро» (Гречнев Н.П., Фьет Ч.Ш., Никифоров А.А., Лой К.М и др.) скважины 24 и 46 были переведены на эксплуатацию электроцентробежными насосами. Скважина 24 по состоянию на 01.12.1991 г. работала, а скважина 46 была остановлена, и насос был извлечен из скважины по причине обводнения из-за негерметичности эксплуатационной колонны. Анализ работы скважины с начала их ввода в эксплуатацию показал, что необходимость в механизированной добыче нефти по этому объекту возникла уже в начальный период разработки залежи из-за снижения первоначальных дебитов в первые же месяцы эксплуатации скважин. Причем восстановить первоначальный дебит фонтанирующих скважин и даже превзойти их можно было лишь с помощью газлифта, за счет нагнетания незначительных объемов рабочего агента с целью снижения забойных давлений ниже давления фонтанирования скважин [49].

Целью опытно-промысловых испытаний электроцентробежных установок фирмы REDA являлась определение характеристической зависимости  $Q-H$  электроцентробежного насоса, при откачке жидкости с температурой 110-130 °С и высокой газонасыщенностью на приеме

сепаратора, для выявления области их применения в условиях месторождения «Белый Тигр». Для проведения исследований было закуплено два комплекта ЭЦН DN-1300, двухсекционных, 406 ступеней, с номинальной производительностью 106–212 м<sup>3</sup>/сут и напором 2200–1200 м. При производительности 160 м<sup>3</sup>/сут напор составлял 1800 м. Под насосом находился центробежный сепаратор с коэффициентом сепарации, по данным фирмы, равным 0,9. Было принято решение спустить ЭЦН в скважины 24 и 46 на МСП-1.

В скважине 46 через трое суток после спуска ЭЦН произошел прорыв чуждых вод из-за негерметичности эксплуатационной колонны. ЭЦН был извлечен из скважины для проведения изоляционных работ. В эксплуатации находился ЭЦН в скважине 24.

#### *Характеристика скважины 24.*

Горизонт 23 нижнего миоцена южного свода. Забой – 3024 м, фильтр – 2893–2939 м, пластовое давление на 20.05.1991 г. равно 23,75 МПа на глубине 2900 м. ЭЦН был спущен на глубину 2399 м (по стволу), абсолютная глубина составляла 2279 м.

С даты пуска ЭЦН в эксплуатацию (20.03.1991 г.), по 31 марта 1991 г. скважина работала с дебитом 100–110 м<sup>3</sup>/сут при устьевом давлении 1,0–1,2 МПа и давлении на приеме насоса в 5,5–4,8 МПа. Напор, развиваемый насосом при дебите 100 м<sup>3</sup>/сут жидкости и при 35% обводненности продукции, не превышал 1700 м. Неудовлетворительная характеристика работы насоса по сравнению с паспортной характеристикой свидетельствовала или о низком коэффициенте сепарации центробежного сепаратора, следствием которого было снижение производительности насоса, или о несоответствии реальной и паспортной характеристик работы насоса. С целью определения коэффициента сепарации центробежного сепаратора была изменена обвязка устья скважины с целью отдельного замера продукции скважины, откачиваемой насосом, и затрубного газа. Замеры были

проведены на двух режимах: при устьевом штуцере диаметрами 10 и 12 мм. Так как скважина с момента пуска в эксплуатацию работала с устьевым штуцером диаметром 10 мм, и на этом режиме было достаточное количество замеров, то после очередного измерения дебита скважины по жидкости и газу продолжительностью 3 ч и замера затрубного газа продолжительностью 15 ч, изменили диаметр штуцера на 12 мм. Результаты проведенных замеров представлены в Таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты замеров параметров работы скв. №24

№ п/п	Параметры	Диаметр штуцера	
		10 мм	12 мм
1.	Буферное давление, МПа	0,8	0,8
2.	Линейное давление, МПа	0,6	0,6
3.	Давление на приеме насоса, МПа	3,3	3,3
4.	Температура на приеме насоса, °С	105	105
5.	Дебит по жидкости, м <sup>3</sup> /сут	80,8	78,4
6.	Обводненность, %	35	35
7.	Дебит по газу, м <sup>3</sup> /сут	3360	2860
8.	Дебит по газу в затрубном пространстве, м <sup>3</sup> /сут	4896	4320
9.	Коэффициент сепарации	0,59	0,60
10.	Газосодержание на приеме сепаратора	0,776	0,720
11.	Газосодержание на приеме насоса	0,435	0,370

Из таблицы видно, что причиной слабой подачи электроцентробежного насоса является низкий коэффициент сепарации центробежного сепаратора при давлении на приеме насоса, равном 3,3 МПа.

Известные конструкции газосепараторов для УЭЦН можно разделить по способам сепарации газа из жидкости на две основные группы: гравитационные и центробежные [116].

В гравитационных газосепараторах сепарация газа из жидкости происходит за счет сил гравитации при повороте поднимающегося потока жидкости на  $90\text{--}180^\circ$ . Гравитационными сепараторами можно отсепарировать только небольшую часть свободного газа. Учитывая, что дебиты скважин, эксплуатируемых УЭЦН, достаточно высоки (как правило, более  $40\text{ м}^3/\text{сут}$ ), применение газосепараторов гравитационного типа в погружных центробежных насосах для добычи нефти не может дать существенного эффекта [129].

Более перспективным принципом отделения газа от жидкости перед входом ее в УЭЦН следует считать центробежный, так как за счет реализации сил центробежного поля удастся значительно увеличить скорость всплытия (относительного движения) пузырьков в жидкости.

Первый газосепаратор центробежного типа для УЭЦН был предложен П.Д. Ляпковым (фото на Рисунке 3.3) в 1954 г. (авторское свидетельство № 109579). В 1965–1967 гг. в ОКБ по бесштанговым насосам под руководством П.Д. Ляпкина продолжались работы по совершенствованию конструкции газосепаратора центробежного типа (в основном за счет создания более производительной силовой части) путем замены вихревой ступени на пакет из 5–6 ступеней погружного центробежного насоса повышенной производительности. При этом в целях повышения работоспособности силовых ступеней на газожидкостных смесях их рабочие колеса были выполнены открытыми или полуоткрытыми [82, 83, 84, 85, 116, 129].

В 1970–1971 гг. в НГДУ «Полазнанефть» О.В. Быковым и В.Д. Нагулой были проведены промысловые испытания газосепаратора, разработанного по упомянутой схеме. За счет применения газосепаратора увеличились дебиты скважин на 10–30 % при одинаковой длине подвески насосов или уменьшилась длина подвески насосов на 150–250 м при одинаковых дебитах жидкости [129].

Газосепаратор ГСП5-130, предложенный С.Г. Бриллиантом в 1964 г. (авторское свидетельство №700685), был предназначен для работы с насосами группы 5 производительностью до 200 м<sup>3</sup>/сут. Недостатком конструкции являлось то, что свободный газ, отделившийся в нижней секции, мог попадать на вход верхней секции, что приводило к увеличению содержания свободного газа на входе верхних секций [129].



Рисунок 3.3 – Изобретатель газосепаратора П.Д. Ляпков

В результате анализа материалов испытания газосепараторов ГСП5-130 Н.А. Евграфовым было установлено, что при газосодержании у входа в газосепаратор до 0,5 происходит достаточно полная сепарация газа из жидкости. При газосодержании более 0,5 сепарация газа была только частичной, о чем можно судить по снижению подачи и напора насоса по сравнению с расчетными [116, 129].

Стандартный ЭЦН при газосодержании флюида на приеме насоса 0,4–0,45 теряет половину от своей номинальной производительности. Эффективная работа насосов данного типа возможна лишь при более высокой обводненности продукции скважины или при повышении давления на приеме до 5,5–6,0 МПа с увеличением глубины погружения насоса под динамический уровень. Последнее является весьма проблематичным для

условий месторождения «Белый Тигр» из-за значительных глубин скважин, низких коэффициентов продуктивности и необходимости спуска УЭЦН на значительную глубину.

К 01.11.1991 г. дебит скважины стабилизировался на уровне 80 м<sup>3</sup>/сут при давлении на приеме 3,3–3,2 МПа и при обводненности продукции 35%, затем начался медленный рост давления на приеме, дебита скважины и процента обводненности. К 01.01.1992 года дебит скважины возрос до 85 м<sup>3</sup>/сут при давлении на приеме 4,0 МПа и обводненности продукции 40%.

Другим вариантом повышения эффективности работы ЭЦН в условиях месторождения «Белый Тигр» является применение дополнительных конструктивных решений в внутрискважинном комплексе – использование диспергаторов или компоновка схемы дополнительными рабочими колесами большей производительности, работающими в режиме компрессора.

Для проведения испытаний первоначально было закуплено два комплекта УЭЦН а затем, после пуска их в эксплуатацию было закуплено еще 3 комплекта.

На 01.11.1992 г. на месторождении было оборудовано установками ЭЦН REDA 5 скважин: №24 на МСП-1, №№63 и 69 на МСП-3, №87 на МСП-4 и №136 на МСП-6. Далее приводится анализ состояния работы установок с даты пуска их в эксплуатацию.

Анализ работы скважин, эксплуатирующихся с ЭЦН, показал, что из пяти спущенных в скважины УЭЦН REDA на 1 декабря 1992 г. в эксплуатации находился лишь один насос. Гарантийный срок эксплуатации (12 месяцев) выдержала лишь одна из прекративших работу установок (в скважине №24), эксплуатировавшаяся с заниженными технологическими параметрами, не соответствующими паспортной характеристике. Необходимо было установить причину отказов установок, и на основе анализа после их извлечения из скважин установить целесообразность

продолжения испытаний с целью обоснования возможной области эффективного применения УЭЦН на месторождении «Белый Тигр» [49].

По состоянию на 01.12.1993 г. на месторождении «Белый Тигр» было оборудовано установками ЭЦН REDA 3 скважины: №63 на МСП-3, №130 на МСП-4 и №136 на МСП-6 (3 УЭЦН в скважинах №№24, 69 и 87 вышли из строя и извлечены из скважин). Далее приводится анализ состояния работы установок с даты пуска их в эксплуатацию (Таблица 3.6).

Скважина № 24. С даты пуска ЭЦН в эксплуатацию, с 20 марта 1991 г. по 31 марта скважина работала с дебитом 86–95 т/сут при устьевом давлении 1,0–1,2 МПа и с давлением на приеме насоса в 5,5–4,8 МПа. Напор, развиваемый насосом при дебите 86 т/сут жидкости и при 35% обводненности продукции, не превышал 1700 м даже при отсутствии газа в потоке откачиваемой жидкости.

Таблица 3.6 – Показатели работы УЭЦН на месторождении «Белый Тигр» (по состоянию на 01.12.1993г.)

№ п/п	Параметры	Скважины					
		24	87	69	63	136	130
1.	Объект разработки	НМ	НМ	НМ	НМ	НМ	НМ
2.	Тип УЭЦН	DN-1300	DN-1750	DN-610	DN-1300	DN-1000	DN-1300
3.	Мощность, кВт	45	66	26	56	26	56
4.	Число ступеней	406	349	230	406	172	406
5.	Глубина спуска (по стволу), м	2399	2158	2133	2126	2143	2150
6.	Дата пуска в эксплуатацию	20.03.91	10.01.92	14.03.92	20.03.92	07.03.92	04.11.93
7.	Отработано на 01.12.1993г. дней	509	247	313	240	55	22
8.	Добыча нефти, т	21396	25877	6893	8207	376	550
9.	Дата остановки УЭЦН	09.09.92	19.09.92	05.02.93	22.11.92	30.04.92	работает
10.	Дата подъема УЭЦН	10.01.93	22.12.92	03.03.93	17.12.92	29.04.93	работает

К 01.11.1991 г. дебит скважины стабилизировался на уровне 60 т/сут при давлении на приеме 3,3–3,2 МПа и при обводненности продукции 35%, затем начался медленный рост давления на приеме, дебита скважины и процента обводненности. К 01.01.1992 г. дебит скважины возрос до 74 т/сут при давлении на приеме 4,0 МПа и обводненности продукции 40%. Однако в дальнейшем, несмотря на рост давления на приеме до 4,2 МПа, обводненности до 50%, дебит скважины начал снижаться, что свидетельствует об ухудшении характеристики УЭЦН. В середине июня 1992 г. вышли из строя датчики давления и температуры, производительность насоса продолжала снижаться, и 9 сентября 1992 г. УЭЦН вышла из строя. Установка проработала в скважине 509 суток, и за этот период насосом было добыто 21396 т нефти.

Скважина №87. Горизонт 23 нижнего миоцена северного свода, интервал перфорации 2882–2910 м. Пластовое давление на январь 1992 г. – 21,7 МПа, скважина простаивала в бездействии.

Двухсекционный УЭЦН типа DN-1750, 349 ступеней и DN-2150 – 54 ступени 10 января 1992 г. спущен на глубину 2158,7 м (по стволу), абсолютная глубина спуска – 2088 м. Под насосом имеется центробежный сепаратор. Номинальная производительность 91–207 т/сут нефти при напоре 2100–1450 м. После пуска УЭЦН в эксплуатацию, начальная производительность и развиваемый напор соответствовали паспортной характеристике. Насос подавал 288 т/сут жидкости при напоре 1550 м. Однако за 6 месяцев работы произошло снижение подачи насоса с 288 до 194 т/сут, т.е. на 33%. Развиваемый напор снизился до 1340 м или 14%, несмотря на высокое давление на приеме насоса и снижение газонасыщенности с 0,23 до 0,126 из-за роста обводненности продукции скважины. В дальнейшем дебит скважины продолжал снижаться и к дате прекращения подачи 19.09.1992 г. (из-за попадания пластовой жидкости в протектор) составлял

164 т/сут. УЭЦН проработал 251 сут и за этот период было добыто 25877 т нефти.

Скважина №69. Горизонт 23 нижнего миоцена северного свода, интервал перфорации 2939–2987 м. Пластовое давление на март 1992 г. – 23,2 МПа. К началу спуска УЭЦН скважина фонтанировала с дебитом 30–39 т/сут при обводненности продукции 62%. Ввиду непроходимости НКТ в скважине за время ее эксплуатации не проводились гидродинамические исследования и из-за отсутствия исходных данных по пластовым параметрам, подбор типа УЭЦН по производительности и напору оказался не соответствующим добывным возможностям скважины. В скважину

14.03.1992г. был спущен УЭЦН типа DN-610, 176 ступеней, с номинальной производительностью 40–87 т/сут и развиваемым напором 1125–1740 м на глубину 2133 м (по стволу), абсолютная глубина подвески насоса 2008 м. УЭЦН с начала пуска в эксплуатацию стабильно подавал расчетный объем жидкости 60-65 т/сут при обводненности продукции 60%. Коэффициент продуктивности скважины, равный 13 т/сут·МПа, оказался значительно выше предлагаемого 8 т/сут·МПа, принятого при расчетах. Из скважины возможен

большой отбор жидкости при замене насоса на более высокопроизводительный, хотя и у работающего насоса имеется резерв для увеличения отбора жидкости до 77 т/сут. Однако отбор по скважине был ограничен из-за высокой обводненности продукции. В начале февраля 1993 г. установка вышла из строя из-за короткого замыкания у головки соединения мотора, проработав 313 сут, за этот период добыто 6893 т нефти. После извлечения насоса и проведения его капитального ремонта с 20.09.93 г. скважина стала работать в режиме фонтанирования с увеличением дебита до 52 т/сут по жидкости и уменьшением обводненности продукции до 20% по сравнению с соответствующими параметрами до установки насоса.

Скважина №63. Горизонт 23 нижнего миоцена северного свода, интервал перфорации 2880–2918 м. Пластовое давление на март 1992 г. составляло 20,0 МПа, скважина простаивала в бездействии, 20.03.1992 г. в скважину была спущена УЭЦН типа DN-1300, 406 ступеней, с номинальной производительностью 91–182 т/сут и развиваемым напором 2170–1200 м на глубину 2126 м (по стволу), абсолютная глубина подвески насоса составляла 2018 м.

С момента пуска скважина работала стабильно с дебитом 130 т/сут с обводненностью продукции 70%. С начала пуска УЭЦН в эксплуатацию, в течение первых 3-х месяцев наблюдался рост динамического уровня в скважине, напор у приема насоса возрос с 5,0 до 8,0 МПа и стабилизировался. Неизменность процента обводненности при росте динамического уровня свидетельствует об очистке призабойной зоны и улучшении фильтрационных свойств коллектора в процессе эксплуатации после длительного простоя. УЭЦН работала с высоким устьевым давлением (4,0 МПа), отбор был ограничен. Как скважина, так и УЭЦН имели резерв в увеличении отбора продукции до 172 т/сут. В середине ноября 1992 г. установка вышла из строя из-за попадания пластовой жидкости в протектор, аварии и падения на забой корпуса и статора. Было проработано 240 сут и добыто 8207 т нефти, 20.12.1992 г. в скважину была спущена новая установка ЭЦН REDA типа DN-1300 (406 ступеней) на глубину 2003 м (по стволу); абсолютная глубина подвески насоса 1975 м. С момента пуска скважина работала с завышенным дебитом по жидкости 146 т/сут по сравнению с предыдущей УЭЦН из-за восстановления давления. С апреля 1993 г. скважина стабильно работала с дебитом по жидкости 120–129 т/сут с обводненностью продукции 70%; за этот период буферное давление выросло с 1,8 до 3,4 МПа. По состоянию на 01.12.1993 г. за 306,5 суток было добыто 11244 т нефти (Рисунок 3.4).

В середине января 1994 г. (19.01.1994 г.) установка вышла из строя из-за нарушения изоляции. По состоянию на 01.02.1994г. за 356,75 сут было добыто 13056 т нефти.

Скважина №136. Горизонт 23 нижнего миоцена северного свода, интервал перфорации 3035–3068 м. Пластовое давление на март 1992 г. составляло 26,8 МПа, скважина до перевода на механизированную добычу, фонтанировала с дебитом 47 т/сут при обводненности продукции в 40%. В скважину 07.03.1992 г. была спущена УЭЦН типа DN-1000, 172 ступени, с номинальной производительностью 186–120 т/сут и развиваемым напором 990–760 м на глубину 2142,8 м (по стволу), абсолютная глубина подвески насоса 2010 м.

Однако подобранная фирмой УЭЦН не полностью соответствовала условиям скважины №136 месторождения «Белый Тигр» и не обеспечивала расчетную производительность.

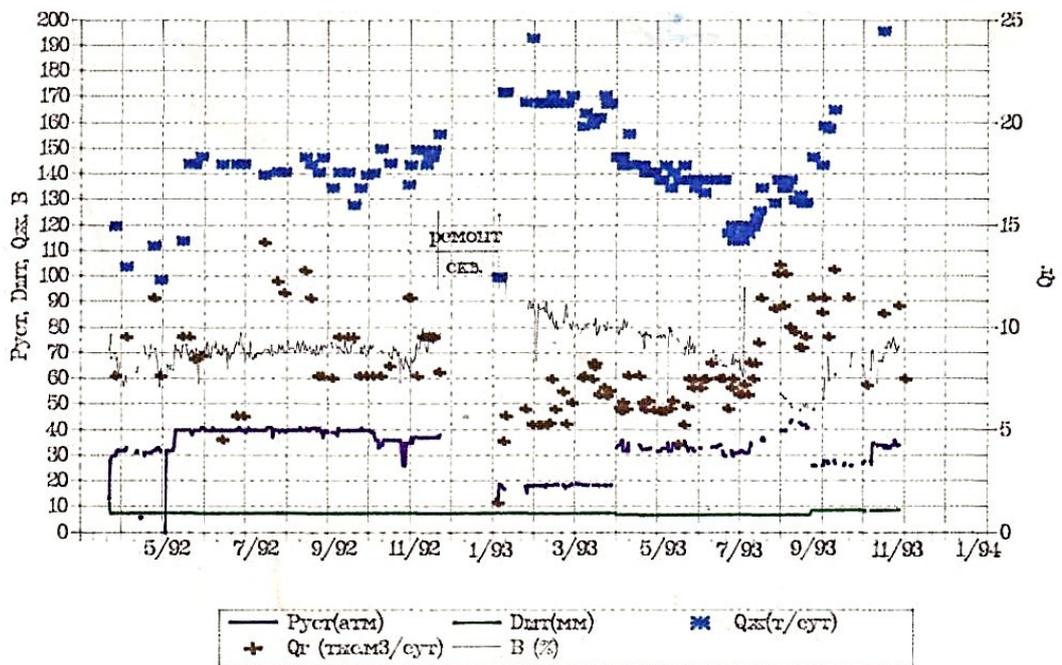


Рисунок 3.4 – Динамика эксплуатации скважины № 63 с помощью УЭЦН DN-1300 (406 ступеней) по состоянию на 01.12.1993 г.

Скважина эксплуатировалась 55 дней, за это время было добыто 375 т нефти. Скважину остановили для замены УЭЦН, и 2 мая 1993 г. в скважину на глубину 2136 м (по стволу) была спущена УЭЦН типа DN-610 (305 ступеней) с номинальной производительностью 43–86 т/сут и развиваемым напором 1950–1280 м. Абсолютная глубина подвески насоса 1969 м. С этого времени скважина заработала с дебитом по жидкости 40 т/сут и обводненностью продукции 65–70 %. Со временем дебит скважины повысился до 60 т/сут, обводненность уменьшилась до 65%, устьевое давление увеличилось с 1,0 до 1,5 МПа. Это свидетельствует об очищении ПЗП и восстановлении фильтрационных свойств коллектора после длительного простоя. По состоянию на 01.02.1994 г. за 263 сут работы добыто 4460 т нефти при обводненности продукции 65–70 % (Рисунок 3.5).

Горизонт 23 нижнего миоцена северного свода, интервал перфорации 3038,5–3068,5 м. Пластовое давление на май 1993г. – 21,5 МПа, скважина до перевода на механизированную добычу фонтанировала с дебитом по жидкости 144-161 т/сут, обводненность продукции 70–82 %.

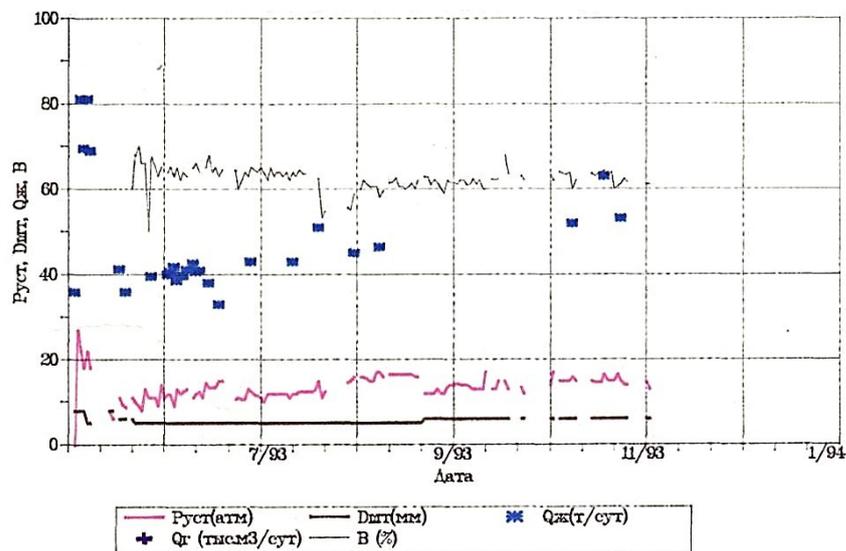


Рисунок 3.5. – Динамика эксплуатации скважины № 136 с помощью УЭЦН DN-610 (305 ступеней) по состоянию на 01.12.1993 г.

В скважину с 04.11.1993 г. была спущена УЭЦН REDA типа DN-1300, 406 ступеней, с номинальной производительностью 120–189 т/сут и

развиваемым напором 2030–1055 м на глубину 2150 м (по стволу), абсолютная глубина подвески насоса 1960 м.

В течение ноября 1993 г. скважина работала с дебитом по жидкости 198 т/сут с увеличением обводненности продукции с 82 до 89 %. Как показали исследования, увеличение обводненности продукции происходило из-за поступления воды с контура и по нижним пропласткам нижнего миоцена. По состоянию на 01.02.1994 г., за 84 сут работы было добыто 2255 т при обводненности продукции 82–89,8 %.

### **3.3 Обоснование области применения установок**

#### **электроцентробежных насосов на месторождении «Белый Тигр»**

В 1992 г. под руководством заместителя директора НИПИморнефтегаз по научной работе, д.т.н., профессора Г.Г. Вахитова была выполнена работа «Разработка и испытание технико-технологических решений по механизированной добыче нефти» (Н.П. Гречнев, Ч.Ш. Фьет, Р.А. Сафаров, Х.В. Бик, Л.Б. Туан, В.П. Выговской и др.) [111].

В работе на основе анализа состояния технологических параметров эксплуатации скважин были сформулированы рекомендации о проведении технических и технологических мероприятий по увеличению отбора продукции из скважин по всем объектам месторождения. Был дан анализ опытно-промышленной эксплуатации электропогружных установок «REDA», находящихся в пяти скважинах: №№24, 87, 63, 69 и 136. Опыт их эксплуатации и информация об отказах установок в 4-х скважинах: №№24, 87, 136, 63, оказались недостаточными для выдачи рекомендаций об определении области их применения на месторождении.

В работе приведены результаты расчетов по всем миоценовым скважинам МСП-1, расстановке пусковых клапанов, глубине ввода и расходу рабочего агента на пусковом режиме и режиме эксплуатации при различных устьевых давлениях. Даны результаты расчетов оптимальных конструкций подъемников для различных категорий скважин всех объектов

месторождения и предельные давления фонтанирования скважин в зависимости от глубины, дебита, обводненности и газового фактора.

В 1993 г. были продолжены испытания УЭЦН различных фирм с целью получения более надежной информации о возможной области их использования при механизированной добыче нефти на месторождении [100, 124].

Анализ работы скважин во время опытно-промышленных испытаний свидетельствует о том, что разработка нижнего олигоцена оказалась самой неблагоприятной с точки зрения интенсификации добычи нефти механизированным способом с помощью УЭЦН из-за значительных глубин скважин и низких коэффициентов продуктивности. Для определения возможностей работы УЭЦН в скважинах объекта нижнего олигоцена НИПИморнефтегаз СП «Вьетсовпетро» совместно с ПДНГ в 1994 г. предлагали в рамках испытаний перевести на механизированную добычу с помощью УЭЦН фирмы REDA еще 6 скважин.

Внедрение механизированной добычи нефти является основной проблемой разработки месторождения «Белый Тигр», ее успешное решение может повлиять на увеличение темпов разработки месторождения [103].

По состоянию на 01.01.1994 г. в залежах нижнего миоцена, нижнего олигоцена и фундамента северного свода пластовое давление снизилось в связи с отставанием строительства объектов для заводнения. Текущий дебит ряда скважин значительно снизился по сравнению с начальным, а некоторые скважины прекратили фонтанирование и простаивали в ожидании механизированной добычи.

Опытно-промышленная эксплуатация некоторых скважин нижнего миоцена в 1992–1993 гг. с помощью УЭЦН REDA выявила их недостаточную надежность, в результате большинство из них уже длительное время простаивали в ожидании замены центробежных насосов новыми.

В технологической схеме и дополнении к ней предусматривалось продолжение внедрения УЭЦН на скважинах нижнего миоцена и нижнего олигоцена до строительства и ввода компрессорной станции и соответствующей сети газотрубопроводов для системы газлифта – оптимального варианта механизированной добычи для месторождения «Белый Тигр» с точки зрения технико-экономических показателей [127, 128].

Однако реализация этих мероприятий осложнялась по причине недостаточного опыта работы УЭЦН в скважинах нижнего олигоцена (средняя глубина – 3600 м) на больших глубинах.

Результаты внедрения механизированного способа эксплуатации скважин с помощью УЭЦН фирмы REDA по 6 скважинам нижнего миоцена (№№24, 87, 63, 69, 130, 136) показали недостаточно высокую надежность насосных установок, средняя наработка на отказ составила 267 сут.

В 1994 г. в соответствии с программой проведения научноисследовательских и опытно-конструкторских работ, утвержденных XV заседанием Совета СП «Вьетсовпетро» под руководством заместителя директора НИПИморнефтегаз по научной работе, д.т.н., проф. Г.Г. Вахитова была выполнена работа «Текущий анализ и контроль за разработкой месторождения «Белый Тигр» и уточнение уровня добычи нефти на 1994–1995 гг. с учетом дополнительной геолого-промысловой информации» (Л.Б. Листенгартен, В.В. Луценко, Ч.К. Тай, В.А. Лавренников, В.Ф. Штырлин, В.В. Плынин и др.).

Основным проектным документом, в соответствии с которым осуществлялась разработка месторождения, стала технологическая схема, составленная в 1993 г. и дополненная по уточненным показателям разработки на прогнозный период по результатам бурения новых скважин и сейсморазведки [127, 128].

По состоянию на 01.02.1994 г. установками ЭЦН REDA было оборудовано 2 скважины – №130 на МСП-4 и №136 на МСП-8 (4 УЭЦН в

скважинах №№24, 63, 69 и 87 вышли из строя и извлечены из скважин). Показатели работы УЭЦН приведены в Таблице 3.7.

Обоснование выбора механизированного способа добычи нефти в условиях месторождения «Белый Тигр» было проведено сотрудниками ВНИПИморнефтегаз [104] на основе «Методики определения рациональных областей применения способов эксплуатации морских нефтяных месторождений» (РД-51-01-13-85) [89]. Этот документ распространяется на способы эксплуатации морских нефтяных месторождений с применением фонтанного и механизированного способов эксплуатации добывающих скважин глубиной до 6500 м при глубинах моря до 200 м с помощью УЭЦН, ГПНУ, бескомпрессорным и компрессорным газлифтом.

Таблица 3.7 – Показатели работы УЭЦН в 1993г. (месторождение «Белый Тигр»)

Номера скважин / МСП	Тип УЭЦН	Мощность, кВт	Дата пуска в эксплуатацию	Отработано дней	Добыча нефти, т	Дата остановки УЭЦН
69/3	DN-610	26,0	14.03.92	28,5	584	05.02.93
63/3	DN-1300	45,0	29.12.92	337,75	12396	19.01.94
136/6	DN-1000	26,0	07.03.92	232,0	3840	30.04.93
	DN-610	45,0	02.05.93			
130/4	DN-1300	56,0	04.11.93	53,0	1480	
ИТОГО				651,25	18300	

Необходимость уточненного расчета вызвана следующими соображениями:

- в упомянутом обосновании сравнивались механизированные способы для скважин только миоцена и олигоцена;
- в расчетах приведенных затрат стоимость электроэнергии и оборудования принималась по расценкам бывшего СССР, которая по меркам того времени являлась очень низкой.

Оба эти фактора приводили к возникновению фактически бездоказательных утверждений о преимуществах УЭЦН в условиях морского месторождения «Белый Тигр».

В работе «Совершенствование технико-технологических решений по механизированной добычи нефти, методов интенсификации добычи нефти, закачки воды на месторождениях «Белый Тигр» и «Дракон» (Г.Н. Белянин, Э.П. Мокрищев, Ч.Ш. Фьет, М.Ф. Каримов, Ле Ба Туан, Нгуен Ван Кань и др.) были выполнены расчеты технологических параметров и определены технико-экономические показатели двух способов механизированной добычи нефти (УЭЦН и газлифт) для условий морского месторождения «Белый Тигр» в период 1996–2005 гг. [119]; в соответствии с проектом «Основных направлений развития и объемов производства СП «Вьетсовпетро» на 1996–2000 гг., были рассмотрены 3 варианта развития СП «Вьетсовпетро», основные различия которых связаны с уровнями добычи нефти и другими показателями разработки месторождения «Белый Тигр» [32, 103].

Вариант 1 был разработан на основе технологических решений и показателей действующего по состоянию на 01.01.1995 г. «Технологической схемы ...», с учетом текущего состояния разработки месторождения.

Вариант 2 отличался от первого большими объемами закачки воды в залежь фундамента месторождения «Белый Тигр», что обеспечивало стабилизацию в 1995 г. пластового давления и последующую разработку залежи на водонапорном режиме при пластовом давлении выше давления насыщения, без разгазирования залежи.

Вариант 3 дополнительно к варианту 2 предусматривал интенсификацию разработки залежи фундамента месторождения «Белый Тигр» за счет: увеличения объемов закачки воды; широкого внедрения современных методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи.

Результатами этой работы стали следующие выводы:

- при реализации первого варианта разработки капитальные и эксплуатационные затраты на плановую добычу нефти с помощью УЭЦН составили на 10,1%, больше чем при добыче нефти с помощью газлифта; по третьему варианту разработки месторождения капитальные вложения на добычу нефти с помощью УЭЦН оказались на 23,5%, а эксплуатационные затраты на 14,2% больше чем при добычи нефти с помощью газлифта;

- проектная прибыль СП «Вьетсовпетро» на одну тонну добываемой нефти при механизированной добыче нефти с помощью газлифта при первом варианте разработки месторождения на 6,5%, а при третьем варианте разработки на 9,6% была выше, чем при механизированной добыче с помощью УЭЦН;

- газлифтный способ добычи нефти по первому и третьему вариантам разработки месторождения «Белый Тигр» оказался более выгодным, чем механизированная добыча нефти с помощью УЭЦН.

Общеизвестно, что на эффективность механизированной добычи нефти существенное влияние оказывает степень обводненности продукции скважин, что было показано в расчетах для условий олигоцена и миоцена [100, 119]. В связи с усовершенствованием системы разработки фундамента отделом разработки НИПИморнефтегаз была уточнена прогнозная обводненность продукции скважин фундамента.

### **3.4 Опыт механизированной добычи нефти из месторождения «Белый Тигр»**

Обоснование выбора механизированного способа добычи нефти для условий месторождения «Белый Тигр» было (объекты олигоцен и миоцен) выполнено сотрудниками ВНИПИморнефтегаз (г. Москва, 1989 г.). На основании этих расчетов и опыта использования различных механизированных способов в условиях, аналогичных условиям месторождений СП «Вьетсовпетро», было принято решение и испытаны гидропоршневые насосные установки (ГПНУ) и установки погружных

электро-центробежных насосов (УЭЦН), а на МСП-1 внедрен бескомпрессорный газлифт (БКГ).

Результаты испытаний выявили возможность использования ГПНУ при отборах 30–50 м<sup>3</sup>/сут высокообводненной продукции. Испытания ГПНУ, для которых недопустимо наличие свободного газа на приеме, обнаружили ряд технических недостатков ГПНУ, которые стали причиной их низкой надежности, что выразалось в быстром выходе установок из строя.

С 1991 г. на месторождении проводились опытно-промышленные испытания УЭЦН фирмы REDA, а с 1994 г. – фирмы ESP с целью определения области их применения при отборе высокотемпературной (110–145 °С) газонасыщенной жидкости из глубоких скважин, уточнения межремонтного периода и оценки эксплуатационных характеристик скважин, оборудованных УЭЦН. Испытания показали, что:

- 56% поломок УЭЦН приходится на электрическую часть, в том числе 30% связаны с коротким замыканием кабеля, повреждаемого при спуске УЭЦН в глубокую искривленную скважину;
- 83% вышедших из строя УЭЦН из-за повреждения электрических частей работали в зоне оптимального КПД (56–65 %);
- проработавшие наибольшее время (356, 685 и 829 сут) УЭЦН имели КПД 34, 45 и 48 %, соответственно, что способствует лучшему охлаждению двигателя;
- межремонтный период (МРП) УЭЦН-скважин на месторождении «Белый Тигр» имеет широкий разброс от 31 до 829 сут. Практика эксплуатации УЭЦН фирмы REDA на месторождениях Западной Сибири (Россия) и Северного моря (Beatrice-Англия) показывает, что при массированном применении УЭЦН МРП находится в пределах 6,5–7 месяцев [16, 52].

Для оценки эксплуатационных характеристик скважин, оборудованных УЭЦН, выполнен расчет коэффициента их использования и коэффициента эксплуатации (Таблица 3.8) [32].

Таблица 3.8 – Коэффициенты использования и эксплуатации механизированных скважин месторождения «Белый Тигр»

Годы	Бескомпрессорный газлифт		УЭЦН	
	Коэффициент эксплуатации	Коэффициент использования	Коэффициент эксплуатации	Коэффициент использования
1991			0,86	0,72
1992			0,38	0,24
1993	0,83	0,64	0,83	0,48
1994	0,87	0,67	0,93	0,58
1995	0,76	0,76	0,94	0,41

*Примечание. Внедрение УЭЦН началось в 1991 г., бескомпрессорного газлифта – в 1993 г.*

Из полученных данных следует, что при высоком значении коэффициента эксплуатации коэффициент использования этих скважин в условиях месторождения «Белый Тигр» сравнительно невысокий. Это объясняется объективными условиями морского месторождения «Белый Тигр» – высокая пластовая температура и глубокие искривленные скважины. Рассмотренные скважины относятся к малодебитным, для высокодебитных скважин возникают также другие ограничения [32].

### **3.5 Зависимость выбора механизированного способа добычи нефти от конструкции эксплуатационной колонны**

На месторождении «Белый Тигр» продолжались опытно-промышленные испытания УЭЦН с целью определения области их применения по объектам разработки, отличающимся глубиной подвески, температурой среды и

газонасыщенности нефти. Обычно при подборе насоса основное внимание уделяют его характеристикам и заданному дебиту скважины с учетом обводненности, газосодержания и других геолого-технических характеристик. Однако размеры и формы эксплуатационных колонн могут оказаться решающими факторами при попытке реализации плановых отборов.

Наибольшую опасность для скважинного оборудования представляют недопустимо большие предельные отклонения по прямолинейности обсадных труб.

В начале промышленного внедрения погружных электронасосов, когда длина агрегата не превышала 10 м, применялись жесткие шаблоны, опускаемые в скважину на стальном тросе [11, 12]. Впоследствии конструкцию шаблона облегчили, он стал гибким, изготавливался из трубы диаметром 73 мм и длиной 10 м. Такой шаблон можно легко протолкнуть в скважину любой кривизны. Опускать шаблон в скважину стали на насоснокомпрессорных трубах.

В 1987 г. после увеличения длины погружного агрегата до 50 м облегченный шаблон той же конструкции решили соответственно удлинить, отчего он стал еще более гибким и без труда проходил в самые искривленные скважины, тем более под весом колонны НКТ 100-120 кН [29].

Существующие в 1990-е гг. конструкции эксплуатационных колонн скважин месторождения «Белый Тигр» в основном комбинировались из труб  $168 \times 140$  мм. В такие скважины с дебитами жидкости не более  $200 \text{ м}^3/\text{сут}$  можно легко опускать УЭЦН для подъема жидкости из глубин до 3500 м. Но условия резко меняются, если планируется опускать УЭЦН для добычи нефти из скважин с дебитами более  $300 \text{ м}^3/\text{сут}$  и коэффициентами обводненности более 30%.

При подборе типоразмера УЭЦН для добычи нефти в наклонно направленных и искривленных скважинах необходимо обеспечить не только

соответствие параметров УЭЦН технологическому режиму скважины, но и соблюдение дополнительного условия – кривизна ствола скважины в интервале работы установки не должна снижать ее надежность, приводить к авариям и сокращать межремонтный период работы. Руководство по эксплуатации УЭЦН допускает кривизну ствола скважины в зоне работы установок не более 3 мин на 10 м. Однако при этом не учитывается типоразмер установки и внутренний диаметр скважины [27, 75].

Таким образом, выбор интервала установки УЭЦН с учетом ее типоразмера и внутреннего диаметра обсадной колонны в наклонно направленных и искривленных скважинах позволит более точно подобрать интервал ее работы, избежать искривления узлов УЭЦН в скважине, преждевременного износа оборудования и возможных аварий с ним.

В 1991 г. с помощью компьютерной программы «Подбор УЭЦН», разработанной НИПИморнефтегаз СП «Вьетсовпетро» (Каримов М.Ф., Ч.Ш. Фьет, Л.Б. Туан и др.), проведены расчеты для выбора типоразмеров УЭЦН для скважин нижнего олигоцена и фундамента с дебитами от 300 до 700 м<sup>3</sup>/сут при обводненности до 30%. Результаты расчетов определения максимально наружного диаметра УЭЦН и общей средней длины в зависимости от дебитов жидкости и обводненности показали, что в скважины с дебитами жидкости до 200 м<sup>3</sup>/сут и коэффициентом обводненности до 80% можно опустить УЭЦН с максимальным наружным диаметром до 115,8 мм и общей длиной от 15 до 25 м. Для высокодебитных скважин от 350 до 500 м<sup>3</sup>/сут при обводненности до 10% требуется опускать УЭЦН с наружным диаметром 137,9 мм и общей длиной от 20 до 27 м. Для тех скважин, которые имеют дебит по жидкости около 500–550 м<sup>3</sup>/сут с коэффициентом обводненности около 30%, требуются мощные двигатели, т.е. наружный диаметр их достигает до 187,5 мм, а общая длина – до 35 м. Это значит, что добывать нефть из скважин с дебитами по жидкости более 550 м<sup>3</sup>/сут и обводненности более 30% при эксплуатационных колоннах 168 мм из глубин

2500–3500 м невозможно. Из результатов расчетов по определению минимального радиуса кривизны и максимального увеличения наклона ствола скважин для обеспечения спуска УЭЦН в скважину в зависимости от дебита по жидкости и обводненности продукции при эксплуатационной колонне 168 мм глубиной от 2500 до 3500 м видно, что в скважины, имеющие дебиты от 40 до 150 м<sup>3</sup>/сут при обводненности до 5% можно спускать УЭЦН с наружным диаметром 115,8 мм и общей длиной от 15 до 20 м, тогда темп максимального увеличения угла наклона ствола 1,35°/40 м для УЭЦН длиной 20 м и 2,41°/40 м для УЭЦН длиной 15 м. Для скважин, имеющих дебиты от 100 до 250 м<sup>3</sup>/сут при обводненности до 85% можно спускать УЭЦН с наружным диаметром 115,8 мм и общей длиной от 17 до 25 м, тогда темп максимального увеличения угла наклона ствола 1,87°/40 м для УЭЦН длиной 17 м и 0,86°/40 м для УЭЦН длиной 25 м. Для скважин с дебитами более 300 м<sup>3</sup>/сут (до 500 м<sup>3</sup>/сут), требуются УЭЦН с наружным диаметром 137,9 мм и общей длиной от 20 до 25 м. Это требует уменьшения темпа увеличения угла наклона, а именно 0,30°/40 м для УЭЦН длиной 20 м и 0,171°/40 м для УЭЦН длиной 25 м. Отсюда следует, что можно использовать УЭЦН для добычи продукции с дебитами более 300 м<sup>3</sup>/сут только из вертикальных скважин.

Конструкция наклонных скважин на месторождении «Белый Тигр» представлена на схеме (Рисунок 3.6).

На глубине 300–700 м набор зенитного угла характеризуется интенсивностью 7° на 100 м, на глубине 2300–3200 м наблюдается снижение зенитного угла с интенсивностью 2° на 100 м. В скважины с такой интенсивностью набора зенитного угла возможно опускать УЭЦН с производительностью до 200 м<sup>3</sup>/сут (обводненность до 85%). С дебитом до 500 м<sup>3</sup>/сут можно опускать УЭЦН в скважины, необводненные и имеющие диаметр эксплуатационной колонны не менее 194 мм.

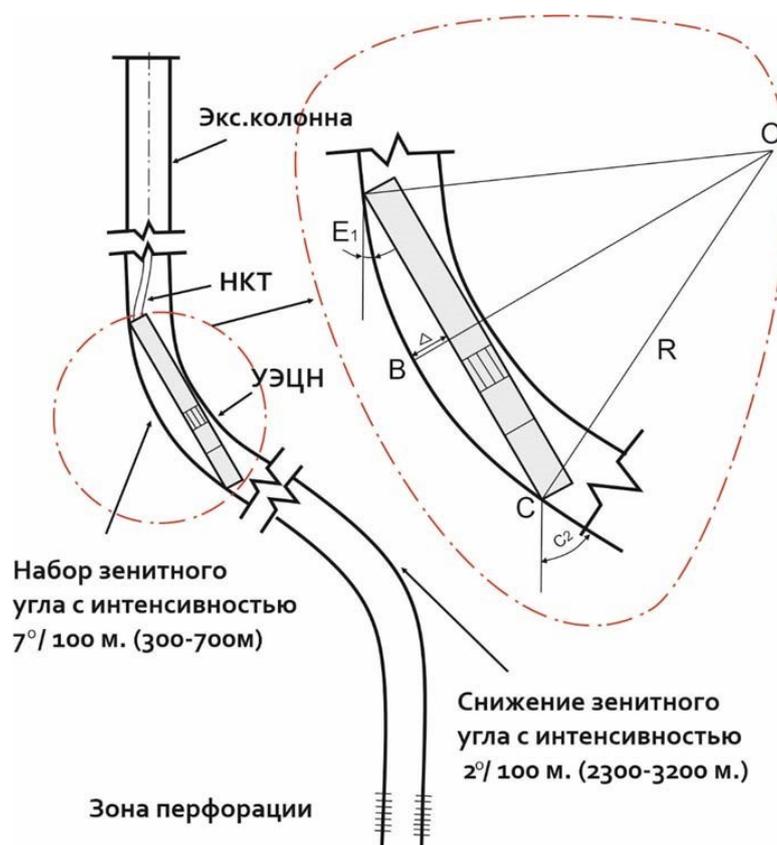


Рисунок 3.6 – Схема конструкции наклонных скважин на месторождении «Белый Тигр»

По результатам расчетов с учетом конструкции наклонных скважин был сформулирован вывод о том, что на месторождении «Белый Тигр» УЭЦН могут применяться только в скважинах с дебитом до  $250 \text{ м}^3/\text{сут}$  и обводненностью до 70%.

### 3.6 Влияние температуры потока жидкости на приеме УЭЦН на надежность ее эксплуатации

В конце 1990-х гг. на месторождении «Белый Тигр» продолжались опытно-промышленные испытания УЭЦН двух фирм: в основном фирмы REDA и в двух скважинах (№№506 и 67) фирмы ESP. По каталогу фирмы REDA рабочие температуры закупленных СП «Вьетсовпетро» УЭЦН варьируются в диапазоне от  $93,3$  до  $232,2 \text{ }^\circ\text{C}$  в зависимости от исполнения [76] (Таблица 3.9).

Таблица 3.9 – Максимальные значения рабочей температуры по оборудованию УЭЦН фирмы REDA

Наименование оборудования	Насос	Протектор	Двигатель	Кабель
Тип	FL-CT	HTM-PFSB-HL	UT	REDA LEAD 1F
Максимальная температура, °С	93,3	148,9	121,0	232,2

Во время испытаний УЭЦН выходили из строя по нескольким причинам. Практически все аварии возникали в электрических частях в результате короткого замыкания при попадании пластовой жидкости попадала в протектор или в двигатели. Другими возможными причинами возникновения аварийных ситуаций являлись некачественная продукция или влияние температуры.

Во время работы УЭЦН были записаны значения температуры с датчиков, находящихся под двигателем. В Таблице 3.10 приведены средние величины давления и температуры жидкости ниже двигателя, расположенного под насосом. Там же приведены результаты определения температуры двигателя в процессе работы.

Из таблицы видно, что температура двигателя во время работы по всем скважинам находится в зоне максимального значения рабочей температуры или выше нее. Например, по скважине №24 температура двигателя достигала 129 °С (максимальная допустимая величина температуры – 121 °С), а в скважине №63 – 120 °С. Остальные двигатели работали при температуре от 110 до 115 °С (за исключением у скважин 69/11 – 71,6 °С). Таким образом, все двигатели работали в неблагоприятных условиях, которые сильнее всего влияют на состояние электрических частей.

Таблица 3.10 – Средние показатели работы УЭЦН по скважинам месторождения «Белый Тигр»

Номера скважин	Давление на приеме насоса, атм	Температура на приеме насоса, °С	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Обводненность, %	Дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут	Температура двигателя, °С
24	36	105	90	45	49,5	129
63	85	99	140	75	35,0	117
69/1	110	84	75	65	26,3	109
69/2	190	56	140	83	23,8	72
87	75	95	200	50	100,0	116
130	130	100	220	92	17,6	114
136	58	86	55	58	23,1	115

При использовании УЭЦН для эксплуатации скважин фундамента месторождения «Белый Тигр» температурные условия их работы ухудшались, т.е. в месте установки УЭЦН температуры иногда достигали 135–140 °С, так как средняя пластовая температура фундамента составляла 140–150 °С, температура пласта нижнего миоцена и нижнего олигоцена – 107–116 °С и 119–129 °С соответственно (Рисунок 3.7).

Ухудшение температурных условий работы двигателя УЭЦН (при норме 121°С фактическое значение составило 135–140 °С) привели к еще более быстрому выходу из строя электрических частей, т.е. снижению МРП работы скважин и надежности эксплуатации УЭЦН [76].

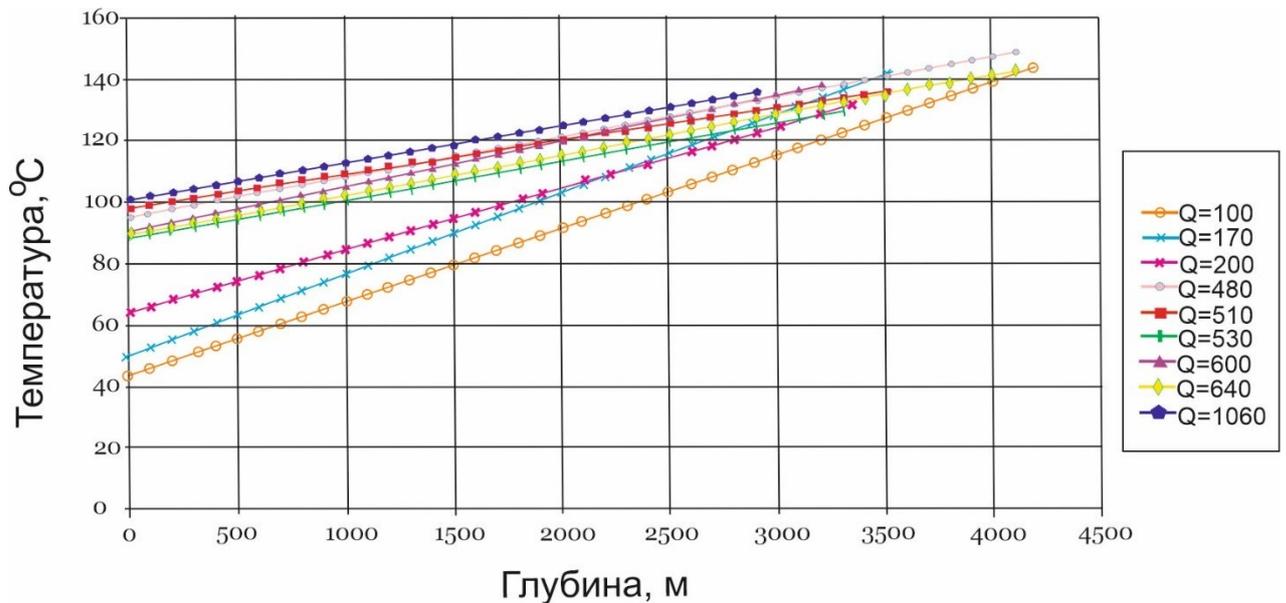


Рисунок 3.7 – Изменение температуры по глубине в зависимости от дебита скважин фундамента центрального блока (фактические данные по ГДИ)

### 3.7 Выводы по главе 3

1. Представлена хронология развития добычи нефти с помощью установок электроцентробежных насосов на месторождении «Белый Тигр». Показана недостаточно высокая надежность насосных установок фирмы REDA, работающих в скважинах нижнего миоцена, средняя наработка на отказ составила 267 сут. По результатам анализа причин выхода из строя УЭЦН во время испытаний установлено, что практически все аварии возникали в электрических частях при попадании пластовой жидкости в протектор или в двигатели, следствием чего было замыкание самого двигателя или силовых кабелей. Ухудшение температурных условий работы двигателя УЭЦН (при норма 121 °С, фактические значения 135–140 °С) приводили к еще более быстрому выходу из строя электрических частей.

2. Результаты исследования работы УЭЦН фирмы REDA показали, что причиной слабой подачи электроцентробежного насоса являлся низкий коэффициент сепарации центробежного сепаратора при давлении на приеме насоса, равном 3,3 МПа. Стандартный ЭЦН при газосодержании флюида на приеме насоса 0,4–0,45 теряет половину от своей номинальной

производительности. Эффективная работа электроцентробежных насосов возможна лишь при более высокой обводненности продукции скважины или при повышении давления на приеме до 5,5–6,0 МПа с увеличением глубины погружения насоса под динамический уровень.

3. Проведенный анализ работы установок электроцентробежных насосов показал, что на месторождении «Белый Тигр» эксплуатационные колонны в основном состоят из труб размером 168×140 мм, и УЭЦН могут применяться только в скважинах с дебитом до 250 м<sup>3</sup>/сут и обводненностью до 70%. С дебитом до 500 м<sup>3</sup>/сут можно опускать УЭЦН в необводненные скважины с диаметром эксплуатационной колонны не менее 194 мм.

## **4 ОПЫТ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ДРАКОН» С ПОМОЩЬЮ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ**

### **4.1 Эксплуатация скважин участка центрального свода месторождения «Дракон» с помощью УЭЦН**

На участке «Центральный свод» месторождения «Дракон» (RP-1) добыча нефти производится с декабря 1994 г. В фонтанный период скважины эксплуатировались с дебитом 32–69 т/сут. При испытании скв. №№ 101, 104, 106, 112, 116 RP-1 (RP – морская стационарная платформа на месторождении «Дракон») в их продукции были обнаружены единичные зерна кварца размером 0,4 мм, отнесенные к продуктивному горизонту.

Резкое падение пластового давления и обводнение скважин привело к необходимости использования УЭЦН спустя 1,5 месяца после начала добычи нефти.

По состоянию на 01.01.1996 г. на участке RP-1 8 добывающих скважин были оборудованы УЭЦН фирмы REDA, мощности которых находились в пределах 25–50 кВт. УЭЦН работали в оптимальной по КПД (50–60 %) области с производительностью от 42 до 130 т/сут по жидкости. Температура жидкости на приеме насосов составила около 80 °С, давление на приеме насосов колебалось от 30 до 120 ат и в среднем находилось в пределах 50 ат. Абразивного износа УЭЦН не наблюдалось [101].

Средний межремонтный период скважин, оборудованных ЭЦН, составил 226 дней. На скважинах №№108, 109, 112 УЭЦН проработали соответственно по 626, 418 и 429 дней.

Одним из осложняющих факторов эксплуатации скважин RP-1 является наличие песка в продукции, хотя в начале эксплуатации выходов из строя ЭЦН не происходило.

Скважина №109 после 5,5 сут работы прекратила фонтанирование, и в дальнейшем эксплуатация скважины осуществлялась с помощью УЭЦН, спущенного в декабре 1995 г. В период с июля по октябрь 1996 г. и с января

по сентябрь 1998 г. скважина находилась в простое. ЭЦН вышел из строя в марте 1999 г., проработав 418 дней. При извлечении УЭЦН в скважине была обнаружена песчаная пробка, выше приемного клапана на 5 м. Насос частично был забит песком, вал сломан.

Второй насос типа TD-450 фирмы ESP, спущенный в сентябре 1999 г., отработал только 55 сут, за этот период было отобрано всего 0,44 тыс. т нефти. Третий насос типа TD-450 спущен на глубину 1788 м в июле 2003 г.

Скважина была оборудована забойным фильтром в интервале 1964–2031 м. Установка вышла из строя в июне 2005 г. отработав 675,5 сут, за этот период было отобрано 10,3 тыс. т нефти.

С начала эксплуатации скважины УЭЦН отобрано 28,95 тыс. т нефти, МРП в среднем, составляет 383 сут.

Скважина №101 после 16 месяцев фонтанирования была переведена в апреле 1996 г. на механизированный способ эксплуатации при помощи УЭЦН с дебитом 86–95 т/сут. Во время ремонта по переводу на ЭЦН была обнаружена песчаная пробка, частично перекрывающая интервал перфорации.

В июле 1996 г. скважина была остановлена. В сентябре 1997 г. был произведен подъем ЭЦН и спущены НКТ с воронкой до глубины 2186 м.

При проведении капитального ремонта в сентябре 1999 г. с целью установки ЭЦН в скважине обнаружена песчаная пробка перекрывающая интервал перфорации (2210–2530 м). При промывке песчаной пробки имели место значительные поглощения промывочной жидкости (морская вода,  $P_{пл.} = 102$  ат), что не обеспечило полного выноса песка на поверхность.

После окончания ремонта и запуска УЭЦН на скважине через неделю произошло срабатывание защиты по токовой нагрузке. При последующем пуске отсутствовала подача жидкости. Причиной явилось слом вала УЭЦН из-за выноса песка из призабойной зоны.

В январе 1996 г. скважина 106 после прекращения фонтанирования, связанного с падением пластового давления в зоне дренирования, была переведена в работу с УЭЦН. С января по март дважды проводился ремонт по спуску УЭЦН.

Из-за наличия песка и выхода из строя УЭЦН скважину закрыли. Забой засыпан песком. Текущий забой 2070 м (июнь 1996 г.), цементный мост – 2075 м. Спущены НКТ с воронкой.

По состоянию на 01.01.2000 г. на участке RP-1 работали только 3 скважины (№№105, 108, 112). Межремонтный период скважин №№105 и 108, оборудованных УЭЦН DN-450 (REDA), и скважины №112, оборудованной УЭЦН DN-1000 (REDA), составил соответственно 1360, 1113 и 1167 дней [120].

Одним из осложняющих факторов эксплуатации скважин RP-1 является наличие песка в продукции скважин. Для дальнейшей эксплуатации скважин на RP-1 необходимо рассмотреть вопросы по оборудованию фильтров для предотвращения выноса песка из призабойной зоны.

В 2005 г. была выполнена работа «Совершенствование техники и технологии добычи нефти и интенсификация нефтедобычи» (В.Ю. Бахишев, А.Н. Иванов, Н.В. Кань и др.) [1].

Скважина №105 введена в эксплуатацию в декабре 1994 г. фонтанным способом с начальным дебитом безводной нефти 187 т/сут. Через 4 месяца скважина прекратила фонтанирование из-за снижения пластового давления и была переведена на эксплуатацию УЭЦН.

За период эксплуатации УЭЦН в скважине было проведено три СПО по замене УЭЦН. Первоначально насос DN-450 фирмы REDA был спущен в скважину на глубину 1851 м и проработал 1382 сут (с апреля 1995 г. по январь 2001 г.). Накопленный отбор нефти за этот период составил 73,5 тыс.

т. Далее, насос TD-650 фирмы ESP был спущен на глубину 1776 м и проработал 1306 сут (с мая 2001 г. по февраль 2005 г.). Накопленный отбор нефти за этот период составил 69,02 тыс. т.

В марте 2005 г. в скважине на глубине 1849 м был установлен насос TD450, состоящий из 442 ступеней. Расчетное значение давления на приеме насоса составляло 38 ат, дебит жидкости – 37 м<sup>3</sup>/сут при обводненности продукции 35%. Фактическое давление на приеме насоса равно 36,4 ат при дебите жидкости 29 м<sup>3</sup>/сут и обводненности 51%. По состоянию на 01.10.1995 г. установка работала в оптимальном режиме, коэффициент полезного действия (КПД) составлял 43–46 % [1].

За период с 1995 г. по 01.10.2005 г. из скважины было отобрано 145,1 тыс. т нефти. Средний МРП составлял 1344 сут.

Скважина №108 была введена в эксплуатацию УЭЦН в январе 1996 г. с дебитом безводной нефти 53 т/сут. С начала эксплуатации УЭЦН на скважине были проведены 2 замены установок. Первоначально насос типа DN-450 фирмы REDA, состоящий из 497 ступеней, был спущен на глубину 1997 м. Установка проработала 2016 сут с октября 1996 г. по июль 2003 г., накопленный отбор нефти за этот период составил 69,48 тыс. т. В июле 2003 г. насос вышел из строя, и в скважину на глубину 2096 м был опущен насос типа TD-450 фирмы ESP (20.07.2003 г.), состоящий из 442 ступеней.

За период с 1996 г. по 01.10.2005 г. из скважины было отобрано 76,3 тыс. т нефти, МРП в среднем, составлял 2016 сут.

Скважина №110 была введена в эксплуатацию УЭЦН в марте 2002 г. с начальным дебитом нефти 53 т/сут. Насос типа TD-650 фирмы ESP был спущен на глубину 1920 м и проработал до июля 2004 г., всего 857 сут. За этот период добыто 41,8 тыс. т нефти. Второй насос типа TD-450 фирмы ESP, состоящий из 442 ступеней, был установлен на глубине 2154 м.

С даты спуска до 01.10.2005 г. установка отработала 241,5 сут, за этот период отобрано 6,84 тыс. т нефти. С начала механизированной эксплуатации

скважины отобрано 48,6 тыс. т нефти, МРП УЭЦН в среднем составлял 857 сут.

Скважина №112 была введена в эксплуатацию механизированным способом при помощи УЭЦН в апреле 1995 г. с начальным дебитом нефти 26 т/сут. С начала эксплуатации скважины было использовано три установки. Первый насос типа DN-1000 фирмы REDA был спущен в апреле 1995 г. на глубину 1740 м. После 67 сут работы насос вышел из строя. Второй насос типа DN-1000 фирмы REDA был спущен в июле 1995 г. и проработал до июня 2004 г., всего 2160 сут. За этот период было добыто 98,5 тыс. т нефти. В июле 2004 г. в скважину на глубину 1907 м был спущен насос типа TD-450 фирмы ESP, состоящий из 440 ступеней.

За период с апреля 1995 г. по октябрь 2005 г. УЭЦН в общей сложности отработала 2632 сут, за этот период было добыто 113,33 тыс. т нефти. Средний МРП УЭЦН составлял 1114 сут.

Скважина №117 была введена в эксплуатацию УЭЦН в октябре 2002 г. с начальным дебитом нефти 63 т/сут. В скважине были использованы два насоса. После окончания бурения в скважину на глубину 1860 м был спущен насос типа TD-650 фирмы ESP, состоящий из 404 ступеней. Установка отработала 272 сут, за этот период было добыто 3,6 тыс. т нефти, 27 июля 2003 г. в скважину на глубину 2045 м был спущен насос TD-450 фирмы ESP. При замене ЭЦН в интервале 2085-2180 м установлен противопесочный хвостовик-фильтр.

С начала эксплуатации скважины УЭЦН было отобрано 30,9 тыс. т нефти, МРП в среднем составлял 272 сут.

С начала эксплуатации по состоянию на 01.01.2005 г. со скважин участка Центральный Дракон (RP-1) УЭЦН было отобрано 434,2 тыс. т нефти. Средний МРП УЭЦН составлял 921 сут [1].

По результатам анализа механизированной эксплуатации скважин участка можно отметить:

- УЭЦН фирм REDA и ESP соответствовали геолого-техническим условиям участка;
- все УЭЦН работали в оптимальной области рабочих характеристик с дебитами жидкости от 20 до 60 м<sup>3</sup>/сут, давление на приеме насосов находилось в пределах 20–53 ат, температура на приеме – 76–92 °С, КПД установок находился в диапазоне 43–48 %.

По состоянию на 01.01.2009 г. для эксплуатации скважин на RP-1 использовались однотипные установки фирмы ESP типа TD-450 или DN-450 фирмы REDA, состоящие из двух секций по 211 рабочих ступеней с рекомендуемой рабочей зоной по напорной характеристике от 50 до 70 м<sup>3</sup>/сут для насосов TD-450 и от 45 до 74 м<sup>3</sup>/сут для DN-450. При этом диапазон дебитов по скважинам составлял от 10 до 80 м<sup>3</sup>/сут. Необходимая подача достигалась путем штуцирования на устьях скважин, что не отвечало требованиям оптимального энергосберегающего режима, но что может быть оправданным в условиях использования однотипных установок по принципу взаимозаменяемости. С 13 по 19 августа 2008 г. скважины RP-1 останавливались по ОТМ из-за промывки нефтепровода RP-1 → УБН-3. Остановка дала возможность произвести по некоторым скважинам оценку пластового давления (по восстановлению давления, фиксируемого с помощью погружных датчиков на приеме ЭЦН), поскольку специальные замеры пластового давления выполнялись нерегулярно [2].

По результатам эксплуатации скважин на RP-1 с помощью УЭЦН можно сделать следующие выводы [2].

1. Практически все установки, кроме УЭЦН на скважине №112, работали с параметрами меньше рекомендуемой зоны (50–70 м<sup>3</sup>/сут) напорных характеристик установок типа TD-450 (ESP) или DN-450 (REDA). В скважины 108 и 109 спущены широкополосные установки типа TN 440 с рабочей зоной 13–73 м<sup>3</sup>/сут.

2. На всех скважинах производительность установок ограничивалась штуцерами, что допускается при работе УЭЦН в качестве временной меры при выводе на режим или с целью экономии затрат на проведение ремонтов при смене УЭЦН.

3. КПД эксплуатируемых установок находился в пределах 22–45 % и в среднем составлял 32%. Низкий КПД установок на скважинах 101, 106, 108 объяснялся использованием УЭЦН большей производительности, чем необходимо в соответствии с притоком из пласта. Скважины 101, 108, 106 работали с постоянным доливом жидкости в затрубное пространство по байпасу. Рекомендовалось на этих скважинах использовать широкополосные установки типа УЭЦН фирмы REDA DN-280 (рабочий диапазон: 13–66 м<sup>3</sup>/сут) или DN-440 (рабочий диапазон 13–73 м<sup>3</sup>/сут).

4. Установки имели продолжительную наработку на ремонт, в среднем 705 сут (максимально – 2162 сут), поскольку работали в относительно щадящих условиях: градиент температуры на глубине подвески не превышал 90 °С, вынос песка в значительных количествах не происходил по причине не больших отборов жидкости, газ не влиял на производительность скважинного газосепаратора.

Особенностями эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, расположенных на RP-1, являлись низкие пластовые давления при наличии достаточно больших давлений насыщения (до 157,4 атм по 22-му горизонту). Газовый фактор колебался от 30 до 140 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. В скважинах с большим давлением насыщения свободный газ, поступающий из пласта, в значительной степени осложнял работу УЭЦН.

Существует несколько способов предотвращения влияния газа на работу погружного центробежного насоса. Одним из них является спуск насоса в скважину на глубину, при которой пузырьки свободного газа из жидкости еще не выделяются. В дальнейшем, по мере подъема жидкости в колонне подъемных труб выделяющийся из нее газ будет способствовать

самолифтированию. Однако этот способ не всегда можно реализовать из-за низкого динамического уровня насоса. Кроме того, это требует дополнительной длины кабеля и насосно-компрессорных труб.

Второй способ заключается в сжатии свободного газа в жидкости, поступающей в «конусный» насос, т.е. насос, нижние ступени которого рассчитаны на большие подачи, а верхние – на номинальную. Газожидкостная смесь, поступающая на первые ступени, в дальнейшем сжимается до состояния растворимости газа в жидкости.

Третий способ связан с применением специальных газосепараторов, отделяющих свободный газ от жидкости перед входом ее в насос. Газосепаратор может быть установлен непосредственно внутри корпуса насоса или в виде отдельного узла при монтаже погружного агрегата, встроен между двигателем и насосом.

По состоянию на 01.01.2010 г. для эксплуатации скважин на RP-1 использовались однотипные установки фирмы ESP и REDA, состоящие из двух секций с общим числом рабочих ступеней в количестве 422–463 шт. и обеспечивающие напор на воде в зависимости от подачи и количества рабочих ступеней. Технические характеристики насосов приведены в Таблице 4.1 [4]. Они соответствуют условиям работы насосной установки на воде плотностью  $1000 \text{ кг/м}^3$  при частоте вращения вала 2917 об/мин, что соответствует использованию тока частотой 50 Гц. При определении напоров использовались напорные характеристики (Pump Performance Curve) для данных типов установок.

Диапазон дебитов на скважинах составлял от 10 до  $80 \text{ м}^3/\text{сут.}$  Необходимая подача достигалась путем штуцирования на устьях скважин, что не отвечало требованиям оптимального энергосберегающего режима, но могло быть оправдано при небольшом числе скважин с УЭЦН и при использовании в них однотипных установок, исходя из принципа взаимозаменяемости.

Применение штуцеров позволяет:

- для скважин со слабым притоком из пласта согласовать его с более высокой производительностью используемых установок (скв. №№101б, 106, 108, 109б, 117б);
- для скважин с более высоким притоком из пласта по отношению к производительности используемых установок ограничить отбор жидкости из-за опасности увеличения обводненности (скв. №№105, 112, 110).

Таблица 4.1 – Технические характеристики ЭЦН, применяемых на скважинах RP-1 по состоянию на 01.01.2010 г.

№ скважины	101б	104б	10	5	10	6	10	8	109б	11	0	11	2	117б
Тип насоса	TD-450	TD-450	TD-450	TD-450	TD-450	DN-440	DN-440	D475	N	TD-450	TD-450	TD-450	DN-440	DN-440
Фирма	ESP	ESP	ESP	ESP	ESP	ESP	REDА	REDА	REDА	ESP	ESP	ESP	REDА	REDА
Серия насоса	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Наружн Ø насоса, мм	101,6	101,6	101,6	101,6	101,6	101,6	101,6	101,6	101,6	101,6	101,6	101,6	101,6	101,6
min Ø колонны, мм	139,7	139,7	139,7	139,7	139,7	139,7	139,7	139,7	139,7	139,7	139,7	139,7	139,7	139,7
Рекомендуем рабочая зона подачи, м <sup>3</sup> /сут	48-70	48-70	48-70	48-70	48-70	13-73	13-73	27-83	27-83	48-70	48-70	48-70	15-73	15-73
Оптимальн подача, м <sup>3</sup> /сут при max КПД	62	62	62	62	62	58	58	63	63	62	62	62	58,3	58,3
max КПД насоса %	48	48	48	48	48	48	48	50	50	48	48	48	48	48
Общее количество ступеней, (2 секции) шт	422	422	422	422	422	463	463	354	354	422	422	422	463	463
Напор для рабочей зоны подачи, м	1266-1772	1266-1772	1266-1772	1266-1772	1266-1772	1111-2083	1111-2083	1168-2336	1168-2336	1266-1772	1266-1772	1266-1772	1111-2083	1111-2083
Напор при оптимальн подаче, м	1519	1519	1519	1519	1519	1759	1759	1770	1770	1519	1519	1519	1759	1759

По результатам эксплуатации скважин на RP-1 с помощью УЭЦН можно сделать следующие выводы.

1. Во всех скважинах использовались однотипные установки TD-450 (ESP) с рекомендуемыми рабочими зонами по напорной характеристике 50–70 м<sup>3</sup>/сут. В скважины №108 и 109 были спущены широкополосные установки типа DN 440 (REDA) с рабочей зоной 13–73 м<sup>3</sup>/сут.

2. На всех скважинах производительность установок ограничивалась штуцерами, что допускается при работе УЭЦН в качестве временной меры при выводе на режим или с целью экономии затрат на проведение ремонтов при смене УЭЦН.

3. КПД эксплуатируемых установок находился в пределах 22–45 % и в среднем составлял 32%. Низкий КПД установок на скважинах №101, 106, 108 объяснялся использованием УЭЦН большей производительности, чем необходимо в соответствии с притоком из пласта. Скважины №101, 108, 106 работали с постоянным доливом жидкости в затрубное пространство по байпасу. Рекомендовалось на этих скважинах использовать широкополосные установки типа УЭЦН фирмы REDA DN-280 (рабочий диапазон 13–66 м<sup>3</sup>/сут) или DN-440 (рабочий диапазон 13–73 м<sup>3</sup>/сут).

Помимо конкретных замечаний по режимам работы скважин RP-1, можно сделать общий вывод в том, установки показали продолжительную наработку (в среднем 750 сут), поскольку находились в относительно щадящих условиях: температура на глубине подвески не превышала 90 °С (с учетом нагрева двигателя она достигала 110–120 °С), вынос песка в значительных количествах не происходил по причине небольших депрессий, влияние газа не превышало возможности скважинного газосепаратора.

Известно, что содержание газа в жидкости существенно влияет на работу центробежного насоса [39]. Применение газовых сепараторов позволяет значительно улучшить эффективность работы УЭЦН. При этом наиболее перспективным является газосепаратор центробежного типа. Центробежные газосепараторы позволяют отсепарировать газ из поступающей в насос

скважинной продукции до безопасной для насоса величины при объемной доле свободного газа в продукции перед входом в газосепаратор до 70%.

Рассмотренные конструкции газосепараторов обладают рядом недостатков, основными из которых являются: слабая закрутка потока газожидкостной смеси в завихрителе, малая производительность, недостаточная надежность. В связи с этим следует считать актуальным поиск более эффективных, надежных и высокопроизводительных по жидкости конструкций газосепараторов [34, 35].

Особым конструкторским бюро по бесштанговым насосам было установлено, что ступень насоса ЭЦН6-160 (наружный диаметр насоса 114 мм, подача 160 м<sup>3</sup>/сут) при содержании воздуха в воде 3% снижает напор на 40% и КПД на 15%, при 4%-ном содержании воздуха ступень прекращает подачу. Ступень с подачей 700 м<sup>3</sup>/сут такого же диаметра срывает подачу при 10%-ном содержании воздуха. Ступень насоса с подачей 250 м<sup>3</sup>/сут (наружный диаметр корпуса насоса 103 мм) прекращает подачу при 6%-ном содержании воздуха. Установлено, что чувствительность отдельных типов ступеней насосов, в том числе в зависимости от диаметра и подачи, к влиянию газа различна [34, 35, 106].

Для создания ступеней погружных насосов, менее подверженных вредному влиянию газа и в то же время имеющих характеристики не хуже, чем у обычных, в ОКБ БН были проведены научно-исследовательские и экспериментальные работы со ступенями на подачу 80; 130; 200; 250; 300 и 700 м<sup>3</sup>/сут (диаметр корпуса насоса 92, 103 и 114 мм), в результате которых установлено, что наиболее перспективными могут быть бездисковые (открытые) рабочие колеса [13].

Проведенные исследования ступеней с рабочими колесами открытого типа позволили создать погружные центробежные насосы, способные работать на газожидкостных смесях и жидкостях повышенной вязкости лучше, чем насосы, имеющие обычные рабочие колеса. Технологический

процесс изготовления рабочих колес открытого типа методом штамповки значительно проще и дешевле литья.

В 1992 г. в ГАНГ им. И.М. Губкина был создан газосепаратор нового поколения (В. И. Игревский, А. Н. Дроздов, И. Т. Мищенко), в котором разделение газа и жидкости начинается и происходит в основном в силовой ступени. Во вращающейся камере разделения этот процесс заканчивается. Таким образом, использование центробежного принципа сепарации в новом газосепараторе сохраняется, но носит вспомогательный характер [56].

Это позволило конструкторам Лебедянского машиностроительного завода существенно упростить конструкцию газосепаратора и примерно вдвое уменьшить его длину  $a$ , соответственно, и массу по сравнению с ранее серийно выпускаемым газосепаратором типа МНГ. При этом была существенно повышена эффективность сепарации газа.

По состоянию месторождения «Белый Тигр» на 01.01.2012 г. по залежи нижнего миоцена общий фонд скважин составил 13 скважин. Добывающий фонд – 9 скважин, все скважины №101б, 104б, 105, 106, 108, 109б, 110, 112, 117б находились на конец года в действующем фонде. Эксплуатация скважин проводилась при помощи электроцентробежных насосов [5].

При использовании имеющихся в наличии однотипных УЭЦН типа ТД450 ESP или DN 440 REDA обеспечить их работу с параметрами, лежащими в рабочей зоне (рекомендуемый оптимальный режим) напорных характеристик возможно было только на четырех скважинах (скв. №№ 104Б, 105, 110 и 112). В остальных, из-за слабого притока из пласта, УЭЦН вынуждены были работать с заниженными КПД. Четыре скважины (скв. № №101б, 108, 109б и 117б), из-за критического снижения динамического уровня вынуждены были работать с перепуском по байпасу и с постоянным доливом жидкости в затрубное пространство. На скважинах с потенциально высоким притоком жидкости из пласта вынужденно ограничивались отборы

жидкости штуцированием по причине возможных пескопроявлений, так же снижая КПД установок.

Отказы УЭЦН и трудности с проведением своевременных КРС привели к длительным простоям скважин и значительным недоборам нефти по данному объекту, поэтому возникла проблема выбора оптимального способа механизированной добычи нефти на данном участке.

В связи с этим в 2013 г. сотрудниками отдела добычи нефти и газа (ОДНГ) НИПИморнефтегаз в соответствии с рабочей программой НИР II.7 была выполнена работа «Анализ состояния эксплуатационного фонда скважин, рекомендации по оптимизации его работы и интенсификации нефтедобычи» (А.Н. Иванов, А.С. Кутовой, Н.К. Зунг и др.).

В 2013 г. доля добычи нефти с помощью УЭЦН снизилась до 0,1%, поскольку в отчетном году был реализован «Проект реконструкции технологического комплекса RP-1 при переводе скважин на газлифтный способ эксплуатации», утвержденный в 2011 г. Все добывающие скважины RP-1 месторождения «Дракон», ранее работающие с помощью УЭЦН, были переведены на газлифт (за исключением ликвидированной скважины №110 и переведенной в ППД скважины №108). В результате уровни добычи нефти с помощью УЭЦН снизились в 2013 г. по отношению к 2012 г. на 63,8% [5].

#### **4.2 Причины пескопроявлений на скважинах и предложения по вводу скважин в эксплуатацию**

Участок Центральный Дракон характеризуется низкими значениями продуктивности скважин и обводненностью продуктивных пластов, и это основные факторы выбытия скважин из эксплуатации. Для повышения эффективности использования фонда необходимы мероприятия по вводу бездействующих скважин в эксплуатацию.

При отсутствии коммуникаций для газлифтной эксплуатации скважины переводились на способ добычи нефти с помощью УЭЦН. Первоначально использовались установки фирм REDA, ESP и CENTRILIFT, мощность

которых составляла 25–50 КВт. УЭЦН работали в оптимальной области с КПД 50–60 %, с дебитами 42–130 т/сут по жидкости.

На начальном этапе эксплуатации УЭЦН на месторождении «Дракон» одним из осложняющих факторов явилось наличие песка в продукции скважин, что приводило к заклиниванию УЭЦН, износу внутренних аппаратов и соответственно преждевременному выходу насосов из строя, т.к. продуктивные пласты сложены слабосцементированными песчаниками [28, 65, 67, 72]. Вынос песка в ствол скважины происходил при фильтрации жидкости в результате разрушения рыхлых слабосцементированных пород призабойной зоны при определенных величинах градиента давления или скорости фильтрации. Дополнительные сложности связаны со снижением пластового давления на месторождении «Дракон» ниже гидростатического, что приводило к неэффективным промывкам. При этом песок полностью не выносился, оседая в кавернах и оставаясь во взвешенном состоянии из-за низких скоростей восходящего потока, что приводило к образованию песчаных пробок.

Для защиты внутрискважинного оборудования ограничились спуском противопесочных фильтров собственной конструкции, которые на практике решали проблему не полностью.

Для борьбы с образованием песчаных пробок применяются следующие методы [134]:

1. Регулирование отбора жидкости из скважины.
2. Использование защитных приспособлений у башмака насоснокомпрессорных труб или у приема глубинного насоса.
3. Вынос поступающего песка на дневную поверхность.
4. Периодическая промывка песчаных пробок в скважинах.
5. Использование специальных фильтров для предупреждения поступления песка в скважину или различных цементирующих веществ для закрепления пород призабойной зоны.

На месторождении «Дракон» продуктивные пласты сложены слабоцементированными песчаниками, поэтому при определенных отборах жидкости из пласта происходит поступление песка в скважину. В начале пуска скважины дебит максимален, однако по мере отложения крупных частиц песка в зумпфе и в интервале перфорации происходит снижение дебита до определенной величины, т.е. фильтрация жидкости достигает такой величины, когда поступление песка в скважину прекращается до минимума [28, 72].

Сравнивая скорость восходящего потока жидкости в эксплуатационной колонне и скорости падения частиц песка в нефти, можно отметить, что даже максимальный дебит в скважине с колонной  $\varnothing 140$  мм не обеспечивает полного выноса песка из скважины, что соответственно приводит к образованию песчаных пробок и значительному выносу песка с более мелкими фракциями.

Для определения концентрации выноса песка при разных депрессиях необходимо было провести исследования по следующей схеме:

1. Спустить в одну из скважин центрального участка месторождения «Дракон» УЭЦН REDA DN-450, 440 ступеней, мощность насоса 25 кВт.
2. Обвязать затрубное пространство по схеме, показанной на Рисунке 4.1 для регулирования величины забойного давления, чтобы определить поступление песка в скважину на разных депрессиях, путем отбора проб на устье.
3. На основании полученных результатов исследований сделать подбор погружного центробежного электронасоса при ограниченном отборе жидкости из скважины.

Предварительные расчеты, основанные на анализе дебитов за весь период эксплуатации скважин на RP-1 месторождения «Дракон» дают основание выбрать насосное оборудование, указанное в Таблице 4.2.

В зависимости от характера пескопроявлений можно рекомендовать следующие конструкции различных фильтров и песочных якорей, устанавливаемых под приемом насоса [28, 72].

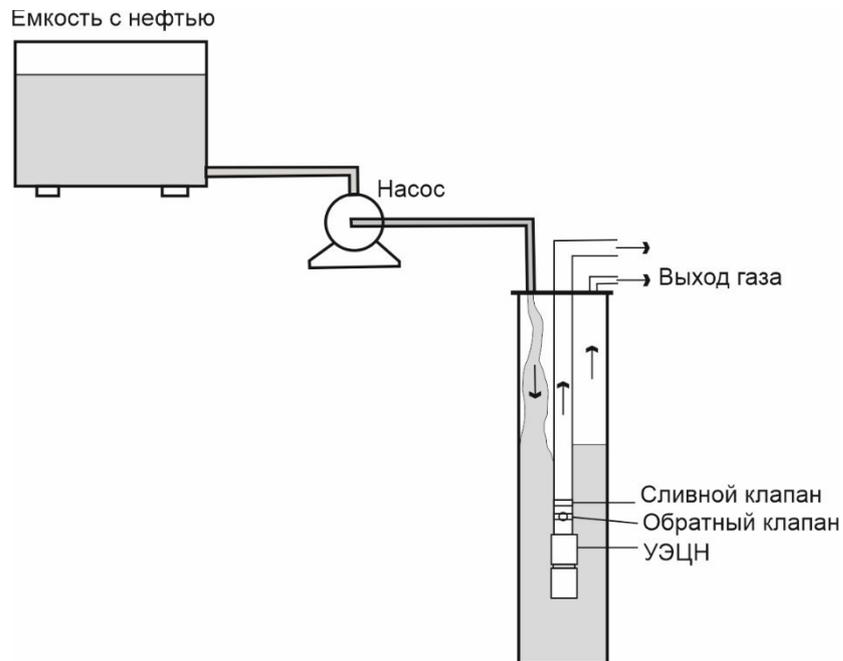


Рисунок 4.1 – Работа УЭЦН с подливом нефти в затрубное пространство

Таблица 4.2 – Выбор насоса в зависимости от добычи жидкости

№ п/п	Номера скважин	Объем жидкости, т/сут	Марка насоса
1.	101	35-40	DN-280
2.	104	40-45	DN-280
3.	105	40-45	DN-280
4.	106	60-65	DN-400
5.	108	50-55	DN-400
6.	109	40-45	DN-280
7.	112	45-50	TD-650
8.	115	40-45	DN-280
9.	116	45-50	DN-610
10.	110	80-1000	TD-650

Газопесочные якоря предназначены для отделения растворенного в нефти газа и механических примесей, содержащихся в составе скважинной жидкости. Монтируется на приеме штангового насоса.

Газопесочный якорь (Рисунок 4.2) состоит из двух камер – газовой (верхней) 4 и песочной (нижней) 7, соединенных с помощью специальной муфты 5, в которой просверлены отверстия *Б*. В верхней камере якоря укреплена всасывающая трубка 3, а в нижней – рабочая труба 6, снабженная конической насадкой 8. Якорь присоединяется к приему насоса 1 через переводник 2, который связывает корпус якоря со всасывающей трубкой. На нижнем конце песочной камеры навинчена глухая муфта 9 [69].

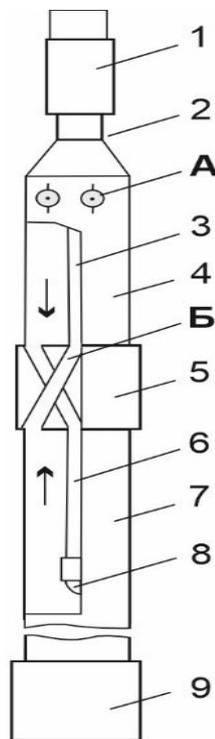


Рисунок 4.2 – Газопесочный якорь

При работе насоса жидкость из скважины поступает через отверстия *А* в газовую камеру, где газ отделяется от нефти. Затем отсепарированная нефть через отверстия *Б* и рабочую трубу направляется в песочную камеру; отделившаяся от песка жидкость поднимается по кольцевому пространству в песочной камере и поступает через отверстия в специальной муфте во всасывающую трубу 3 на прием насоса.

Для скважин, в которых наблюдается периодическое (при изменении отбора жидкости) поступление небольших объемов песка, устанавливают песочный якорь конструкции фирмы Cavins, показанный на Рисунке 4.3, для скважин, оборудованных УЭЦН.

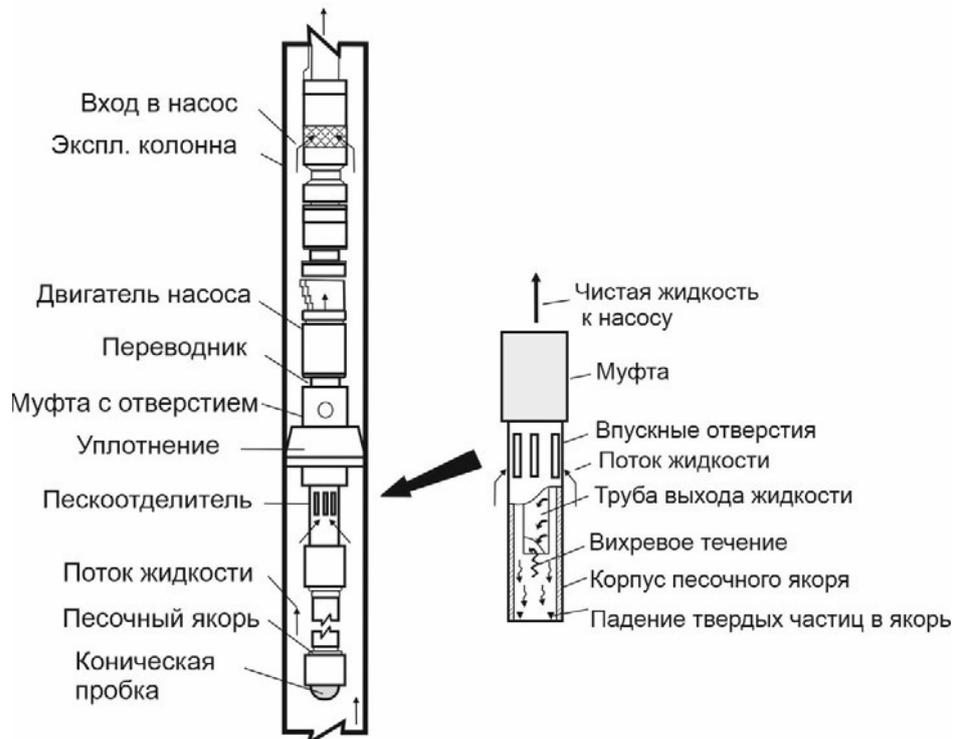
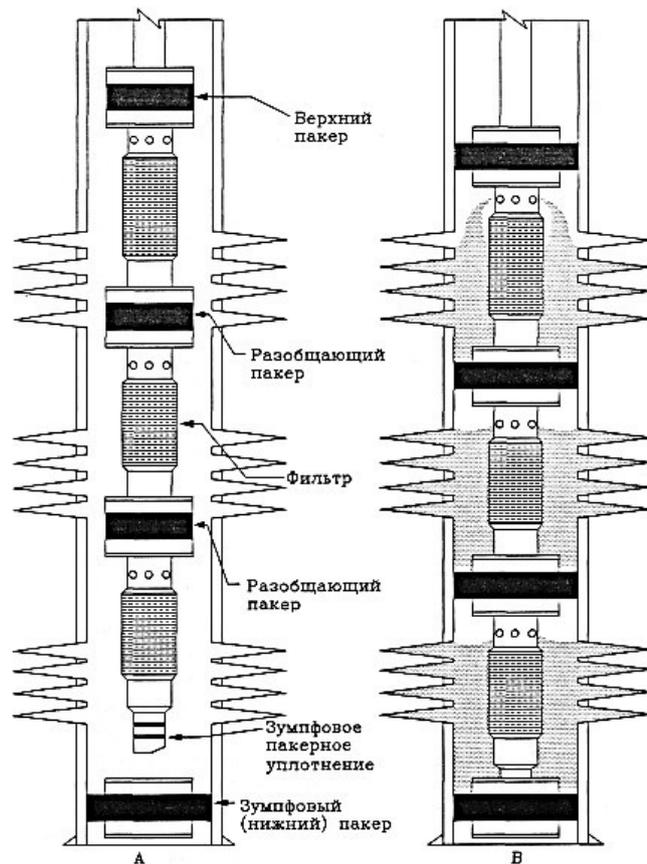


Рисунок 4.3 – Компоновка УЭЦН с песочным якорем

Конструкция предусматривает отделение абразивных твердых тел (песка) от добываемой жидкости с помощью направленного потока по спирали. В результате твердые частицы осаждаются в песочный якорь, а очищенная жидкость поднимается к насосу. Улавливаются частицы песка, которые подняты потоком жидкости из пласта и не упали в зумпф, что позволяет продлить безаварийный период работы УЭЦН.

Установка противопесочных якорей подобной конструкции не требует участия специалистов фирмы-изготовителя в процессе спуска в скважину.

В том случае, если в скважине постоянно выносятся песок из пласта, устанавливается щелевой фильтр или фильтр с гравийной набивкой с перекрытием интервалов перфорации. Пример установки таких фильтров представлен на Рисунке 4.4.



А – до установки пакеров  
 В – после установки пакеров

Рисунок 4.4 – Многозонное перекрытие за один рейс

Настоящая компоновка оборудования требует участия специалистов фирмы и использования дополнительного оборудования и материалов: песок, жидкость песконосителя, специальный инструмент, пескосмесительная и продавочная техника.

После определения характера поступления песка, перед спуском выбранного оборудования скважину необходимо очистить от песчаных отложений в интервале перфорации.

Пробки ликвидируют, промывая их водой. Сложность процесса обусловлена тем, что пластовое давление на месторождении «Дракон» снизилось до значений, намного меньших гидростатического, и во время промывки фильтровой зоны промывочная жидкость проникала в пласт. Песок полностью не выносился из скважины, оседал в кавернах призабойной зоны и

частично оставался во взвешенном состоянии в стволе скважины из-за низких скоростей восходящего потока. В дальнейшем при освоении скважины или после непродолжительной ее работы взвешенный и поступивший из призабойной зоны песок приводил к заклиниванию насоса. Подобная ситуация сложилась при ремонте скв. №101 месторождения «Дракон».

На месторождениях СП «Вьетсовпетро» для предотвращения поступления песка из эксплуатационной колонны в призабойную зону во время промывки скважины создают минимальную репрессию на продуктивные пласты. Лучшим типом промывочной жидкости в этом случае являются пенные системы, которые позволяют обеспечить совершенную гидродинамическую связь пласта со скважиной, сохранить коллекторские свойства призабойной зоны и обеспечить приток при аномально низких пластовых давлениях [3, 4].

Второй вариант решения этой проблемы – промывка пробок высоковязким раствором, который не проникает глубоко в призабойную зону и хорошо удерживает частицы песка при движении потока по затрубному пространству. К таким жидкостям относятся водные растворы полиакриламида.

Температура пласта миоценовых отложений месторождения «Дракон» составляет около 90 °С, газосодержание нефти 110 м<sup>3</sup>/т. Нефти имеют большое содержание ПАСВ с температурой плавления 59–60 °С. Эти факторы являются определяющими при эксплуатации скважин и сборе их продукции. Для улучшения реологических свойств нефти и осуществления безаварийного транспорта ее на ЦТП-2 (центральная технологическая платформа) нефть нагревается до 80 °С, и в нее подается депрессатор.

С целью решения проблем пескопроявления на месторождении «Дракон», на заседании секции разработки, бурения, добычи и экономики Научно-технического совета НИПИморнефтегаз СП «Вьетсовпетро» 31 января 2014 г. были проанализированы осложняющие факторы эксплуатации

скважин RP-1. Основным из них на тот момент было признано наличие песка в продукции. Результаты пробной эксплуатации 21 и 22 горизонтов месторождения «Дракон» показали целесообразность проведения следующих мероприятий:

- совершенствование механизированной добычи нефти, в первую очередь, УЭЦН с установкой пескозадерживающих фильтров, спускаемых на эксплуатационной колонне, НКТ или устанавливаемых с помощью пакера;
- проведение испытаний на пескопроявляющих скважинах по определению максимально допустимых депрессий на пласт, при которых не происходит выноса песка;
- использование шланго-электрокабелей УЭЦН для подачи депрессаторов в продукцию скважин для улучшения реологических свойств транспортируемой нефти.

Для определения зависимости интенсивности выноса песка от дебита скважин месторождений СП «Вьетсовпетро» силами работников НИПИморнефтегаз и ПДНГ СП «Вьетсовпетро» (А.С. Кутовой, Нгуен Куок Зунг, А.В. Беленко, Нгуен Тьен Тханг и др.) были выполнены промысловые исследования, результаты которых позволили уточнить оптимальную рабочую область эксплуатации УЭЦН и показали необходимость использования насосных установок с меньшей производительностью. На Рисунке 4.5 показана рабочая область УЭЦН до и после оптимизации по типу насосов и производительности.

Расчеты были выполнены с помощью программы, разработанной специалистами СП «Вьетсовпетро» (А.С. Кутовой, Нгуен Куок Зунг, А.С. Клевцов, Фам Чунг Шон и др.). УЭЦН работают в оптимальной области рабочих характеристик с дебитами жидкости от 20 до 60 м<sup>3</sup>/сут, давление на приеме насосов находится в пределах 20–53 ат, температура на приеме – 7692 °С, КПД установок находится в диапазоне 43–48 %. Достигнута высокая средняя наработка на отказ УЭНЦ, равная 921 сут.

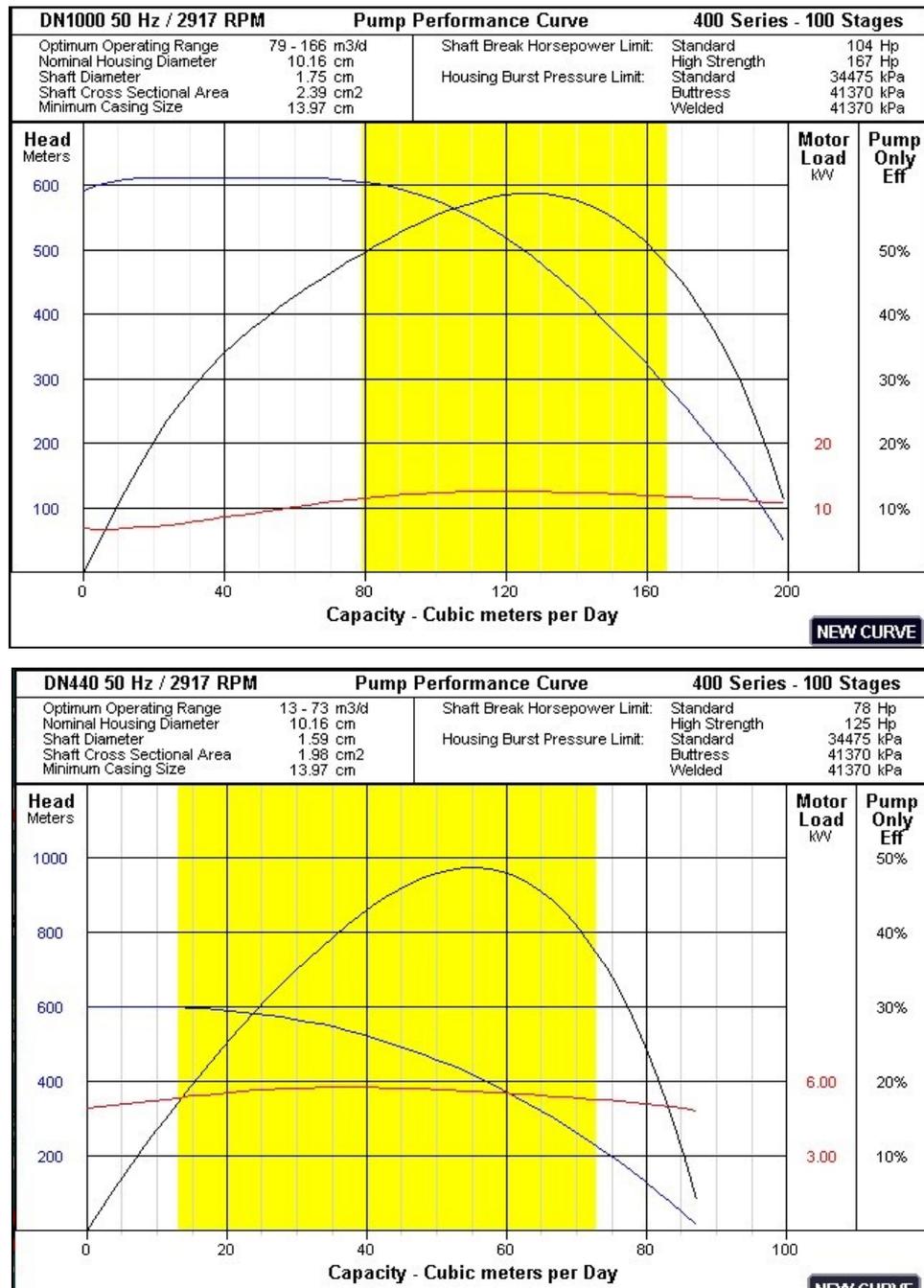


Рисунок 4.5 – Рабочая область УЭЦН до оптимизации – DN-1000 (сверху);  
после оптимизации – DN-400 (снизу).

#### 4.3 Временное применение УЭЦН на скважинах юго-восточного участка месторождения «Дракон» до обустройства газлифта

По состоянию на 01.01.2011 г. на юго-восточном участке месторождения «Дракон» (RC-2 /RP-3) некоторые скважины работали в нестабильной области и прекратили фонтанировать [5]. Сложившаяся ситуация с остановкой скважин на месторождении «Дракон» требовала рассмотрения

мероприятии по их вводу в эксплуатацию. Для этого была проведена технико-экономическая оценка по применению УЭЦН до обустройства газлифта на РС-2 (RP-3).

Интенсификация разработки залежей внедрением механизированной добычи нефти является многофакторной задачей, решаемой инженерными расчетами с учетом экономической конъюнктуры, включающей текущую и прогнозируемую цену нефти.

В основу инженерного обоснования выбора механизированного способа эксплуатации скважин положены:

- результаты применения различных механизированных способов в аналогичных геолого-технических условиях;
- прогноз динамики пластового давления и обводненности продукции;
- прогноз исполнения проектных решений по обустройству месторождения и оперативность исполнения корректирующих действий;
- прогноз потенциальных мощностных и временных показателей источников энергии для механизации добычи;
- характеристика проектируемой системы сбора и подготовки продукции.

В 2012 г. проведенный анализ состояния фонда добывающих скважин юго-восточного участка месторождения «Дракон» позволил сформулировать следующие выводы и рекомендации (А.Н. Иванов, А.С. Кутовой, Нгуен Куок Зунг и др.) [5]:

1. Основным направлением механизации добычи нефти на месторождении «Дракон» является внедрение компрессорного газлифта, что определено документом «Уточненная Генеральная схема разработки и обустройства месторождения Дракон» [134].

2. Исходя из соображений текущей нормализации процесса разработки залежи фундамента юго-восточного участка месторождения «Дракон» и учитывая наблюдающиеся в последнее время факты прекращения

фонтанирования, необходимость выполнения плановых заданий по добыче нефти; ожидаемую конъюнктуру рынка нефти, текущую и прогнозную энергетическую характеристику залежи, динамику обводненности продукции скважин, неопределенность сроков внедрения полноценной системы газлифта, предлагались следующие временные варианты эксплуатации, некоторых скважин:

А. Перевести скважин №№14, 21 и 206 на механизированный способ эксплуатации с использованием УЭЦН.

В. Перевести скважин №№14, 21, 201, 206 и 305 на механизированный способ эксплуатации с использованием УЭЦН.

Предлагалась оборудовать колонну НКТ комплексом ВСО, позволяющим в дальнейшем перевести скважины на газлифтную эксплуатацию без проведения СПО, рассматривалось два подварианта:

1. Временная схема ВСО без пакера (Рисунок 4.6).
2. Схема ВСО с пакером, при дополнительном обосновании (Рисунок 4.7).

Вариант А. При работе одного насоса УЭЦПК и одного насоса ФМС для закачки воды, обеспечение электроэнергией (322 кВт) возможно от существующего энергоблока ДГ-72 на РР-3. В данном варианте предусматривал объем закачки воды для ППД на уровне 2200 м<sup>3</sup>/сут.

Энергетическое обеспечение вариантов и объемы закачки воды ППД.

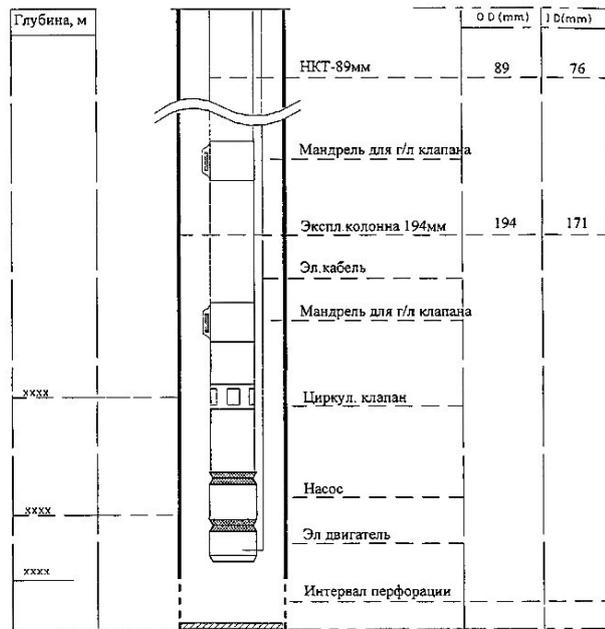


Рисунок 4.6 – Временная схема ВСО с УЭЦН (без пакера)

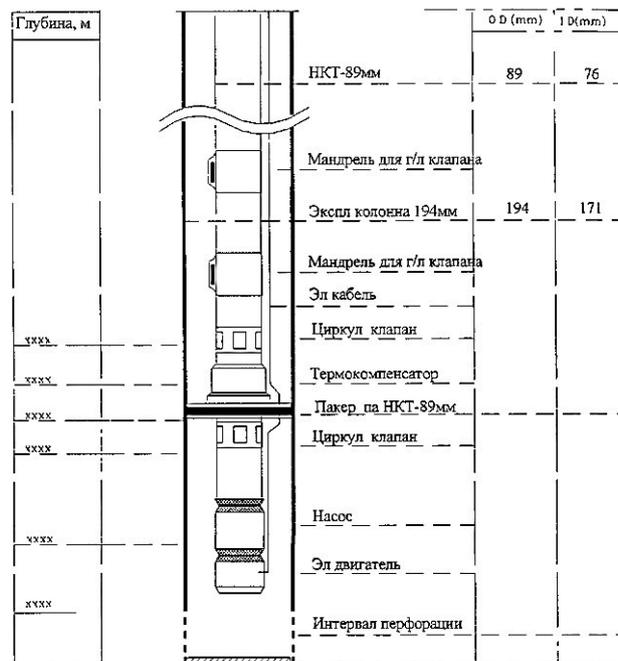


Рисунок 4.7 – Временная схема ВСО с УЭЦН (с пакером)

Вариант В. При работе одного насоса УЭЦПК для закачки воды ППД обеспечение электроэнергией (748 кВт) возможно от существующего энергоблока ДГ-72 на РР-3. В данном варианте предусматривается объем закачки воды для ППД на уровне 1700 м<sup>3</sup>/сут.

В 2012 г. коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин составлял 0,934. Варианты внедрения ЭЦН позволяли закачивать за сутки 2200 и 1700 м<sup>3</sup> воды. Соответственно за 2012 г. можно было закачивать 750 тыс. м<sup>3</sup> или 580 тыс. м<sup>3</sup> воды.

По варианту без внедрения ЭЦН за 2013 г. можно добыть 600 тыс. т нефти и закачать 750 тыс. м<sup>3</sup> воды. Накопленная компенсация отбора закачкой составит 31%. При этом среднее давление снизится до 20,4 МПа.

По варианту А с внедрением ЭЦН на трех скважинах, за 2013 г. можно добыть 662,5 тыс. т нефти и закачать 750 тыс. м<sup>3</sup> воды. Накопленная компенсация отбора закачкой составляет 30,5%. При этом среднее давление снизится до 20,3 МПа.

По варианту В с внедрением ЭЦН на пяти скважинах, за 2013 г. можно добыть 693,8 тыс. т нефти и закачать 580 тыс. м<sup>3</sup> воды. Накопленная компенсация отбора закачкой составит 27,7%. При этом среднее давление снизится до 19,7 МПа. Динамика накопленных добычи нефти и компенсации отбора закачкой, среднего пластового давления приведены на Рисунке 4.8.

Экономическая оценка временного перевода скважин на механизированный способ эксплуатации с помощью УЭЦН до внедрения системы газлифт по сравнению с базовым вариантом проводилась для 2-х вариантов (варианты А и В), которые отличались друг от друга количеством переводимых скважин, величиной капитальных вложений и текущих затрат.

За базовый вариант был принят осуществляемый вариант разработки.

Добыча нефти по скважинам в соответствии с базовым вариантом и прирост добычи при применении УЭЦН до внедрения газлифта за 2013 г. приведены в Таблице 4.3. Экономическая оценка рассматриваемых вариантов по сравнению с базовым вариантом показала, что оба варианта экономически эффективны, но наиболее прибыльным является вариант В, по которому чистая прибыль составляет 44 млн долларов США при цене на нефть 215

долларов США за тонну и 67,2 млн долларов США при цене на нефть 300 долларов США за тонну.

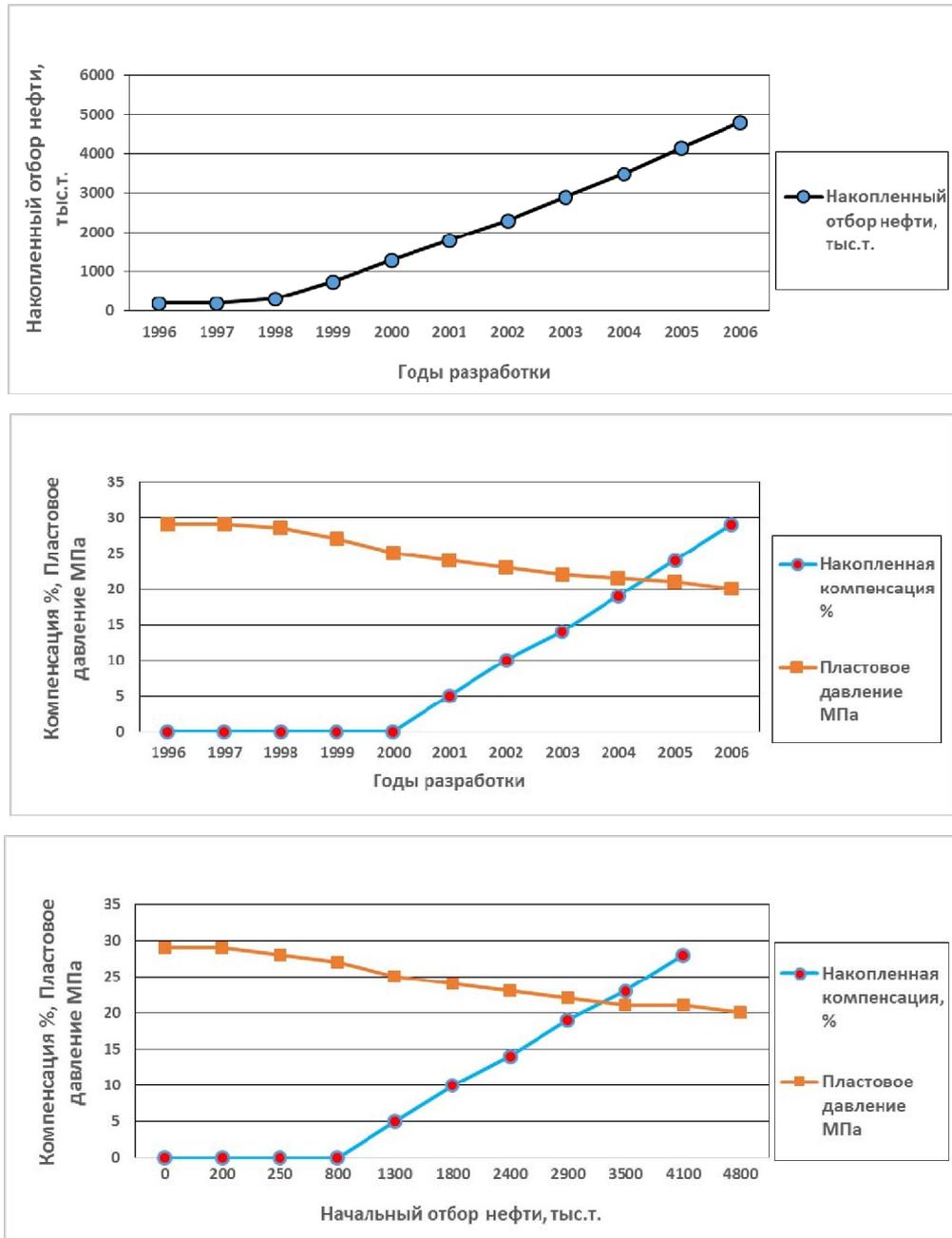


Рисунок 4.8 – Динамика показателей разработки юго-восточного участка месторождения «Дракон»

Таким образом, после принятия варианта В, т.е. после перевода скважин №14, 21, 201, 206 и 305 на механизированный способ эксплуатации с использованием УЭЦН можно сделать следующие выводы.

1. Высокие значения коэффициента эксплуатации месторождения «Дракон» свидетельствуют о стабильной работе действующего фонда скважин, оборудованных УЭЦН.

Таблица 4.3 – Добыча нефти по скважинам в соответствии с базовым вариантом и прирост добычи при применении УЭЦН до внедрения газлифта за 2006 г.

№ п/п	Номера скважин	Добыча нефти по вариантам, тыс. т		
		Базовый	Вариант А	Вариант В
1.	14	18,0	38,7	38,7
2.	21	13,8	35,8	35,8
3.	206	41,2	61,0	61,0
4.	201	13,3	13,3	23,9
5.	305	125,0	125,0	145,8
6.	302	50,1	50,1	50,1
7.	303	107,7	107,7	107,7
8.	308	117,9	117,9	117,9
9.	310	40,7	40,7	40,7
10.	309	32,1	32,1	32,1
11.	313	21,2	21,2	21,2
12.	314	14,3	14,3	14,3
13.	311	4,7	4,7	4,7
14.	Итого	600,0	662,5	693,9
15.	Прирост	-	62,5	93,9

2. По результатам анализа механизированной эксплуатации скважин центрального участка месторождения Дракон можно отметить:

- из скважин, оборудованных УЭЦН, добыто 443,272 тыс. т нефти, средний МРП установок составляет 921 суток;
- УЭЦН фирм REDA и ESP соответствуют геолого-техническим условиям участка;

- все УЭЦН работают в оптимальной области рабочих характеристик с дебитами жидкости от 20 до 60 м<sup>3</sup>/сут, давление на приеме насосов находится в пределах 20–53 ат, температура на приеме составляет 76–92 °С, КПД установок находится в диапазоне 43–48 %.

3. Проведенная технико-экономическая оценка временного перевода скважин юго-восточного участка месторождения «Дракон» на УЭЦН до обустройства газлифта показала:

- перевод скважин №14, 21 и 206 на эксплуатацию УЭЦН до ввода в действие системы газлифта позволил получить прирост добычи нефти за 2006 г. в размере 62,5 тыс. т;

- при переводе на эксплуатацию УЭЦН скважин №14, 21, 201, 206 и 305 прирост добычи нефти за 2006 г. достигает 93,9 тыс. т;

- при сохранении мировых ценовых тенденций на нефть перевод 5 скважин юго-восточного участка месторождения «Дракон» на эксплуатацию УЭЦН до обустройства газлифта позволит получить от 10 до 15 млн долларов США дополнительной чистой прибыли.

#### **4.4 Выводы по главе 4**

1. Особенности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, расположенных на месторождении «Дракон», являются низкие пластовые давления при наличии достаточно больших давлений насыщения (до 157,4 атм). Большое количество свободного газа, поступающего в скважину непосредственно из пласта либо выделяющегося из нефти уже в колонне, сильно затрудняет эксплуатацию скважин погружными центробежными насосами.

2. На начальном этапе эксплуатации УЭЦН на месторождении «Дракон» одним из осложняющих факторов стало наличие песка в продукции скважин, что приводило к заклиниванию УЭЦН, износу внутренних аппаратов и соответственно преждевременному выходу насосов из строя.

Дополнительные сложности заключались в снижении пластового давления на месторождении «Дракон» ниже гидростатического, что уменьшало эффективность промывки. При этом песок выносился не полностью, оседая в кавернах и оставаясь во взвешенном состоянии из-за низких скоростей восходящего потока, что приводило к образованию песчаных пробок.

Для защиты внутрискважинного оборудования от пескопроявления осуществлялся спуск противопесочных фильтров собственной конструкции, а также были использованы газопесочные якоря для отделения растворенного в нефти газа и механических примесей, содержащихся в составе скважинной жидкости. В том случае, если скважины постоянно выносили песок из пласта, устанавливали щелевой фильтр или фильтр с гравийной набивкой с перекрытием интервалов перфорации.

3. Результаты определения зависимости интенсивности выноса песка от дебита скважин месторождений СП «Вьетсовпетро» позволили уточнить оптимальную рабочую область эксплуатации УЭЦН и показали необходимость использования насосных установок с меньшей производительностью.

## **5 ПЕРЕВОД ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ СКВАЖИН ОТ ГАЗЛИФТНОГО К МЕХАНИЗИРОВАННОМУ СПОСОБУ ДОБЫЧИ НЕФТИ С ПОМОЩЬЮ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ**

В связи с ростом обводненности высокодебитных скважин месторождения «Белый Тигр» и падением добычи нефти в целом по СП «Вьетсовпетро», в 2013 г. начались испытания по переходу скважин с газлифтного способа добычи нефти на механизированный способ с помощью УЭЦН. При оснащении УЭЦН в скважине создается большая депрессия, чем при газлифтном способе, соответственно увеличение градиента давления на добываемые флюиды пласта позволит снизить замещение нефти водой и повысить добычу нефти [71].

В течение 2013 г. перед отделом добычи нефти и газа были поставлены задачи, касающиеся подбора скважин под оснащение УЭЦН. Изначально необходимо было подобрать скважины-кандидаты под оснащение УЭЦН с учетом ограничивающих факторов (наличие свободных мощностей на ГТС, движение бригад в 2013 г., использование только имеющихся установок ЭЦН (3 шт.)).

С учетом тех же ограничений, которые учитывались при выборе скважин, но при условии покупки нового оборудования предлагалось оснастить оборудованием УЭЦН 5 скважин. Суммарный расчетный прирост дебита от предлагаемых в начале 2013 г. переводов на УЭЦН составил 230 т/сут. Фактически на УЭЦН была переведена только скв. № 503 на МСП-5.

В конце 2013 г. по заданию руководства СП «Вьетсовпетро», в НИПИморнефтегаз (А.Н. Иванов, Н.К. Зунг, А.С. Кутовой, Ф.Ч. Шон и др.) был выполнен расчет потенциальных возможностей скважин. При учитывались только конструктивные особенности скважин и рассматривалось несколько вариантов:

1. Увеличение отборов со скважин путем увеличения расхода газлифтного газа, а также, в случае возможности, снижение точки ввода газа.
2. Увеличение отборов с газлифтных скважин путем замены НКТ на НКТ большего сечения.
3. Оснащение скважин УЭЦН.

В результате проведенных расчетов пришли к выводу, что пп. 1 и 2 способствуют получению дополнительной добычи нефти, но оснащение УЭЦН дает значительно больший расчетный прирост.

По результатам расчета потенциала скважин от оснащения УЭЦН дополнительный прирост дебита нефти составит 4177 т/сут. Необходимо отметить, что прогноз дебита основывался на текущих параметрах работы скважины, не учитывался возможный рост обводненности, падение пластового давления из-за увеличения отборов жидкости, а также возможные кольматации ПЗП в процессе КРС.

По результатам выполненных работ были сформулированы рекомендации:

1. Одним из наиболее эффективных способов увеличения добычи нефти является оснащение скважин УЭЦН. Данный способ эксплуатации обеспечивает наибольшее снижение забойного давления, что наиболее актуально в условиях добычи высокообводненной продукции с глубоких скважин.
2. Продолжить внедрение УЭЦН в обводненных высокодебитных скважинах, эксплуатирующих фундамент, с целью проведения исследований.
3. Оснастить УЭЦН ряд скважин после подтверждения целесообразности и возможности перевода заинтересованными отделами и подразделениями СП «Вьетсовпетро».
4. После утверждения программы перевода скважин на УЭЦН разработать регламент по пуску, выводу на режим и эксплуатации скважин, оснащенных УЭЦН.

5. Скважины с ЭЦН оснащать газлифтными мандрелями для возможной эксплуатации газлифтом на период неработоспособности насоса, а также в др. случаях (во время пуска, расклинки, снижения нагрузки).

6. В обязательном порядке проводить опрессовку лифта НКТ после спуска ЭЦН, во время запуска определять направление вращения двигателя насоса.

7. Осуществлять перевод скважин на УЭЦН в том случае, если имеется сформированная система ППД или есть перспективы в ее формировании.

В 2013–2014 гг. на месторождении «Белый Тигр» было проведено переоборудование двух газлифтных скважин 503/МСП-5 и 1116/МСП-11 на эксплуатацию УЭЦН. Ниже приведен анализ режима работы этих скважин, эксплуатируемых с помощью установок электроцентробежных насосов.

### **5.1 Анализ работы скважины №503 на платформе МСП-5**

До 1 апреля 2013 г. скважина работала газлифтным способом в постоянном режиме. Объектом эксплуатации являются залежи нижнего олигоцена, интервал перфорации составляет 3824–4019 м. Режим расхода газлифтного газа составлял 10000 м<sup>3</sup>/сут, средний дебит по жидкости составил 20,7 м<sup>3</sup>/сут, по нефти – 15,1 т/сут при средней обводненности 11%. Режим работы скважины с 1 января 2013 г. по 15 октября 2014 г. представлен на Рисунке 5.1.

На скважине проводился КРС по оснащению УЭЦН. В связи с тем, что в интервале 3899–4019 м находилось аварийное внутрискважинное оборудование, с 1 апреля по 30 мая 2013 г. на скважине был проведен капитальный ремонт [59, 68], выполнялись ловильные работы.

В процессе ремонта наблюдалось сильное поглощение жидкости глушения (морской воды), порядка 5 м<sup>3</sup>/ч.

После частичного извлечения аварийного ВСО была произведена реперфорация продуктивного интервала и был спущен УЭЦН (марка Э DN-475N) на глубину 2200 м. Колонну насосно-компрессорной трубы оснастили газлифтными мандрелями для перевода скважины на газлифт без подъема ВСО в случае отказа УЭЦН. Схема скважины представлена на Рисунке 5.2.

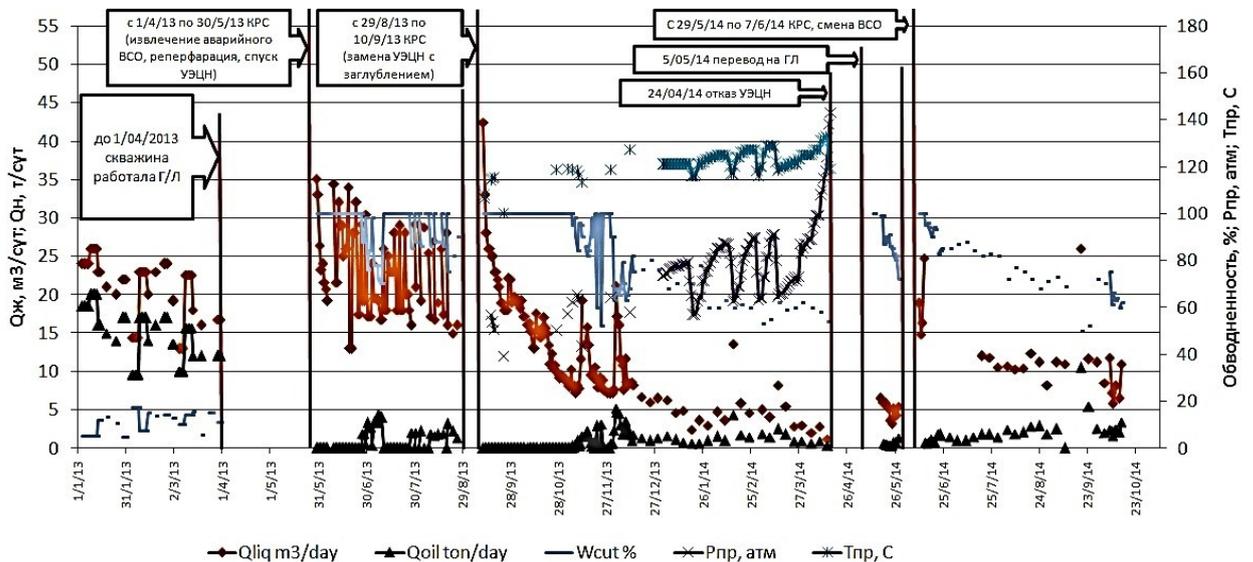


Рисунок 5.1 – Изменение параметров работы скважины 503/5

УЭЦН DN-475N с 348-ю ступенями, установленная в процессе капитального ремонта скважин (КРС), не позволила эксплуатировать скважину в постоянном режиме ввиду недостаточного для стабильной работы установки притока пласта. Заглубление установки также не привело к существенному увеличению дебита ввиду низкого развиваемого напора установки (900–2300 м).

Скважина работала в периодическом режиме из-за слабого притока флюида из пласта. Срабатывала защита двигателя по причине низкого давления на приеме УЭЦН, порядка 15 атм. С учетом вывода на режим наработка УЭЦН составила 91 сут. Скважина эксплуатировалась до 28 августа 2013 г. Средний дебит по жидкости составил  $22,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ , по нефти –  $0,8 \text{ т/сут}$ .

Обводненность скважины увеличилась с 11,0 до 94,9 %. На рост обводненности продукции скважины могли оказать влияние следующие факторы:

- длительный капитальный ремонт скважины, сопровождавшийся поглощениями жидкости глушения; - нагнетательные скважины 116 и 114;
- реперфорация продуктивного интервала.

### СКВ № 503 -MSP-5

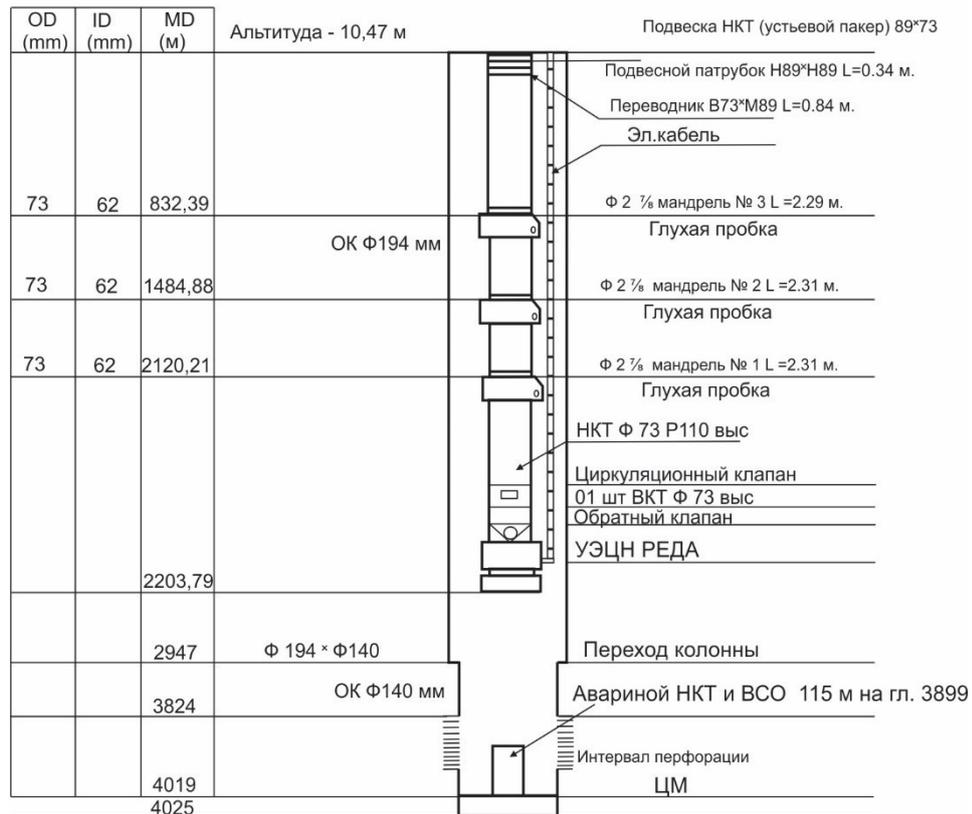


Рисунок 5.2 – Конструкция скважины 503 с УЭЦН

С целью заглубления и замены УЭЦН с 29 августа по 10 сентября 2013 г. провели ремонт скважины. На глубину 2800 м установили новую высоконапорную УЭЦН (марка DN-440) с 463 ступенями.

Динамика параметров работы скважины после пуска 11.09.2013 г. представлена на Рисунке 5.3.

После пуска скважины в работу наблюдалось резкое снижение давления на приеме насоса с одновременным падением дебита жидкости, что подтверждал выход скважины на установившийся режим работы. При этом

давление на приеме насоса снизилось со 174 до 39,2 атм, дебит жидкости – с 52,8 до 18 м<sup>3</sup>/сут. После вывода на режим скважина работала в постоянном режиме. Средний дебит по жидкости составил 12,5 м<sup>3</sup>/сут, по нефти – 1,6 т/сут, при средней обводненности 87,5%. Средний динамический уровень составил 2063 м. С 24 октября 2013 г. на скважине наблюдалось падение дебита жидкости, при этом давление на приеме увеличивалось, росла температура на приеме насоса. Далее в процессе работы наблюдались резкие колебания давления на приеме с дебитом жидкости.

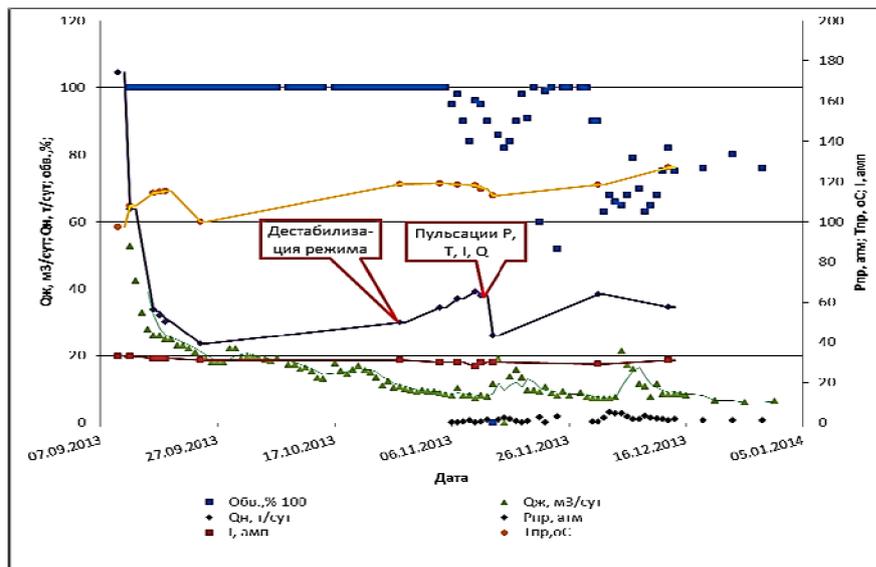


Рисунок 5.3 – Динамика параметров работы скважины 503/5

Нестабильный режим работы установки был связан с отложением солей на рабочих органах насоса, что снижало производительность установки, в связи с чем рос уровень жидкости над приемом насоса, снижалось охлаждение насоса, увеличивалась температура на приеме установки.

Узловой анализ установки DN-440 (463 ступени) и скважины 503 на МСП-5 показан на Рисунке 5.4, а производительность установки – на Рисунке 5.5. Как видно из рисунков, при работе насосной установки в условиях давления на приеме 40 атм подача насоса должна составлять 37 м<sup>3</sup>/сут. В реальных условиях эксплуатации установки, подача насоса при 40 атм на приеме насоса составляла около 20 м<sup>3</sup>/сут в начальный период эксплуатации.

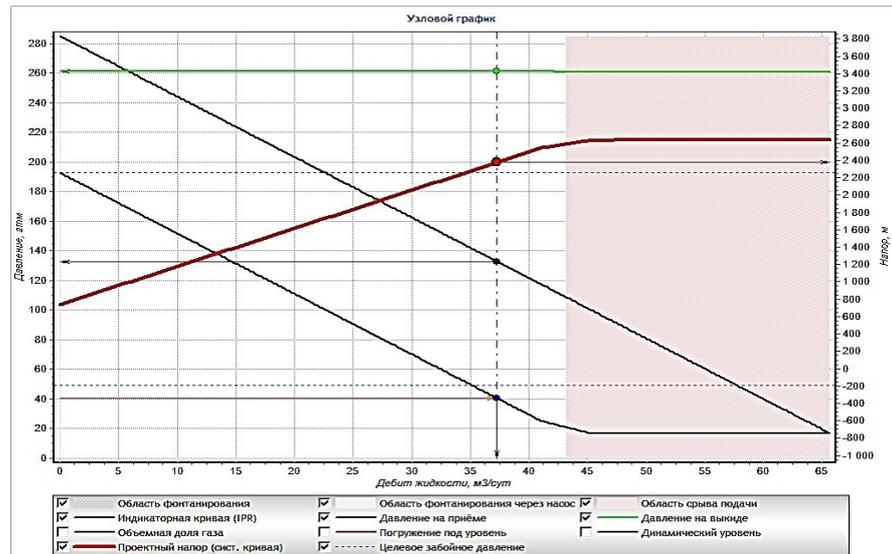


Рисунок 5.4 – Узловой анализ установки DN-440 (463 ступени) и скважины 503

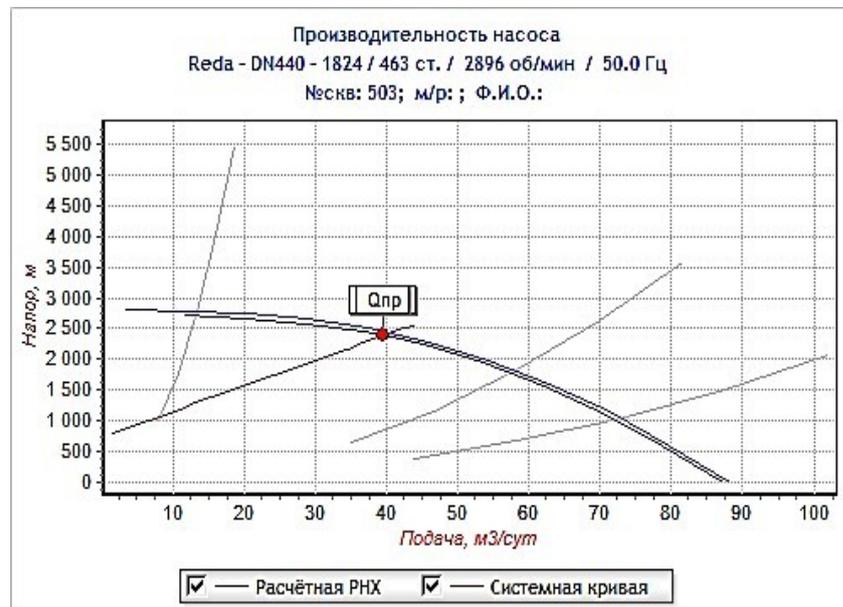


Рисунок 5.5 – Производительность установки DN-440

С учетом вывода на режим наработка УЭЦН составила 217 сут. Скважина эксплуатировалась до 17.04.2014 г., после чего была остановлена на ремонт.

После извлечения УЭЦН и визуального осмотра установки было выявлено, что внешние повреждения отсутствуют; валы ПЭД, протектора и газосепаратора вращаются от руки; валы насосных секций заклинены и вручную не вращаются.

Предварительная причина заклинивания валов насоса – отложение солей на рабочих органах насосных секций при низких забойных. Для установления

точных причин отказа необходимо было отобрать пробы продукции скважины и провести анализ на наличие растворенных солей и механических примесей, провести разбор УЭЦН в специализированном предприятии поставщика оборудования.

Из актов проведенных работ при КРС по оснащению УЭЦН скв. №503 следует, что опрессовка НКТ перед запуском скважины не проводилась, поэтому утечки из НКТ в затрубное пространство могли повлиять на результаты работы в начальный период эксплуатации.

Для восстановления первоначальной производительности УЭЦН на скв. №503 было рекомендовано проведение обработки по удалению возможных солеотложений, необходимо было также обеспечить устье скважины установкой дозирования реагента (УДР) для предотвращения солеотложений на ЭЦН.

В условиях морских месторождений СП «Вьетсовпетро» необходимо учитывать ряд особенностей и ограничений на применение УЭЦН:

1. Ограничение запаса мощности электроэнергии на ГТС.
2. Отсутствие постоянных комплексов, обеспечивающих ТРС по смене ЭЦН в случае его выхода из строя.
3. Конструктивные особенности скважин (диаметр эксплуатационной колонны, кривизна, наличие деформаций, аварийное оборудование и др.).
4. Ограничение места по размещению наземного блока оборудования (повышающего трансформатора и станции управления).

В 2013 г. планировалось проведение испытаний УЭЦН в обводненных высокодебитных скважинах фундамента месторождения «Белый Тигр» с целью обеспечения форсированного режима отбора нефти для получения характеристик вытеснения нефти. Предполагалось, что при совместном течении воды и нефти по трещинам фундамента при небольшой депрессии происходит замещение продуктивных нефтяных интервалов водой, что существенно сказывается на дебите нефти и КИН. При оснащении УЭЦН в

скважине создается большая депрессия, чем при газлифтном способе, соответственно увеличение градиента давления на добываемые флюиды пласта позволит снизить замещение нефти водой и позволит повысить добычу нефти, и, соответственно, КИН.

Для проведения испытаний УЭЦН предлагалось оснастить скважину 1116 на МСП-11 высокопроизводительной установкой ТЕ-3300, имеющейся в наличии у СП «Вьетсовпетро». По результатам испытаний данной технологии можно было бы сделать вывод об эффективности форсирования отборов на высокообводненных скважинах фундамента.

## **5.2 Анализ работы скважины 1116 на МСП-11**

До 16 марта 2014 г. скважина работала газлифтным способом на постоянном режиме.

Объект эксплуатации – фундамент, интервал перфорации 3866–3942 м. Режим расхода газлифтного газа составлял 8000 м<sup>3</sup>/сут, средний дебит по жидкости 124,8 м<sup>3</sup>/сут, по нефти – 17 т/сут, при средней обводненности 83,3%. Режим работы скважины с 1.01.2014 г. по 15.10.2014 г. представлен на Рисунке 5.6. С 17 марта по 4 апреля 2014 г. на скважине был проведен капитальный ремонт скважин. Скважину перевели из газлифтного способа эксплуатации на УЭЦН. Насосная установка ТЕ-3300-2109 (158 ступеней) была спущена на глубину 2421 м. Для перевода скважины на газлифт без подъема ВСО колонну НКТ оснастили газлифтными мандрелями для случая отказа УЭЦН. Схема скважины представлена на Рисунке 5.7.

После вывода на режим скважина стабильно работала со средним дебитом по жидкости 677 м<sup>3</sup>/сут, по нефти – 28,2 т/сут, при средней обводненности 94%. Стоит отметить, что с 16 по 27 апреля отмечалось фонтанирование по затрубному пространству с дебитом от 8 до 13 м<sup>3</sup>/сут. Динамический уровень в затрубном пространстве изменялся от 0 до 1468 м. Давление на приеме насоса, по показаниям погружной телеметрии, в это

время оставалось постоянным и составляло 120 атм, а температура незначительно увеличивалась со 121 до 127°C.

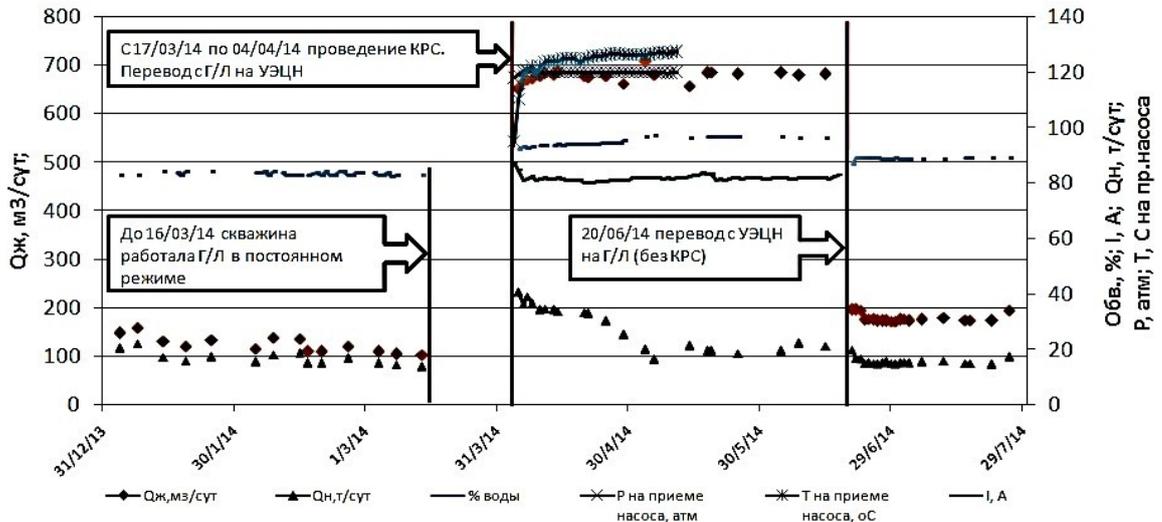


Рисунок 5.6 – Изменение параметров работы скважины 1116

СКВ № 1116 - MSP-11

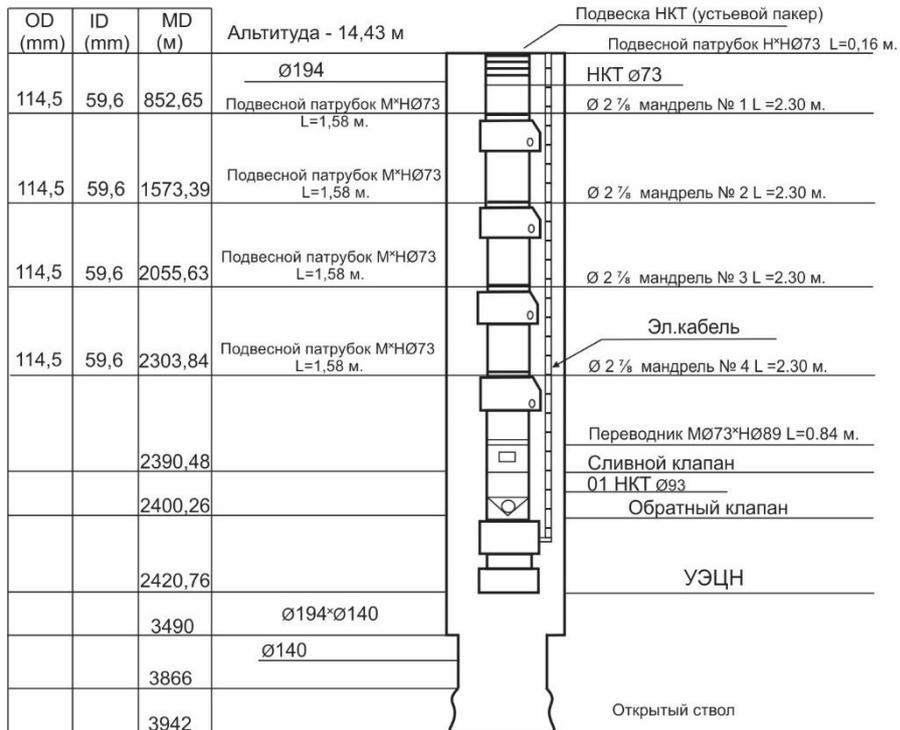


Рисунок 5.7 – Конструкция скважины 1116 с УЭЦН

Можно предположить, что показания погружной телеметрии были некорректными. Система погружной телеметрии работала до 11 мая 2014 г., а

затем полностью отказала. С учетом вывода на режим наработка УЭЦН составила 75 сут. Скважина эксплуатировалась до 17 июня 2014 г. В период 16–17 июня 2014 г. проводили ревизию электрического оборудования на МСП, после чего произошло снижение сопротивления изоляции системы УЭЦН. С 20 июня 2014 г. скважина была переведена на газлифтную эксплуатацию без подъема УЭЦН.

Отказ оборудования на данной скважине можно считать преждевременным. Следовательно, установка должна подлежать ревизионной разборке. Для определения причины отказа необходимо было провести подъем установки, комиссионный демонтаж и разбор УЭЦН с определением причин отказа.

По результатам работы УЭЦН на данной скважине можно сделать вывод о значительных возможностях форсированных отборов с помощью УЭЦН, дебит жидкости увеличился по средним значениям со 125 до 680 м<sup>3</sup>/сут. Преждевременный отказ УЭЦН не позволял однозначно говорить об эффективности форсированных отборов на высокообводненных скважинах фундамента месторождения «Белый Тигр» с целью снижения замещения нефти водой путем увеличения градиента давления на добываемые флюиды пласта. По результатам испытаний были выявлены некоторые особенности при эксплуатации УЭЦН, которые можно отнести как к плюсам, так и к минусам данного способа эксплуатации:

- возможность увеличения дебита скважины при эксплуатации с помощью УЭЦН за счет дополнительной депрессии на пласт;
- возможность сокращения расхода газлифтного газа за счет перевода высокообводненных скважин с газлифта на УЭЦН;
- отсутствие необходимого резерва энергетической системы морских объектов при переходе на механизированный способ добычи нефти с помощью УЭЦН;

- отсутствие специализированного оборудования для проведения контроля узлов УЭЦН перед отправкой в скважину и разбора УЭЦН после эксплуатации с целью выявления причин отказы оборудования;
- более низкий по сравнению с газлифтом межремонтный цикл;
- невозможность проведения исследований и обработок призабойной зоны пласта (ПЗП) скважин с УЭЦН;
- ограничение запаса мощности электроэнергии на гидротехнических сооружениях (ГТС);
- ограничение места по размещению наземного блока оборудования (повышающего трансформатора и станции управления);
- невозможность оперативного ремонта скважин с целью замены отказавших УЭЦН.

Невозможно исключить простой скважин по причине ожидания ремонта. После отказа УЭЦН на скважине потребуется время для выдвижения самоподъемной плавучей буровой установки на данную морскую платформу. При этом график ремонтов придется постоянно корректировать, поскольку планировать преждевременные отказы УЭЦН невозможно.

При наличии межремонтного периода, значительно более низкого по сравнению с газлифтными скважинами, потребуется увеличение количества подземных ремонтов, и, следовательно, кратно возрастет нагрузка на СПБУ.

Рекомендации при дальнейшем внедрении УЭЦН.

1. Для решения некоторых вышеуказанных проблем предлагается применение конструкции ВСО: УЭЦН + газлифт, что позволит сократить простой скважины после отказа УЭЦН, переведя ее на эксплуатацию газлифтом.

2. С целью решения проблемы проведения исследований и обработок ПЗП без подъема УЭЦН рекомендуется использование, где возможно (ограничения по диаметру колонн), байпасной схемы Y-tool. Также данная схема позволит устанавливать газлифтные клапаны ниже подвески УЭЦН

(для снижения точки ввода газа) в случае необходимости запуска скважины газлифтом.

В 2011 г. сотрудниками ООО «ИК «ИНТЭКО»» совместно с ООО «ПКФ «ГИС Нефтесервис»» впервые в мире были проведены промысловые геофизические исследования с действующим электроцентробежным насосом с применением систем байпасирования в скважине с эксплуатационной колонной диаметром 146 мм [8].

На первом этапе выполнялся анализ конструкции скважины, подбирались комплекс проводимых исследований и геофизических приборов, а также выбиралась система УЭЦН. Далее подбирались конфигурация байпасной системы Y-Tool с учетом рассчитанных предельных нагрузок, воспринимаемых всей компоновкой при спуске, в соответствии с фактическим профилем скважины [79].

Следующим шагом был выбор способа доставки геофизических приборов на забой, после чего уточнялась конфигурация внутрискважинного оборудования и комплекс дополнительного оборудования для проведения операций. Так, в некоторых случаях требовалось применение НКТ меньшего диаметра над Y-Tool для упрощения процесса установки пробок и клапанов.

На заключительном этапе формировались рекомендации по составу компоновки спускового инструмента.

Сегодня байпасные системы Y-Tool активно применяются для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких продуктивных пластов с обеспечением возможности использования систем с резервными УЭЦН. Также с помощью байпасных систем можно проводить различные операции при работающих УЭЦН, включая геофизические исследования, обработку призабойной зоны пласта, изменение интервала перфорации, отбор проб с забоя скважины, закачку жидкости под давлением, изоляцию нижележащих зон скважины, защиту УЭЦН в режиме фонтанирования и управление

циркуляционными муфтами (премиум-порты) в составе системы нижнего заканчивания [8, 79].

Преимущества проведения исследований с использованием системы YTool и УЭЦН включают в себя сокращение количества проводимых операций и сроков их выполнения, возможность проведения исследований без извлечения ВСО и изучения притока в работающей скважине.

3. При заключении договоров с поставщиками УЭЦН обязательно необходимо оговаривать возможность сервисного обслуживания и ремонта или замены отказавших узлов.

4. При наличии солеотложений (установленных по параметрам работы скважины после обработки) рекомендуется оснащение устья скважины установкой дозирования реагента (УДР) для предотвращения солеотложений в электроцентробежном насосе.

5. При проведении работ по оснащению скважин УЭЦН обязательно выполнять поинтервальную опрессовку лифта НКТ (при спуске).

6. После запуска скважины в эксплуатацию обязательно проводить работы по определению направления вращения с составлением соответствующих актов.

С целью урегулирования и нормализации некоторых вопросов по результатам анализа эксплуатации двух УЭЦН в 2013–2014 гг. и более ранний период на RP1 (месторождение «Дракон»), были разработаны два регламента по работе с УЭЦН:

1. Руководящий документ «Регламент по производству работ по монтажу (демонтажу) УЭЦН и СПО на скважинах, оборудованных УЭЦН» (утвержден и принят к исполнению).

2. Руководящий документ по вводу на режим и эксплуатации скважин, оснащенных УЭЦН (согласован с подразделениями и находится на утверждении).

Для решения вопроса возможности влияния форсированных отборов на процесс замещения продуктивных нефтяных интервалов водой предлагается продолжить внедрение УЭЦН на высокообводненных скважинах фундамента. Согласно контракта с фирмой Шлюмберже планировалась опытная внедрение установок ЭЦН на двух скважинах в конце 2018 г. Но из-за задержек поставок оборудования фирмой, выполнение данного контракта было перенесено на 2019 г.

### **5.3 Выводы по главе 5**

1. Проведенный анализ работы скважин при переходе от газлифтного способа к добыче нефти с помощью УЭЦН показал значительные возможности форсированных отборов с помощью УЭЦН (дебит жидкости увеличился по средним значениям со 125 до 680 м<sup>3</sup>/сут). Однако преждевременный отказ УЭЦН не позволил однозначно говорить об эффективности форсированных отборов на высокообводненных скважинах фундамента с целью снижения замещения нефти водой путем увеличения градиента давления на добываемые флюиды пласта.

2. По результатам работы скважин месторождения «Белый Тигр» при переходе от газлифтного к механизированному способу добычи нефти с помощью УЭЦН для решения вопроса возможности влияния форсированных отборов на процесс замещения продуктивных нефтяных интервалов водой было предложено продолжить внедрение УЭЦН на высокообводненных скважинах фундамента с целью проведения исследований. При этом рекомендовано скважины с электроцентробежным насосом оснащать газлифтными мандрелями для возможной эксплуатации газлифтом на период неработоспособности насоса, а также в других случаях (во время пуска, расклинки, снижения нагрузки).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. На основании собранного и исследованного материала воссоздана целостная историческая картина развития добычи нефти насосными установками. Общими недостатками способов механизированной добычи с помощью СШНУ и ГПНУ являются неустойчивость к повышенному содержанию газа и механических примесей, неудовлетворительная работа в наклонно направленных и искривленных скважинах, а также сложность в обслуживании. Гидропоршневыми установками с закрытой циркуляцией рабочей жидкости (воды с присадками) успешно эксплуатируются скважины с небольшим газовым фактором. Установки СШНУ используются в основном при добыче нефти из мало- и среднедебитных скважин, имеют громоздкий, металлоемкий поверхностный привод, требующий значительных капитальных затрат, высокие трудозатраты и эксплуатационные затраты на электроэнергию.

2. Многолетний опыт эксплуатации установок электроцентробежных насосов показывает, что УЭЦН применяются при добыче нефти из средне- и высокодебитных скважин, имеют высокую стоимость. При больших отборах жидкости из скважины установки ЭЦН наиболее экономичные и наименее трудоемки при обслуживании, по сравнению с компрессорной добычей и подъемом жидкости насосами других типов. При больших подачах энергетические затраты на установку относительно невелики. Обслуживание установок ЭЦН просто, так как на поверхности размещаются только станция управления и трансформатор, не требующие постоянного ухода.

Применение газовых сепараторов позволяет значительно улучшить эффективность работы УЭЦН. При этом наиболее перспективным является газосепаратор центробежного типа, позволяющий отсепарировать газ из поступающей в насос скважинной продукции до безопасной для насоса величины при объемной доле свободного газа в продукции перед входом в газосепаратор до 70%.

3. Проведенные опытно-промышленные испытания гидропоршневых насосов типа УГН 100-200-18 на месторождении «Белый Тигр» в 1988 г. доказали возможность использования ГПНУ при отборах 30–50 м<sup>3</sup>/сут высокообводненной жидкости при отсутствии газа на приеме насоса и при температурах откачиваемых жидкостей ниже 100 °С. Для условий месторождений СП «Вьетсовпетро» с высокой газонасыщенностью нефтей, низким и средним коэффициентами проницаемости коллекторов и работой скважин с забойными давлениями ниже давления насыщения, их широкое применение нецелесообразно.

4. Представлена хронология развития добычи нефти с помощью установок электроцентробежных насосов на месторождениях СП «Вьетсовпетро». Показана недостаточно высокая надежность насосных установок фирмы REDA, работающих в скважинах нижнего миоцена. По результатам анализа причин выхода из строя УЭЦН во время испытаний установлено, что практически все случаи аварии были из-за электрических частей. Ухудшение температурных условий работы двигателя УЭЦН (при норме 121 °С, фактические значения составляют 135–140°С) привели к еще более быстрому выходу из строя электрических частей.

5. Проведенный анализ работы установок электроцентробежных насосов показал, что большое количество свободного газа, поступающего в скважину непосредственно из пласта либо выделяющегося из нефти уже в колонне, существенно затрудняет эксплуатацию скважин погружными центробежными насосами. Причиной слабой подачи электроцентробежного насоса является низкий коэффициент сепарации центробежного сепаратора при давлении на приеме насоса, равном 3,3 МПа, а при газосодержании флюида на приеме насоса 0,4–0,45 стандартный ЭЦН теряет половину от своей номинальной производительности. Эффективная работа электроцентробежных насосов возможна при повышении давления на приеме

до 5,5–6,0 МПа за счет увеличения глубины погружения насоса под динамический уровень.

УЭЦН могут применяться только в скважинах с дебитом до 250 м<sup>3</sup>/сут и обводненностью до 70%. С дебитом до 500 м<sup>3</sup>/сут можно спускать УЭЦН в скважины, необводненные и имеющие диаметр эксплуатационной колонны не менее 194 мм.

6. Установлено, что на начальном этапе эксплуатации УЭЦН на месторождении «Дракон» одним из осложняющих факторов явилось наличие песка в продукции скважин, что приводило к заклиниванию УЭЦН, износу внутренних аппаратов и соответственно преждевременному выходу насосов из строя. Для защиты внутрискважинного оборудования от пескопроявления осуществляли спуск противопесочных фильтров собственной конструкции, а также были использованы газопесочные якоря, которые были предназначены для отделения растворенного в нефти газа и механических примесей, содержащихся в составе скважинной жидкости. В том случае, если скважины постоянно выносили песок из пласта, устанавливали щелевой фильтр или фильтр с гравийной набивкой с перекрытием интервалов перфорации.

Результаты выполненных промысловых исследований с целью определения зависимости интенсивности выноса песка от дебита скважин месторождений СП «Вьетсовпетро» позволили уточнить оптимальную рабочую область эксплуатации УЭЦН и показали необходимость использования насосных установок меньшей производительностью.

7. Проведенный анализ работы скважин при переходе от газлифтного к способу добычи нефти с помощью УЭЦН позволил сделать вывод об значительных возможностях форсированных отборов с помощью УЭЦН (дебит жидкости увеличился по средним значениям со 125 до 680 м<sup>3</sup>/сут). Однако преждевременный отказ УЭЦН не позволял однозначно говорить об эффективности форсированных отборов на высокообводненных скважинах

фундамента с целью снижения замещения нефти водой путем увеличения градиента давления на добываемые флюиды пласта.

8. По результатам работы скважин месторождения «Белый Тигр» при переходе от газлифтного к механизированному способу добычи нефти с помощью УЭЦН для решения вопроса возможности влияния форсированных отборов на процесс замещения продуктивных нефтяных интервалов водой было предложено продолжить внедрение УЭЦН на высокообводненных скважинах фундамента с целью проведения исследований. При этом рекомендовано скважины с электроцентробежным насосом оснащать газлифтными мандрелями для возможной эксплуатации газлифтом на период неработоспособности насоса, а также во время его пуска, расклинки, снижения нагрузки.

**СПИСОК АББРЕВИАТУР, СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ**

- ВСО – внутреннее скажинное оборудование.
- ГПНУ - гидропоршневая насосная установка.
- ГТС – гидротехнические сооружения.
- ГШНУ - гидроприводная штанговая насосная установка.
- ДВС – двигатель внутреннего сгорания.
- КПД – коэффициент полезного действия.
- КРС – капитальный ремонт скважины.
- МРП - межремонтный период.
- МСП - морская стационарная платформа.
- НКТ - насосная-компрессорная труба.
- ОДНГ - отдел добычи нефти и газа.
- ОКБ - особое конструкторское бюро.
- ОКБ БН - особое конструкторское бюро по бесштанговым насосам.
- ОПЗ – обработка призабойной зоны.
- ПДНГ - предприятие по добыче нефти и газа.
- ПЗП – призабойной зоны пласта.
- ППД – поддержание пластового давления.
- РД – руководящий документ.
- СН - струйный насос.
- СПО – спуско-подъемные операции.
- СШНУ - скважинная штанговая насосная установка.
- ЦТП - центральная технологическая платформа.
- ШСН - штанговый скважинный насос.
- УВНП - установка винтового насоса с поверхностным приводом.
- УГН – установка гидропоршневых насосов.
- УДР - установка дозирования реагента.
- УСН - установка со струйным насосом.
- УЭВН - установка с винтовым насосом и электроприводом.
- УЭЦН - установка электроцентробежных насосов.
- ЭЦН- электроцентробежный насос.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Анализ состояния эксплуатационного фонда скважин, рекомендации по оптимизации его работы и интенсификации: отчет о НИР / НИПИморнефтегаз.– Вунгтау, 2005.– 254 с.
2. Анализ состояния эксплуатационного фонда скважин, рекомендации по оптимизации его работы и интенсификации: отчет о НИР / НИПИморнефтегаз.– Вунгтау, 2008.– 186 с.
3. Анализ состояния эксплуатационного фонда скважин, рекомендации по оптимизации его работы и интенсификации: отчет о НИР / НИПИморнефтегаз.– Вунгтау, 2009.– 202 с.
4. Анализ состояния эксплуатационного фонда скважин, рекомендации по оптимизации его работы и интенсификации: отчет о НИР / НИПИморнефтегаз.– Вунгтау, 2010.– 131 с.
5. Анализ состояния эксплуатационного фонда скважин, рекомендации по оптимизации его работы и интенсификации: отчет о НИР / НИПИморнефтегаз. – Вунгтау, 2014.– 161 с.
6. А. с. 1617198 СССР. Скважинная штанговая насосная установка / К.Р. Уразаков, А.Т. Цветков, Н.Х. Мусин, В.И. Назаров, В.А. Петров, Е.К. Барышникова, А.А. Ашин // Б.И.– 1990.– №48.
7. А.с. 1262026 СССР. Способ эксплуатации скважинного насоса с частотно–регулируемым приводом / В.Г. Ханжин // Б.И.– 1986.– №37.
8. Бадретдинов, Ю.А. Системы байпасирования в горизонтальных скважинах. Мониторинг продуктивности совместно эксплуатируемых пластов при реализации технологии байпасирования / Ю.А. Бадретдинов, А.Ю. Пархимович // Инженерная практика.– 2012.– №11.– С.80-83.
9. Балденко, Д.Ф. Параметрический ряд многозаходных скважинных винтовых насосов / Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко, А.В. Власов, В.А.

- Хабецкая, М.В. Шардигов // Нефтепромысловое дело.– 2001.– № 8.– С.21-25.
10. Балденко, Д.Ф. Винтовые забойные двигатели / Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко, А.Н. Гноевых.– М.: Недра, 1999.– 127 с.
  11. Богданов, А.А. К вопросу о подборе погружного электронасосного агрегата по диаметру обсадной колонны / А.А. Богданов // Нефтепромысловое дело.– 1992.– №4.– С.9-14.
  12. Богданов, А.А. Инструкция по монтажу и эксплуатации установок погружных центробежных электронасосов / А.А. Богданов, А.Д. Казаков, В.В. Вершковой, В.А. Кошелев.– М.: ОКБ БН, 1967.– 47 с.
  13. Богданов, А.А. Погружные центробежные насосы на базе бездисковых рабочих колес / А.А. Богданов // Нефтепромысловое дело.– 1992.– №11.– С.1-6.
  14. Богданов, А.А. Современные конструкции, производство и эксплуатация погружных центробежных электронасосов фирмы «РЕДА ПАМП» / А.А. Богданов // Нефтепромысловое дело. – 1993. – № 3. – С. 1-17.
  15. Богданов, А.А. К вопросу о подборе погружного электронасосного агрегата по диаметру обсадной колонны / А.А. Богданов // Нефтепромысловое дело. – М.: 1992.– №4.– С.27-29.
  16. Богданов, А.А. Погружные электронасосы фирмы «Рэда памп». Совершенствование электрооборудования для добычи нефти / А.А. Богданов // Тематические научно-технические обзоры.– М: 1974.– 45с.
  17. Богданов, А.А. Современные конструкции погружных центробежных электронасосов фирмы «ЦЕНТРИЛИФТ» / А.А. Богданов // Нефтепромысловое дело.– 1993. – №4. – С.1-10.
  18. Богданов, А.А. Погружные центробежные насосы зарубежных фирм / А.А. Богданов и др. // Машины и нефтяное оборудование.– М.: 1985.– №10.– С.21-23.

19. Богданов, А.А. Погружные центробежные электронасосы фирмы «Ойл дайнамикс» / А.А. Богданов // Нефтепромысловое дело.– М.: 1993.– №2.– С.34-37.
20. Богданов, А.А. Погружные центробежные электронасосы / А. А. Богданов.– М.: Гостоптехиздат, 1957.– 54с.
21. Богданов, А.А. ЭЦН и эффективность их применения для добычи нефти / А.А. Богданов // Нефтепромысловое дело.– 1992.– №12.– С. 1-10.
22. Богданов А.А. – создатель ОКБ БН [Электронный ресурс].– Режим доступа: <http://www.novomet.ru/rus/company/research-and-development/konnasdesign-buro/history/bogdanov/>
23. Бойко, В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений / В.С. Бойко.– М.: Недра, 1990.– 427 с.
24. Бондаренко, В.А. Опыт апробации гидропоршневых насосных установок в скважинах месторождения Белый Тигр / В.А. Бондаренко, А.Н. Иванов, Е.В. Кудин, М.М. Велиев // Нефтяное хозяйство.– 2019.– №3.– С.92-95.
25. Бурцев, И.Б. Гидромеханика процесса добычи нефти погружными центробежными и штанговыми насосами / И.Б. Бурцев, Р.Х. Муслимов, Р.Ш. Муфазалов.– М.: Изд-во МГУ, 1995.– 240 с.
26. Валов, В.М. Прочностной анализ параметров для работы с верхнеприводными винтовыми насосами / В.М. Валов, Г.М. Джамгаров, П.Н. Фонин // Нефтепромысловое дело.– 1996.– №11.– С.13-20.
27. Вахитов, М.Ф. О выборе интервала установки УЭЦН в наклонно-направленных и искривленных скважинах / М.Ф. Вахитов // Нефтепромысловое дело.– 1983.– №3.– С.9-10.
28. Велиев, М.М. К истории борьбы с пескопроявлениями при эксплуатации скважин установками электроцентробежных насосов / М.М. Велиев, Е.В. Кудин, В.А. Бондаренко, А.Н. Иванов // Научные технологии в решении проблем нефтегазового комплекса: матер. IX Междунар. науч. конф.– Уфа: РИЦ БашГУ, 2019.– С.122-123.

29. Вершковой, В.В. Руководство по эксплуатации УЭЦНМ РЭ / В.В. Вершковой, Н.Ф. Ивановский, А.А. Зимин, Б.Г. Карташев.– М.: ОКБ БН, 1987.– 37 с.
30. Виницкий, М.М. Научно-техническая политика развития нефтедобычи и механизм ее реализации / М.М. Виницкий, Б.Н. Валов, В.И. Грайфер, А.А. Джавадян.– М.: 1992.– 36 с.
31. Габдрахманов, Н.Х. Лабораторная установка для определения утечек через зазор между плунжером и цилиндром штангового глубинного насоса / Н.Х. Габдрахманов, Т.С. Галиуллин, М.Ф. Галиуллин // Нефтепромысловое дело.– 2002.– №8.– С.20–22.
32. Гарбовский, В.В. Становление и развитие газлифтного способа добычи нефти (на примере месторождений СП «Вьетсовпетро») / В.В. Гарбовский: Дисс. ... канд. техн. наук.– Уфа: УГНТУ, 2019.– 165 с.
33. Гидродинамические и промыслово-геофизические исследования скважин и пластов месторождения «Белый Тигр»: отчет о НИР.– М.: НИПИморнефтегаз, 1992.– 248 с.
34. Гилев, В.Г. Влияние конструктивных особенностей ступеней погружных насосов на работу пятиступенчатых сборок на газожидкостных смесях типа вода–воздух / В.Г. Гилев, М.О. Перельман // Вестник ПГТУ. Проблемы современных материалов и технологий.– 2004.– Вып.10.– С.78-88.
35. Гилев, В.Г. Влияние конструктивных изменений на особенности работы ступеней погружных насосов в пятиступенчатых сборках на смесях вода–воздух / В.Г. Гилев, А.И. Рабинович, М.О. Перельман // Тр. Междунар. науч.-техн. конф. «Гидравлические машины, гидроприводы и гидропневмоавтоматика».– Санкт-Петербург, 7–9 июня 2005 г.– С.90-95.
36. ГОСТ 13877-80 Штанги насосные и муфты к ним.– М.: Госстандарт СССР, 1980.– 48 с.
37. Гриценко, А.И. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко,

- З.С. Алиев и др. // М.: Наука, 1995.— 523 с.
38. Губкин, А.Н. Промысловые испытания газосепаратора МН–ГСЛ5 к погружным центробежным насосам / А.Н. Губкин, А.Н. Дроздов, В.И. Игревский // Нефтяное хозяйство.— 1994.— №5.— С.60-62.
39. Гусин, Н.В. Центробежно-вихревые насосы и некоторые особенности их работы на газожидкостных смесях / Н.В. Гусин, Д.Ю. Мельников, П.А. Некрасов // Тр. Междунар. науч.-техн. конф. «Современное состояние и перспективы развития гидромашиностроения в XXI веке».— СанктПетербург, 4–6 июня 2003 г.— С.78-82.
40. Дарищев, В.И. К вопросу о теоретических и экспериментальных исследованиях гидроприводного насоса / В.И. Дарищев, В.Г. Дарьяваш, А.В. Захаров, Л.В. Захарова // Нефтепромысловое дело.— 1992.— №3.— С.7-9.
41. Дарищев, В.И. Анализ работы фонда скважин, оборудованных СШНУ на промыслах МНГ / В.И. Дарищев, Н.И. Неймышев, Р.И. Кузякин, С.В. Фролов // Нефтепромысловое дело.— 2002.— №11.— С. 21-23.
42. Дарищев, В.И. Автотехнолог — программа подбора винтовых насосных установок для добычи нефти / В.И. Дарищев, С.В. Фролов, Р.И. Кузякин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности.— М.: 2002.— №1-2.— С.24-26.
43. Джамгаров, Г.М. Соединительная муфта для насосных штанг / Г.М. Джамгаров.— Свидетельство на полезную модель по заявке № 95104845/20 от 27.03.95 г.
44. Добыча нефти и газа. Насосная эксплуатация скважин [Электронный ресурс].— Режим доступа: <https://helpiks.org/8-7995.html>
45. Донской, Ю.А. К вопросу об изменении технологических параметров скважины и регулировании работы погружных насосов / Ю.А. Донской, А.Ю. Дарищев // Нефтепромысловое дело.— 2008.— №2.— С.47-50.

46. Дроздов, А.Н. Разработка, исследование и результаты промышленного использования погружных насосно-эжекторных систем для добычи нефти / А.Н. Дроздов. – Автореф. ... д. техн. наук: 05.15.06.– М, 1998.– 47 .
47. Зарубежные ЭЦН [Электронный ресурс].– Режим доступа: <https://studbooks.net/609714/tovarovedenie/zarubezhnye>
48. Зарубежные образцы УЭЦН [Электронный ресурс].– Режим доступа: <https://helpiks.org/3-15498.html>
49. Иванов, А.Н. Испытание и внедрение установок электроцентробежных насосов на месторождении Белый Тигр / А.Н. Иванов, В.А. Бондаренко, М.М. Велиев, Е.В. Кудин, Грищенко Е.Н. // Нефтяное хозяйство.– 2019.– №10.– С.82-86.
50. Ивановский, В.Н. Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти / В.Н. Ивановский, С.С. Пекин, А.А. Сабилов // М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002.– С.21-25.
51. Ивановский, В.Н. Основные направления работ по оптимизации эксплуатации нефтепромыслового оборудования в наклонно направленных скважинах / В.Н. Ивановский, В.И. Дарищев, В.С. Каштанов, А.А. Сабилов, Н.М. Николаев, В.М. Петров // Нефтепромысловое дело.– 1996.– №3-4.– С.8-16.
52. Ивановский, В.Н. К вопросу о перспективах механизированной добычи нефти в некоторых регионах Западно-Сибирской нефтяной провинции / В.Н. Ивановский, В.И. Дарищев, В.С. Каштанов, А.А. Сабилов, А.Р. Агафонов // Нефтепромысловое дело.– 1997.– №1.– С.2-12.
53. Ивановский, В.И. Научные основы создания и эксплуатации насосного оборудования для добычи нефти в осложненных условиях из мало- и среднедебитных скважин / В.И. Ивановский: дис. ... д.техн. наук.– М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 1999.– 321 с.

54. Ивановский, В.Н. Некоторые результаты внедрения винтовых насосных установок в Нижневолжском регионе / В.Н. Ивановский, В.И. Дарищев, В.С. Каштанов, Ф.Д. Балденко, А.В. Сутырин, Ю.Н. Кандауров, К.К. Александров, О.И. Булаткин, Р.И. Кузякин // Нефтепромысловое дело.– 2002.– №10.– С.35-37.
55. Ивановский, В.Н. Перспективы создания и применения скважинных насосов / В.Н. Ивановский // Территория нефть и газ.– 2005.– №3.– С. 17-20.
56. Игревский, В. И. Газосепаратор нового поколения к погружным центробежным насосам / В. И. Игревский, А. Н. Дроздов, И. Т. Мищенко // Нефтепромысловое дело.– 1995.– №4-5.– С.9.
57. Игревский, Л.В. Стендовые испытания газосепараторов к погружным центробежным насосам / Л.В. Игревский, А.Н. Дроздов, А.В. Деньгаев, Д.Н. Ламбин // Нефтепромысловое дело.– 2002.– №8.– С.28-32.
58. Игревский, В.И. Стендовые испытания газосепаратора МН–ГСБ / В.И. Игревский, А.Н. Дроздов, Л.В. Игревский и др. // Нефтяное хозяйство.– 1999.– №6.– С.40-42.
59. Инструкция по расчету и подбору ВСО для скважин месторождения «Белый Тигр»: отчет о НИР / НИПИморнефтегаз.– Вунгтау, 1991.– 45 с.
60. Историческая справка о развитии способа добычи [Электронный ресурс].– Режим доступа: [https://studbooks.net/2532707/tovarovedenie/istoricheskaya\\_spravka\\_razvitiy\\_sposoba\\_dobychi](https://studbooks.net/2532707/tovarovedenie/istoricheskaya_spravka_razvitiy_sposoba_dobychi).
61. История создания погружного скважинного насоса: от «Русского электродвигателя Арутюнова до ЭЦВ ХЭМЗ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа:  
[http://nassos.ru/catalog/111\\_171/Istor\\_sozd\\_nasosa\\_ETcV\\_172](http://nassos.ru/catalog/111_171/Istor_sozd_nasosa_ETcV_172)
62. История возникновения и развития насосного оборудования [Электронный ресурс]. – Режим доступа:  
<https://ecso.ru/about/articles/pump>

63. Казак, А.С. Особенности подготовки и обустройства нефтяных скважин для эксплуатации гидропоршневыми насосными агрегатами в условиях Западной Сибири / А.С. Казак, Ю.Н. Маслов, М.Ф. Козлов, К.Л. Апасов // Нефтепромысловое дело.– 1983.– №2.– С.15-16.
64. Казак, А.С. Пути достижения эффективных показателей спуско-подъемных операций с гидропоршневыми насосными агрегатами свободного типа / А.С. Казак // Нефтепромысловое дело.– 1983.– №10.– С.13-14.
65. Каневский, Э.Е. Применение метода импульсных воздействий для борьбы с образованием песчаных пробок / Э.Е. Каневский, А.Ю. Стерленко // Азербайджанское нефтяное хозяйство.– 1988.– №5.– С.25-28.
66. Каплан, Л.С. Новая конструкция всасывающего клапана штангового насоса / Л.С. Каплан, М.З. Хужин // Нефтепромысловое дело.– 1992.– №9.– С.1-3.
67. Каплан, Л.С. Эксплуатация осложненных скважин центробежными электронасосами / Л.С. Каплан, А.В. Семенов, Н.Ф. Разгоняев.– М.: Недра, 1994.– 190 с.
68. Комплекс внутрискважинного оборудования с клапаном–отсекателем. Оснащение и освоение фонтанных и газлифтных скважин // РДСП-31-89.– Вунгтау, 1989.– 54 с.
69. Конструкция газопесочных якорей [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://studbooks.net/569833/geografiya/konstruktsiya\\_gazopesochnyh\\_yakorey](https://studbooks.net/569833/geografiya/konstruktsiya_gazopesochnyh_yakorey)
70. Кристиан М. Увеличение продуктивности скважин / М. Кристиан, С. Сокол, А. Константинеску // М.: Недра, 1985.– 184 с.
71. Кудин, Е. В. Некоторые особенности работы скважин месторождения «Белый Тигр» при переходе от газлифтного к механизированному способу добычи нефти с помощью установок электроцентробежных

- насосов / Е.В. Кудин, Э.М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов.– 2018.– Вып.6 (116).– С.72-81.
72. Кудин, Е.В. Развитие методов борьбы с пескопроявлениями при разработке морских нефтяных месторождений Вьетнама / Е.В. Кудин, А.Н. Иванов, Э.М. Велиев // История науки и техники.– 2020.– №3.– С.31-38.
73. Кудин, Е.В. Апробация гидропоршневых насосных установок на месторождении «Белый Тигр» / Е.В. Кудин, М.М. Велиев, А.Н. Иванов // Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономике: матер. VIII Междунар. Науч.-практ. и методич. конф.– Уфа: Изд-во БГУ, 2019.– С.145-146.
74. Кудин, Е.В. Исторические аспекты выбора механизированного способа добычи нефти на месторождении «Белый Тигр» / Е.В. Кудин, А.Н. Иванов, М.М. Велиев // Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономике: матер. VIII Междунар. Науч.-практ. и методич. конф.– Уфа: Изд-во БГУ, 2019.– С.147-148.
75. Кудин, Е.В. Исторический анализ влияния конструкции эксплуатационной колонны на механизированный способ добычи нефти / Е.В. Кудин, А.Н. Иванов, В.А. Бондаренко, М.М. Велиев // Наукоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса: матер. IX Междунар. науч. конф.– Уфа: РИЦ БашГУ, 2019.– С. 47-48.
76. Кудин, Е.В. Влияние температуры потока жидкости на надежность эксплуатации погружных электроцентробежных насосов / Е.В. Кудин // Наукоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса: матер. IX Междунар. науч. конф.– Уфа: РИЦ БашГУ, 2019.– С.48-49.
77. Кудин, Е.В. Становление развития механизированных способов добычи нефти применительно к условиям месторождения «Белый Тигр» / Е.В. Кудин, Э.М. Велиев // Наукоемкие технологии в решении проблем

нефтегазового комплекса: матер. IX Междунар. науч. конф.– Уфа: РИЦ БашГУ, 2019.– С.50-51.

78. Кудинов, В.И. Основы нефтегазового дела / В.И. Кудинов // Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004.– 720 с.
79. Лавриненко, А.С. Применение байпасных систем Y–Tool для ПГИ / А. С. Лавриненко // Инженерная практика.– 2016.– №6.– С.80–83.
80. Лаврушка, П.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин / П.Н. Лаврушка, В.М. Муравьев.– М.: Недра, 1971.– 368 с.
81. Ляпков, П.Д. О влиянии вязкости жидкости на характеристику погружных центробежных насосов / П.Д. Ляпков / Тр. ВНИИ.– 1964.– Вып.ХII.– С.74-75.
82. Ляпков, П.Д. Опыт создания газосепаратора для погружного центробежного насоса / П.Д. Ляпков // Тр. ВНИИ.– 1959.– Вып.22.– С.39-58.
83. Ляпков, П.Д. Влияние газа на работу ступеней погружных центробежных насосов / П.Д. Ляпков // Тр. ВНИИ.– 1959.– Вып.22.– С.59-89.
84. Ляпков, П.Д. Влияние числа М на рабочую характеристику погружных центробежных насосов, перекачивающих газожидкостную смесь / П.Д. Ляпков // Тр. МИНХиГП.– 1972.– Вып.99.– С.96-100.
85. Ляпков, П.Д., Стендовые испытания газосепаратора к УЭЦН / П.Д. Ляпков, В.И. Игревский, Р.Г. Сальманов // Нефтепромысловое дело.– 1985.– №4.– С.6-12.
86. ЛУКОЙЛ ЭПУ Сервис. Качество. Инновации. Опыт поколений [Электронный ресурс].– Режим доступа: <http://lukoil-epu.ru/page/itc-ustanovka-pogruznogo-vintovogo-nasosa-prednaznacena-dla-otkacki-plastovoi-zidkosti-iz>
87. Люстрицкий, В.М. Эффективность применения УЭЦН в скважинах в ОАО «Самаранефтегаз» / В.М. Люстрицкий, Д.С. Липанин // Нефтепромысловое дело. – 2005.– №5.– С.32-35.

88. Люстрицкий, В.М. Вязкость нефтеводяных эмульсий/ В.М. Люстрицкий / Межвуз. сб. науч. тр.– Самара: СамГТУ, 1997.– С.144-149.
89. Методика определения рациональных областей применения способов эксплуатации морских нефтяных месторождений // РД-51-01-13-85.– Москва, 1985.– 128 с.
90. Механизированная добыча. Общая информация и обзор выпускаемой продукции [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://dmliefer.ru/sites/default/files/presentation-general-ru.pdf>
91. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти / И.Т. Мищенко.– Москва. Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003.– 816 с.
92. Мищенко, И. Т. К вопросу о добыче высоковязкой нефти установками электропогружных центробежных насосов на Пермокарбоновой залежи Усинского месторождения / И. Т. Мищенко, Н. С. Пономарев, В. А. Демидов, С. М. Салахеев // Нефтепромысловое дело.– 1995.– №11.– С. 9.
93. Мордвинов, А.А. Арматура фонтанная и нагнетательная: Методические указания / А.А. Мордвинов, О.А. Миклина, С.О. Урсегов // Ухта: УГТУ, 2000.– 17 с.
94. Муравьев, И.М. Эксплуатация нефтяных месторождений: Учебник для вузов / И.М. Муравьев, А.П. Крылов // Л.: Гостоптехиздат, 1949.– 776 с.
95. Муравьев, И.М. Эксплуатация погружных центробежных электронасосов в вязких жидкостях и газожидкостных смесях / И.М. Муравьев, И.Т. Мищенко.– М.: Недра, 1969.– 145с.
96. Назначение и преимущества УЭЦН перед бесштанговыми насосами [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://helpiks.org/3-15504.html>
97. Нгия, Т.Т. Газлифтная эксплуатация скважин / Т.Т. Нгия, М.М. Велиев // СПб.: Недра, 2016. – 384 с.
98. Обзор вопросов эксплуатации установок ЭЦН [Электронный ресурс].– Режим доступа: [https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/09/08\\_ESP\\_espumps\\_russia](https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/09/08_ESP_espumps_russia)

99. Обзор технологии электрических центробежных насосов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.petroleumengineers.ru/sites/default/files/11.pdf>
100. Обоснование выбора механизированного способа добычи нефти в условиях месторождения «Белый Тигр» // НИПИморнефтегаз.– Вунгтау, 1996.– 73 с.
101. Обоснование выбора механизированного способа добычи нефти на RP–1 месторождения Дракон: отчет о НИР // НИПИморнефтегаз.– Вунгтау, 2010. – 74с.
102. Опыт эксплуатации УГПН, УЭВН и других типов БШГН в России и зарубежом [Электронный ресурс].– Режим доступа: <https://helpiks.org/3–15510.html>
103. Основные направления развития и объемы производства СП «Вьетсовпетро» на 1996–2005гг. // СП «Вьетсовпетро».– Вунгтау, 1995.– 110 с.
104. Принципиальная технологическая схема сбора, подготовки и внешнего транспорта до КПН нефти и газа северного и южного сводов месторождения Белый Тигр.– М.: ВНИПИморнефтегаз, 1989.– 144 с.
105. Пат. 1838590 СССР. Скребок для очистки нефтепромысловых труб в скважине / Г.М. Дзамгаров, Н.Н. Прохоров, А.И. Рак, Г.В. Шевченко // Б.И.– 1993.– №32.
106. Пат. 2253756 РФ от 10.06.2005. Ступень погружного многоступенчатого насоса / Н.В. Гусин, А.И. Рабинович, О.М. Перельман и др. // Б.И.– 2005.– №16.
107. Пирвердян, А.М. Гидромеханика глубинно-насосной эксплуатации / А.М. Пирвердян.– М.: Недра, 1965.– 145с.
108. Принцип действия гидropоршневого насоса [Электронный ресурс].– Режим доступа: <http://lib.rushkolnik.ru/text/20133/index–1.html>

109. Проектирование АСУ ТП куста скважин, механизированных УЭЦН Северо-Покурского месторождения [Электронный ресурс].– Режим доступа:  
[https://studbooks.net/informatika/istoriya\\_razvitiya\\_sposobov\\_dobychi\\_nefti#26](https://studbooks.net/informatika/istoriya_razvitiya_sposobov_dobychi_nefti#26)
110. Разработка и испытание технико–технологических решений по механизированной добыче нефти гидродинамическим и другим методам воздействия и по обработке закачиваемой воды в пласт // НИПИморнефтегаз.– Вунгтау, 1991.– 129 с.
111. Разработка и испытание технико–технологических решений по механизированной добыче нефти, методов интенсификации добычи нефти и закачки воды на месторождении «Белый Тигр»: отчет о НИР // НИПИморнефтегаз.– Вунгтау, 1992.– 176 с.
112. Разработка технико–технологических решений по механизированной добыче нефти, гидродинамических и других методах воздействия на призабойную зону скважин на месторождении «Белый Тигр»: отчет о НИР // НИПИморнефтегаз.– Вунгтау, 1990.– 59 с.
113. Ражетдинов, У.З. Совершенствование технологии добычи нефти насосным способом / У.З. Ражетдинов, М.Ф. Вахитов // Нефтепромысловое дело.– 1983.– №2.– С.18.
114. Ратов, А.М. Одновинтовые скважинные электронасосы в Советском Союзе и за рубежом / А.М. Ратов, А.С. Хейфец.– М.: ЦИНТИхмнефтемаш.– 1979.– 57 с.
115. Репин, Н.Н. Технология механизированной добычи нефти / Н.Н. Репин, В.В. Девликамов, О.М. Юсупов, А.И. Дьячук.– М.: Недра, 1976.– 175 с.
116. Сальманов, Р.Г. Применение газосепаратора к УЭЦН / Р.Г. Сальманов // Нефтепромысловое дело.– 1983.– № 5.– С.8-9.

117. Скважинные гидропоршневые насосные установки [Электронный ресурс].– Режим доступа: <https://students-library.com/library/read/49743-skvazinnye-gidroporsnevye-nasosnye-ustanovki>
118. Состав оборудования скважинных гидропоршневых насосных установок [Электронный ресурс].– Режим доступа: <https://infopedia.su/11x192f.html>
119. Совершенствование технико-технологических решений по механизированной добычи нефти, методов интенсификации добычи нефти, закачки воды на месторождениях «Белый Тигр» и «Дракон»: отчет о НИР // НИПИморнефтегаз.– Вунгтау, 1996.– 73 с.
120. Совершенствование и внедрение технических и технологических решений в области добычи нефти и закачки воды для месторождений СП «Вьетсовпетро»: отчет о НИР // НИПИморнефтегаз.– Вунгтау, 2001.– 195 с.
121. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общ. ред. Ш.К. Гиматудинова // Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров и др. // М.: Недра.– 1983.– 455с.
122. Степанов, А.И. Центробежные и осевые насосы / А.И. Степанов.– М.: Гос. науч.-техн. изд-во машиностроительной лит-ры, 1960.– 462 с.
123. Сулейманов, А.Б. Эксплуатация морских нефтегазовых месторождений /А.Б. Сулейманов, Р.П. Кулиев, Э.И. Саркисов, К.А. Карапетов.– М: Недра, 1986.– 285 с.
124. Текущее состояние разработки месторождения «Белый Тигр» на 01.10.1993г.: отчет о НИР // НИПИморнефтегаз.– Вунгтау, 1993.– 181 с.
125. Техника и технологии УЭЦН: значение для России [Электронный ресурс].– Режим доступа: [http://www.novomet.ru/assets/files/media/2013\\_arutunov.pdf](http://www.novomet.ru/assets/files/media/2013_arutunov.pdf)

126. Технологическая схема разработки и обустройства месторождения «Белый Тигр»: отчет о НИР // НИПИморнефтегаз.– Вунгтау, 1993. Т. I.– 243 с.
127. Технологическая схема разработки и обустройства месторождения «Белый Тигр»: отчет о НИР // НИПИморнефтегаз.– Вунгтау, 1993. Т. II.– 140 с.
128. Технологическая схема разработки и обустройства месторождения «Белый Тигр»: отчет о НИР // НИПИморнефтегаз.– Вунгтау, 1993. Т. IV.– 87 с.
129. Трулев, А.В. Совершенствование проточных частей погружных центробежных насосов и газосепараторов, работающих на смесях жидкость–газ / А.В. Трулев: дисс. ... канд. техн. наук.– М., 1999.– 212 с.
130. Уразаков, К.Р. Эксплуатация наклонно направленных насосных скважин / К.Р. Уразаков // М.: Недра, 1993.– 169 с.
131. Установки гидропоршневых насосов для добычи нефти [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://studopedia.ru/5\\_99730\\_ustanovki-gidroporshnevih-nasosov-dlya-dobichi-nefti.html](https://studopedia.ru/5_99730_ustanovki-gidroporshnevih-nasosov-dlya-dobichi-nefti.html)
132. Установка погружных центробежных насосов [Электронный ресурс].– Режим доступа: <https://helpiks.org/3-15491.html>
133. Установка электроцентробежного насоса [Электронный ресурс].– Режим доступа: <http://vseonefti.ru/upstream/ustanovka-ESP.html>
134. Уточненная генеральная схема развития месторождения «Дракон»: отчет о НИР // НИПИморнефтегаз.– Вунгтау, 2011.– Т.3.– 142 с.
135. УЭЦН отечественные и зарубежного производства. Эксплуатация насосов в осложненных условиях [Электронный ресурс].– Режим доступа: <https://megaobuchalka.ru/4/11425.html>

136. Фозао, К.Ф. Учет влияния неравновесности выделения растворенного в нефти газа на подбор струйных насосов в добыче нефти / К.Ф. Фозао: Дисс. ... канд. техн. наук.– М., 2001.– 136 с.
137. Характеристики гидропоршневых насосных агрегатов фирмы Kobe [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://infopedia.su/11x1931.html>
138. Хай, Л.В. Геологическое строение и нефтегазоносность шельфовых нефтяных месторождений СП «Вьетсовпетро» / Л.В. Хай, Т.Т. Нгиа, М.М. Велиев и др.– СПб.: Недра, 2016.– 515 с.
139. Черемисинов, Е.М. Опыт эксплуатации погружных центробежных насосов с вентильными электродвигателями с бесступенчатым регулированием режимов работы в НГДУ Быстринскнефть ОАО «Сургутнефтегаз» / Е.М. Черемисинов, С.Н. Матвеев // Нефтепромысловое дело.– 2002.– №1.– С.29-33.
140. Чубанов, О.В. Перспективы развития техники и технологии добычи нефти на месторождениях СП «Вьетсовпетро» / О.В. Чубанов, Э.П. Мокрищев, М.Ф. Каримов, Л.Б. Туан // Нефтяное хозяйство.– 1996.– №8.– С.73-76.
141. Щуров, В.И. Технология и техника добычи нефти / В.И. Щуров.– М.: Недра, 1983.– 510 с.
142. Эксплуатация скважин бесштанговыми скважинными насосами [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://burovoeremeslo.ru/burenie/chto-takoe-burenie/ekspluatsiya-skvazhin-besshtangovymi-skvazhinnyimi-nasosami/>
143. Эксплуатация скважин штанговыми скважинными насосами [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://burovoeremeslo.ru/burenie/chto-takoe-burenie/ekspluatsiya-skvazhin-shtangovymi-skvazhinnyimi-nasosami/>

144. Эксплуатация наклонно–направленных насосных скважин [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://works.doklad.ru/view/\\_MGB6TJm-hk/31.html](https://works.doklad.ru/view/_MGB6TJm-hk/31.html).
145. Электроцентробежный насос как вызов науке [Электронный ресурс].– Режим доступа: <https://nangs.org/news/technologies/pervye-neftyanye-skvazhiny-grp-etsn-slantsevaya-neft-kak-eto-bylo>
146. Electrical Submersible Pumping (ESP) Systems [Электронный ресурс].– Режим доступа: <https://fac.ksu.edu.sa/sites/default/files/4-electricalsubmersiblepumps.pdf>
147. Electric Submersible Pumps [Электронный ресурс].– Режим доступа: [https://www.slb.com/services/production/artificial\\_lift/submersible.aspx](https://www.slb.com/services/production/artificial_lift/submersible.aspx)
148. Electric Submersible Pumps in the Oil and Gas Industry [Электронный ресурс].– Режим доступа: <https://www.pumpsandsystems.com/topics/pumps/pumps/electric-submersible-pumps-oil-and-gas-industry>
149. ESP – Pump Intake [Электронный ресурс].– Режим доступа: <https://production-technology.org/esp-pump-intake/>
150. George, V. Surface operations in petroleum production / V. George, Carrol M. Beeson // American Elsevier Publishing Companyjnc. N–Y, 1969.– Pp.45-47.
151. Hyde, C. «Yo–yo» pumping unit introduced / C. Hyde // Drilling Contractor.– 1982, X.– Vol.39, №10.– Pp.36-38.
152. Lea, J.F. What's new in artificial lift / J.F. Lea, H.W. Winkler // World Oil.– 1992. IV.– Vol.213.– №4.– Pp.41-44.
153. Luhowy, V. M. Horizontal wells prove effective in Canadian heavy–oil field / V. M. Luhowy, P.D. Sametz // Oil and Gas J.– 1993, 28/VI.– Vol.91, №26.– Pp.47-52.
154. New, simplified pumpjack now undergoing tests // Oilweek.– 1988, 4/VII – Vol.39, №24.– P.8.
155. Rintoul, B. Bender introduces long stroke pumping unit / B. Rintoul // Pacific Oil World.– 1986, X.– Vol.78, №10.– Pp.20-21.

156. Rintoul, B. «Prolift» pumping unit makes debut / B. Rintoul // Pacific Oil World.– 1983, III.– Vol.75, №3.– Pp.59-60.
157. Submersible Pump System Overview [Электронный ресурс].– Режим доступа: <https://production-technology.org/submersible-pump-overview/>
158. Submersible Oil Pumps [Электронный ресурс].– Режим доступа: <https://www.pcm.eu/en/oil-and-gas/pcm-solutions/artificial-lift-systems/electrical-submersible-oil-progressive-cavity-pump>
159. Tyler, M.R. Tests show benefits of new polished rod lubricator / M.R. Tyler, A. Khatib // Oil and Gas J.– 1995, 10/IV.– Vol.93, №15.– Pp.56-57.
160. Taylor, T.E. Rod pump lowers lifting costs for deep West Texas well / T.E. Taylor // Oil and Gas J.– 1993, 7/VI.– Vol.91, №23.– Pp.42-45.
161. Thuc, P.D. Increase of Artificial Lift Efficiency at the Production Wells by Adding Surfactants to Flow // P.D. Thuc, T.S. Phiet, M. Ph. Karimov, N.V. Canh, A.G. Latupov, R.R. Ibragimov // CIPC-2001-139. Calgary, Canada.– 2001. Pp.74-78.
162. Wright, D.W. Progressive cavity pumps prove more efficient in mature waterflood tests / D.W. Wright, R.L. Adair // Oil and Gas J.– 1993, 9/VIII.– Vol.91, №32.– Pp.43-47.