

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

Инженерная школа неразрушающего контроля и безопасности
Направление подготовки 12.04.01 Приборостроение
Отделение контроля и диагностики

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Разработка системы контроля параметров газоподачи в процессе добычи нефтепродуктов

УДК 622.276:658.518.52

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1БМ6А	Айткалиев Галымжан Глеубекович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКД	Гальцева О.В.	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Данков А.Г.	К.И.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКД	Анищенко Ю.В.	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКД	Вавилова Г.В.	К.Т.Н.		

Томск – 2018 г.

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требование ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
Р1	Применять навыки эффективной индивидуальной и командной работы, включая руководство командой, работу по междисциплинарной тематике с учетом этики и корпоративных интересов, в том числе и на иностранном языке.	Требования ФГОС (ОК-3, ОПК- 1, ОПК-3, ПК-12, ПК-16, ПК-17, ПК-18, ПК-22),), СУОС ТПУ (УК-1, УК-3, УК-4, УК-5, УК-6), CDIO Syllabus (2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 3.1, 3.2, 3.3, 4.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.2, п. 2.3, п. 2.4, п. 2.5, п.2.6), согласованный с требованиями международных стандартов EURACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (40.158. Специалист в области контрольно-измерительных приборов и автоматики, 40.108 Специалист по неразрушающему контролю, 19.026 Специалист по техническому контролю и диагностированию объектов и сооружений нефтегазового комплекса, 19.032 Специалист по диагностике газотранспортного оборудования, 40.008 Специалист по организации и управлению научно-исследовательскими и опытно-конструкторскими работами)
Р2	Применять навыки управления разработкой и производством продукции на всех этапах ее жизненного цикла с учетом инновационных рисков коммерциализации проектов, в том числе в нестандартных ситуациях.	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОПК-1, ПК-6, ПК -8, ПК-16, ПК-18, ПК-19, ПК-20), СУОС ТПУ (УК-2, УК-6), CDIO Syllabus (2.1, 2.4, 2.5, 3.2, 4.1, 4.2, 4.3, 4.6, 4.7, 4.8), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, п. 2.3, п. 2.5, п.2.6), согласованный с требованиями международных стандартов EURACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (40.158 Специалист в области контрольно-измерительных приборов и автоматики, 40.108 Специалист по неразрушающему контролю, 06.005 Инженер-радиоэлектроник, 29.006 Специалист по проектированию систем в корпусе, 40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам)
Р3	Собирать, хранить, обрабатывать, использовать, представлять и защищать информацию при соблюдении требования информационной безопасности и корпоративной культуры.	Требования ФГОС (ОК-1, ПК-4, ПК-17, ПК-19), СУОС ТПУ (УК-5, УК-6), CDIO Syllabus (1.1, 2.2), Критерий 5 АИОР (п. 1.1, п. 1.6), согласованный с требованиями международных стандартов EURACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (40.158 Специалист в области

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требование ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
		контрольно-измерительных приборов и автоматики, 40.108 Специалист по неразрушающему контролю, 19.026 Специалист по техническому контролю и диагностированию объектов и сооружений нефтегазового комплекса)
Р4	Применять навыки планирования, подготовки, проведения теоретических и экспериментальных исследований, а также представления и интерпретации полученных результатов.	Требования ФГОС (ОПК-1, ОПК-2, ПК-1, ПК-2, ПК-15, ПК-17), СУОС ТПУ (УК-1), Критерий 5 АИОР (п.1.1, п.1.2, п.1.4), CDIO Syllabus (2.1, 2.2, 4.3), согласованный с требованиями международных стандартов EURACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (40.158 Специалист в области контрольно-измерительных приборов и автоматики, 40.108 Специалист по неразрушающему контролю, 40.008 Специалист по организации и управлению научно-исследовательскими и опытно-конструкторскими работами)
Р5	Разрабатывать нормативную, техническую и методическую документацию в области неразрушающего контроля и измерительной техники.	Требования ФГОС (ПК-3, ПК-9, ПК-11, ПК-17), CDIO Syllabus (1.2, 4.4), Критерий 5 АИОР (п.1.3, п.1.5), согласованный с требованиями международных стандартов EURACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (40.158 Специалист в области контрольно-измерительных приборов и автоматики, 40.108 Специалист по неразрушающему контролю, 06.005 Инженер-радиоэлектроник)
Р6	Быть готовым к комплексной профессиональной деятельности при разработке инновационных и эффективных методов и средств измерения и контроля.	Требования ФГОС (ПК-5, ПК-6, ПК-8, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-18, ПК-20, ПК-21, ПК-22), СУОС ТПУ (УК-1), CDIO Syllabus (1.2, 1.3, 2.3, 4.1, 4.4, 4.5), Критерий 5 АИОР (п.1.2, п.1.3, п.1.4, п.1.5, п.1.6), согласованный с требованиями международных стандартов EURACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (40.158 Специалист в области контрольно-измерительных приборов и автоматики, 40.108 Специалист по неразрушающему контролю, 06.005 Инженер-радиоэлектроник, 40.010 Специалист по техническому контролю качества продукции, 40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требование ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
Р7	Разрабатывать и внедрять энерго- и ресурсоэффективные технологические процессы производства приборных систем с использованием высокотехнологичных средств измерения и контроля.	Требования ФГОС (ПК-7, ПК-8, ПК-10. ПК- 11, ПК-12, ПК-14, ПК-21), CDIO Syllabus (1.3, 4.1, 4.2, 4.5. 4.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.2, п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов EURACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.026 Специалист по техническому контролю и диагностированию объектов и сооружений нефтегазового комплекса, 19.032 Специалист по диагностике газотранспортного оборудования)

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
 высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа неразрушающего контроля и безопасности
 Направление подготовки 12.04.01 Приборостроение
 Отделение контроля и диагностики

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Вавилова Г.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации <small>(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)</small>

Студенту:

Группа	ФИО
1БМ6А	Айткалиеву Галымжану Тлеубековичу

Тема работы:

Разработка системы контроля параметров газоподачи в процессе добычи нефтепродуктов	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	10.01.2018 № 31/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе:	
<i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i>	Предметом исследования являются параметры системы управления процессом добычи нефтепродуктов. Объектом исследования является система управления процессом нефтедобычи.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования;</i>	Подготовка литературного обзора по методам и средствам добычи нефтепродуктов, контроля их параметров. Разработка дополнительных разделов:

<i>содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	- финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; - социальная ответственность. Заключение по работе.
Перечень графического материала:	Презентация в Microsoft Office PowerPoint
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:	
Раздел	Консультант
Разработка системы контроля параметров газоподдачи в процессе добычи нефтепродуктов	Гальцева О. В.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Данков А.Г.
Социальная ответственность	Анищенко Ю.В.
Названия разделов:	
Обзор литературы	
Разработка системы контроля параметров газоподдачи	
Экспериментальное исследование параметров разработанной работы системы газоподдачи при нефтедобыче	
Социальная ответственность	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения контроля и диагностики	Гальцева Ольга Валерьевна	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1БМ6А	Айткалиев Галымжан Тлеубекович		

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

Инженерная школа неразрушающего контроля и безопасности
 Направление подготовки 12.04.01 Приборостроение
 Уровень образования Магистратура
 Отделение контроля и диагностики
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

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

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2017	Обзор литературы	16
13.10.2017	Анализ контролируемых параметров и оборудования системы	14
11.12.2017	Разработка системы контроля параметров газоподачи	19
2.03.2018	Экспериментальное исследование параметров разработанной системы газоподачи при нефтедобыче	17
9.04.2018	Социальная ответственность	13
16.04.2018	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	13
7.05.2018	Заключение	8

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКД	Гальцева О.В.	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКД	Вавилова Г.В.	к.т.н.		

Реферат

Магистерская диссертация - 98 страниц, 24 рисунок, 7 графиков, 21 таблиц, 15 формул, 46 источников, 2 приложения.

Ключевые слова: нефтедобыча, эксплуатация, газ, газоподача, давление, эффективность.

Цель исследования: разработка системы контроля параметров газоподачи при добыче нефтепродуктов.

Изучен процесс добычи нефтепродуктов газлифтовым способом.

Проведены эксперименты по определению зависимости контролируемых параметров газоподачи при добыче нефтепродуктов.

Объектом исследования является система управления процессом нефтедобычи.

Область применения: нефтегазодобывающие месторождения с высоким газовым фактором.

Данная работа посвящена разработке системы контроля параметров газоподачи при добыче нефтепродуктов. Основным контролируемым параметром при реализации процесса нефтедобычи является значение гидростатического давления в системе газоподачи.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применимы следующие термины с соответствующими определениями:

- АСУР - автоматическая система управления расходом газа;
- БА - блок автоматики;
- БА-С - блок автоматики скважины;
- БП - блок питания;
- ВК - встраиваемый компьютер блока автоматики;
- ЗРК - Клапан запорно-регулирующий;

- МГ - магистраль газовая;
- ПО - программное обеспечение;
- ПО ВУ - программное обеспечение верхнего уровня;
- ПО НУ - программное обеспечение нижнего уровня;
- ТО - техническое обслуживание комплекса АСУР в эксплуатации;
- УБПИ - устройства беспроводной передачи информации;
- НКТ - насосно-компрессорные трубы;
- ГТМ - геолого-технические мероприятия;
- ГЖС - газожидкостная смесь;
- ЭМП - электро-магнитное поле;

Оглавление

	Введение	11
1	Обзор литературы	13
	1.1 Методы эксплуатации скважин	13
	1.1.1 Фонтанный метод эксплуатации скважин	14
	1.1.2 Насосный метод эксплуатации скважин	16
	1.1.2.1 Эксплуатация нефтяных скважин штанговыми насосами	17
	1.1.2.2 Эксплуатация нефтяных скважин центробежным насосом, оборудованного электроприводом	19
	1.1.3 Газлифтный метод эксплуатации скважин	22
	1.2 Основные параметры процесса нефтедобычи	25
2	Разработка системы контроля параметров газоподачи	28
	2.1 Анализ контролируемых параметров и оборудования системы	28
	2.2 Модернизация системы управления нефтедобычей	34
	2.3 Описание используемого программного обеспечения Gasregv.2.1	41
3	Экспериментальное исследование параметров разработанной работы системы газоподачи при нефтедобыче	56
4	Социальная ответственность	62
5	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	78
	Заключение	93
	Список используемых источников	94
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	

Введение

Растущая потребность в нефтяных продуктах связана не только с непрерывно растущими потребностями в энергии, но и с истощением основных месторождений, а новые месторождения обычно удалены от густонаселенных территорий. Перечисленные факторы приводят к повышению расходов на добычу, транспортировку и переработку нефти. Поэтому вопросы, касающиеся сокращения расходов при добыче нефтепродуктов, очень актуальны.

В настоящее время, одним из экономически выгодных и эффективных методов эксплуатации скважин является газлифтный способ добычи нефтепродуктов. Такой метод эксплуатации имеет ряд преимуществ:

- можно использовать в искривленных скважинах ($<65^{\circ} - 70^{\circ}$);
- доступ в трубное пространство и на забой;
- высокий газовый фактор – улучшает производительность, в сравнении с другими методами мехдобычи;
- гибкость системы;
- «справляется» с неопределенностями и изменениями в производительности скважины, изменениях пластового давления, обводненности продукции, в течение жизни скважины;
- широкий диапазон применимости для разных глубин и дебитов;
- оборудование для газлифта одинаково для скважин с дебитами от 15 м³/сут до 1600 м³/сут;
- занимает мало место на поверхности, может быть использован на шельфе и в окрестностях городов;
- конструкция скважины относительно не сложная, может быть использована в отдаленных районах;
- не зависит от температуры на забое;
- простота в регулирование дебита скважины (увеличивая или уменьшая подачу газа в скважину);

- возможна эксплуатация обводненных, пескопроявляющих скважин;
- простота исследования скважин.

Одно из основных проблем эксплуатации газлифта является оптимальное распределение и расход газа. Поэтому возникает вопрос о мероприятиях повышения эффективности эксплуатации газлифтных скважин. Одним из мероприятий повышения эффективности является модернизированный комплекс АСУР, который позволяет регулировать расход закачиваемого газа для оптимально-выгодной добычи нефтепродуктов.

В данной магистерской диссертации рассматривается один из основных методов оптимизации технологического режима работы скважины, позволяющий существенно снизить расход газа и повысить добычу жидкости с минимальными затратами.

1 Обзор литературы

1.1 Методы эксплуатации скважин

Как известно, в стволе скважины в процессе добычи нефтепродуктов всегда присутствует жидкость. На этапе бурения скважины эта жидкость представляет собой буровой раствор. По окончании бурения его, как правило, замещают технической водой. В результате мероприятий по освоению скважины ствол заполняется пластовой жидкостью (нефтью или нефтью с водой). В этой связи, в стволе скважины всегда присутствует столб жидкости [1].

Столб жидкости создает гидростатическое давление (P) на забой скважины, которое описывается известным уравнением:

$$P = \rho gh, \quad (1.1)$$

где P - гидростатическое давление;

ρ - плотность жидкости;

g - ускорение свободного падения;

h - высота столба жидкости

Для того, чтобы в скважину поступала жидкость из пласта (нефть, газ или вода) должно соблюдаться следующее условие: пластовое давление должно быть выше гидростатического давления столба жидкости в стволе скважины.

Немаловажную роль при выборе метода эксплуатации объекта добычи играет энергия продуктивного пласта. Жидкие и газообразные углеводороды могут извлекаться фонтанным, газлифтным или насосным способом [2].

При условии, что энергия пласта изначально высока, и пластовое давление выше давления столба жидкости в стволе скважины, то в скважине будет присутствовать естественный приток нефти. При этих условиях применяется фонтанный метод эксплуатации скважины.

Если энергия пласта недостаточна для обеспечения притока нефти в скважину, то существует два варианта ее добычи. Согласно приведенной выше

формуле необходимо уменьшать либо плотность жидкости (ρ) в стволе скважины, либо высоту столба жидкости (h), так как параметр g является постоянной величиной [3].

Далее рассмотрим особенности основных методов эксплуатации скважин.

1.1.1 Фонтанный метод эксплуатации скважины

При фонтанном способе жидкость и газ поднимаются по стволу скважины от забоя на поверхность только под действием пластовой энергии, которой обладает нефтяной пласт. Этот способ является наиболее экономичным, так как не требует дополнительных затрат энергии на подъем жидкости на поверхность. Кроме того, при этом способе не требуется закупка дорогостоящего оборудования, требующего к тому же регулярного обслуживания.

Оборудование фонтанных скважин состоит из колонной головки, фонтанной арматуры (рис. 1.1.) и выкидной линии [3]. Это оборудование относится к наземному.

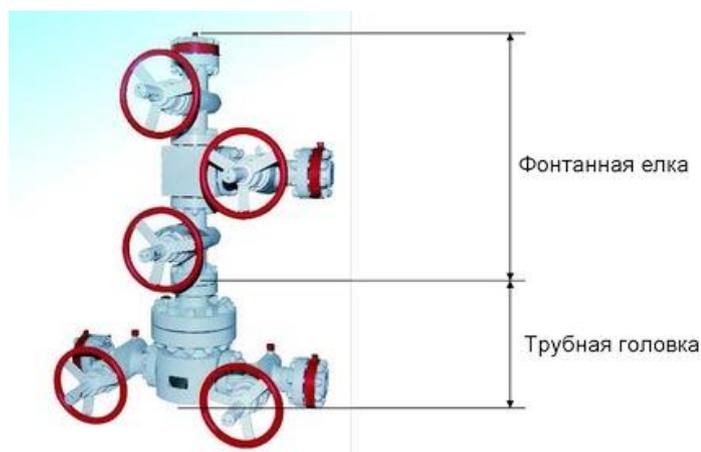


Рисунок 1.1 – Устьевая арматура фонтанной скважины

Подземное оборудование состоит из колонны насосно-компрессорных труб (рис. 1.2), которые, как правило, спускают до глубины верхних дыр перфорации.

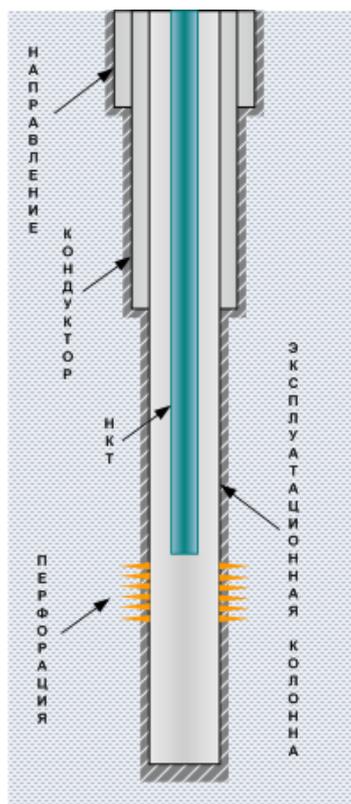


Рисунок 1.2 – Насосно-компрессорные трубы в эксплуатационной скважине

Насосно-компрессорные трубы в фонтанных скважинах служат для подъема жидкости и газа на поверхность, регулирования режима работы скважины, проведения исследовательских работ, борьбы со смолопарафиновыми отложениями, осуществления различных геолого-технических мероприятий, предохранения эксплуатационной колонны от коррозии и эрозии, предупреждения и ликвидации песчаных пробок, глушения скважин перед подземным или капитальным ремонтами, предохранения эксплуатационной колонны скважины от высокого давления при различных геолого-технических мероприятиях [4].

При фонтанной эксплуатации скважины подъем добываемого сырья обеспечивает внутрипластовое давление.

Стоит сказать, что фонтанирование через достаточно короткое время может прекратиться, даже в случае достаточно высокого давления в продуктивном пласте. В таких случаях главным способом продлить период фонтанирования или возобновить его в случае прекращения, является

уменьшение диаметра используемых труб. К примеру, если фонтан в скважине поступал из трубы диаметром 114 миллиметров, а затем естественный подъем сырья прекратился, замена существующих насосно-компрессорных труб на меньший диаметр (к примеру, на 60 миллиметров), как правило, позволяет возобновить естественный процесс подъема нефти.

Общая формула энергетического баланса любой добывающей скважины выглядит так:

$$W_1 + W_2 + W_3 = W_{\text{п}} + W_{\text{и}} \quad (1.2)$$

где W_1 – это энергия, затрачиваемая на подъем газожидкостной смеси от забоя до устья скважины;

W_2 – энергия, расходуемая добываемой смесью в процессе движения через устьевое оборудование;

W_3 – энергия, которую уносит газожидкостная струя за пределы скважинного устья;

$W_{\text{п}}$ – природная энергия продуктивного пласта;

$W_{\text{и}}$ – энергия, добавляемая в скважину извне (с поверхности).

Внешняя энергия $W_{\text{и}}$ представляет собой либо подачу в скважину сжатого воздуха или газовой смеси, либо применение насосного оборудования.

1.1.2 Насосный метод эксплуатации скважин

Такая эксплуатация нефтяных и газовых скважин может обеспечиваться с помощью различного технологического оборудования.

Типы применяемых устройств могут быть следующими [7]:

- глубинное оборудование штангового типа;
- насос центробежного типа, оборудованный электроприводом;
- штанговый погружной насос или насос, оборудованный электрическим приводом;
- устройство диафрагменного типа.

1.1.2.1 Эксплуатация нефтяных скважин штанговыми насосами

Для нефтегазодобычи, такие устройства используются чаще всего, и связано это с простотой их конструкции, долговечностью и способностью такого оборудования выкачивать довольно большие объемы жидкого и газообразного сырья.

Более половины всех действующих в настоящее время газовых и нефтяных скважин используют штанговые насосные станции. Стоит сказать, что применение такого оборудования позволяет производить его ремонт непосредственно в процессе его работы, без демонтажа и отвоза в специальные сервисные центры, а в качестве первичного мотора могут применяться все существующие типы приводов [8]. Штанговый насос способен работать в достаточно сложных условиях, включая наличие песка и жидкостей с высокой коррозионной агрессивностью.

К недостаткам применения такого оборудования относятся:

- невысокая подача;
- ограничение, связанные с углом наклона скважинного ствола;
- ограничение по спуску оборудования.

Простой штанговый насос имеет следующие основные элементы конструкции: цилиндр и плунжер, оборудованный клапаном типа шар-седло, которые обеспечивают подъем добываемого ресурса, одновременно исключая его обратное стекание. Также конструкция может оборудоваться всасывающим клапаном, который ставится ниже цилиндра. Работу штангового насоса обеспечивают передвижения плунжера под действием приводного устройства. В таком насосе присутствует верхняя штанга, которая крепится на головке балансировочного элемента.

Основные элементы конструкции насоса штангового типа (рис. 1.3):

- рама;
- пирамидообразная стойка с четырьмя гранями;
- балансировочный элемент;

- редуктор, оборудованный противовесом;
- траверса;
- поворотная салазка.

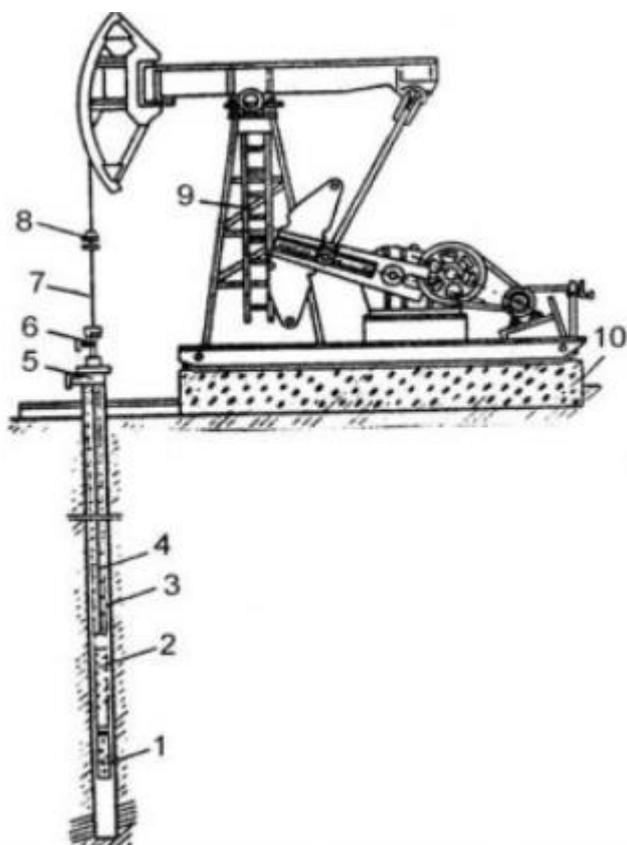


Рисунок 1.3 – Штанговая глубинная насосная установка

Штанговая глубинная насосная установка [9] состоит из скважинного насоса 2 вставного или невставного типов, насосных штанг 4 НКТ 3, подвешенных на планшайбе или в трубной подвеске 8, сальникового уплотнения 6, сальникового штока 7, станка-качалки 9, фундамента 10 и тройника 5. На приеме скважинного насоса устанавливается защитное приспособление в виде газового или песочного фильтра 1.

Штанговые насосы бывают двух типов: вставные и невставные. Первый тип опускают в ствол скважины в готовом виде, а перед этим по НКТ вниз опускают замок. Для замены такого оборудования опускание и подъем труб несколько раз не требуется. Невставные штанговые насосы опускают в скважину в полуготовом виде. Если такому насосу требуется ремонт или замена, то его

подъем осуществляется по частям: сначала – плунжер, а потом насосно-компрессорные трубы. Оба типа штанговых устройств имеют как свои достоинства, так и недостатки, поэтому выбор производят, основываясь на конкретных условиях планируемой эксплуатации.

1.1.2.1 Эксплуатация нефтяных скважин центробежным насосом, оборудованного электроприводом

Насос центробежного типа с электроприводом представляет собой устройство, не столь широко распространенное, как штанговое оборудование. Однако такое устройство характеризуется внушительными параметрами, касающимися количества получаемого с их помощью газового или нефтяного сырья [10]. Достаточно сказать, что больше 50-ти процентов добываемых в нашей стране углеводородов получают из скважины, оборудованных такими насосами.

Основные элементы конструкции центробежного насоса (рис. 1.4):

- само насосное устройство, в составе которого есть несколько ступеней и секций, а также колеса и стальная труба;
- погружной электромотор, заполненный маслом;
- устройство защиты от влажности, которое располагается между двумя предыдущими узлами и защищает электропривод, одновременно обеспечивая передачу вращения на сам насос;
- кабельная линия для электроподачи, идущая от подстанции; этот кабель имеет бронированный защитный слой и отличается круглым сечением на участке выше уровня спуска, а после погружного элемента сечение меняется на плоское.

При использовании такого оборудования могут применяться следующие дополнительные элементы:

- газового сепаратора, основное назначение которого – уменьшение объема поступающих в насос газов; если в этом нет нужды, то вместо сепаратора применяют обычный модуль, обеспечивающий подачу в насос жидкости;
- термической системы, оборудованной манометром (сокращенно – ТМС); её задача – измерение температуры и давления среды, в которой работает насосное устройство.

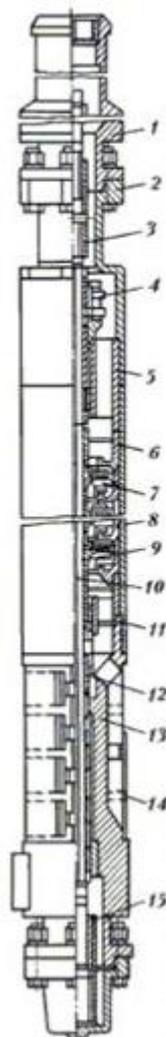


Рисунок 1.4 – Погружной центробежный насос: 1 – секция верхняя с ловильной головкой; 2 – секция нижняя; 3 – муфта шлицевая; 4 – пята опорная; 5 – корпус подшипника; 6 – аппарат направляющий; 7 – колесо рабочее; 8 – корпус; 9 – вал; 10 – шпонка; 11 – подшипник скольжения; 12 – втулка защитная; 13 – основание; 14 – сетка фильтра; 15 – муфта приводная.

Такую установку монтируют непосредственно в процессе спуска в скважинный ствол.

Сборка происходит поэлементно и последовательно, по направлению от низа к верху, включая подсоединение кабеля к установке и подсоединение установки к трубам. Крепят конструкцию специальными металлическими поясами. Кабельную линию, находящуюся на поверхности, подключают к трансформатору и управляющей станции.

Помимо перечисленных выше элементов, колонна НКТ оснащается двумя клапанами – сливным клапаном и клапаном обратного хода, которые ставятся над насосом. Клапан обратного хода нужен для подачи жидкости в колонну НКТ перед тем, как заработает насос. Этот же клапан не позволяет жидкости проливаться вниз. Сливной клапан ставится над клапаном обратного хода и нужен при сливе жидкостей, который производится в случае подъема оборудования на поверхность [9].

Главными преимуществами электрических насосов центробежного типа перед штанговыми установками являются:

- легкость наземной конструкции и упрощенная функциональная схема;
- возможность выкачивать значительно большие объемы жидких и газообразных природных ресурсов;
- возможность работы на больших глубинах (больше трех километров);
- долгий срок эксплуатации при минимальных ремонтных работах;
- длительные временные интервалы между плановыми ремонтами;
- возможность проведения исследований внутри ствола скважины без подъема конструкции на поверхность;
- повышенная легкость удаления отложений парафинов, оседающих на стенках НКТ.

Недостатки применения центробежного насоса:

- высокая чувствительность к наличию газа;
- плохо работает в условиях коррозионно-агрессивной среды, при выносе песка;
- невозможность эксплуатации скважин с вязкой жидкостью (при вязкости более 200 сП эксплуатация невозможна);
- низкая термостойкость изоляции ПЭД и кабеля (температура в зоне размещения электродвигателя не более + 90 °С);
- ограниченность применения в наклонно-направленных скважинах.

Эксплуатация насосов такого типа возможна как в горизонтальных, так и в наклонных скважинах, а также в горных выработках с высокой степенью обводненности, с высокой концентрацией брома в воде.

Их также применяют для выкачивания растворов, в составе которых есть соли и кислоты. В некоторых случаях погружные центробежные насосы применяют для выкачивания из горной породы воды для поддержания нужного уровня пластового давления.

1.1.3 Газлифтный метод эксплуатации скважин

Впервые подъём нефти сжатым газом в России был осуществлён великим русским инженером Владимиром Григорьевичем Шуховым в 1897 г. В это время он работал в компании братьев Нобель в г. Баку.

В советское время большой вклад в развитие газлифтного способа эксплуатации нефтяных скважин и исследования движения газожидкостного потока вдоль подъёмника на поверхность внёс академик, д.т.н. Александр Петрович Крылов. С 1932 по 1941 гг. А. П. Крылов провёл фундаментальные экспериментальные исследования движения смесей жидкости и газа по вертикальным трубам; защитил кандидатскую диссертацию «Теория и расчёт газлифтов», также он вывел общее и приближённое уравнения газлифта, впервые установил характер изменения давления в трубах, создал методы технических расчётов лифтов [7].

На рисунке 1.5 представлена принципиальная схема газлифтного подъёмника (лифт Поле) для подъёма на некоторую высоту какой-либо жидкости. Газообразный рабочий агент по специальной колонне труб 1 подаётся в другую колонну труб 2, где смешивается, например, с нефтью, образуя ГЖС, которая будет подниматься на дневную поверхность. Причина подъёма скважинной жидкости на дневную поверхность следующая: получающаяся при смешивании закачиваемого газа и пластовой жидкости ГЖС будет иметь меньшую плотность, поэтому продукция скважины будет способна подниматься по трубам вплоть до дневной поверхности.

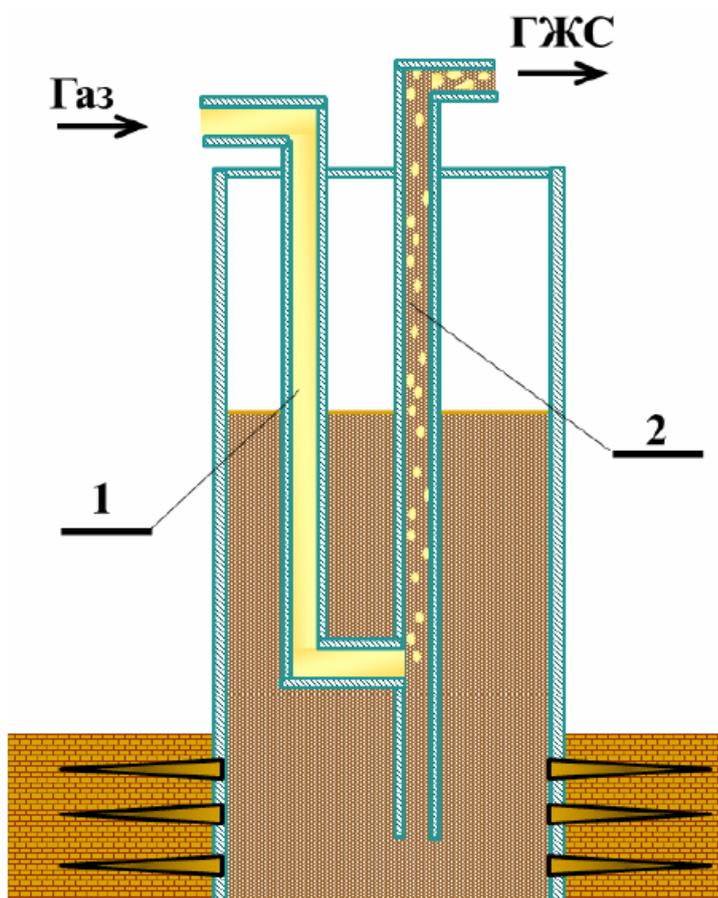


Рисунок 1.5 – Принципиальная схема газлифтного подъёмника

Реальные газлифтные скважины не оборудуются такой конструкцией, т.к. спуск двух параллельных рядов труб, жёстко связанных у башмака, практически осуществить нельзя. Эта схема приведена для пояснения принципа работы газлифта. Из рисунка понятно, что в одну трубу закачивается рабочий агент

(природный газ), а затем, попадая в подъёмную трубу, образуется ГЖС [12]. Газожидкостная смесь поднимается на поверхность.

Преимущества газлифтной эксплуатации:

- можно использовать в искривленных скважинах ($<65^{\circ} - 70^{\circ}$);
- доступ в трубное пространство и на забой;
- высокий газовый фактор – улучшает производительность, в сравнении с другими методами механизированной добычи;
- гибкость системы;
- «справляется» с неопределенностями и изменениями в производительности скважины, изменениях пластового давления, обводненности продукции, в течение жизни скважины;
- широкий диапазон применимости для разных глубин и дебитов;
- оборудование для газлифта одинаково для скважин с дебитами от 15 м³/сут до 1600 м³/сут;
- занимает мало место на поверхности, может быть использован на шельфе и в окрестностях городов;
- конструкция скважины относительно не сложная, может быть использована в отдаленных районах;
- не зависит от температуры на забое;
- простая конструкция оборудования;
- простота в регулирование дебита скважины (увеличивая или уменьшая подачу газа в скважину);
- возможна эксплуатация обводненных, пескопроявляющих скважин;
- простота исследования скважин.

Недостатки газлифтной эксплуатации:

- необходимость своевременной замены НКТ, особенно в обводненных скважинах и в пескопроявляющих скважинах;

– затраты на строительство компрессорных станций, газораспределительных будок и сети газопроводов в начале обустройства месторождений;

– большой расход электроэнергии на добычу 1 т нефти при эксплуатации малодебитных скважин с низкими динамическими уровнями.

Для исследования параметров газоподачи в процессе добычи нефтепродуктов был выбран газлифтный метод эксплуатации скважины, так как, большое количество месторождений в Российской Федерации являются малодебитными, с истощенными природными ресурсами пласта, с высоким показателем пескопроявления и газовым фактором, что затрудняет использовать эксплуатацию насосным методом, так как возникает коррозионно-агрессивная среда, при выносе песка, осложнения с добычей высоковязких жидкостей и затруднения извлечения запасов нефтепродуктов из глубоких скважин. В течении жизни скважины происходит изменения в производительности скважины, изменениях пластового давления (потеря пластового давления), обводненности продукции. Газлифтный метод эксплуатации скважины является эффективным при вышеперечисленных условиях добычи.

1.2 Основные параметры процесса нефтедобычи

Сегодня месторождения с нефтеотдачей в 50% и выше встречаются очень редко [13]. Нефтеотдача пласта описывается коэффициентом извлечения нефти и представляет собой соотношение величин извлекаемых и геологических запасов нефти. Геологическими запасами нефти называют всю ту нефть, которая физически присутствует в коллекторе. Количество нефти, которое можно добыть из коллектора, зависит от множества различных факторов: геологических, физических, технологических, экономических. Величина коэффициента извлечения нефти отличается для каждого месторождения, может составлять от 9 до 75%, а в среднем – 30-35%. То есть после разработки месторождения под землей навсегда останется около 65-70% нефти. Увеличение нефтеотдачи пласта

является одной из самых актуальных проблем в нефтяной промышленности и мировой экономике, решением которой занимаются ведущие ученые и научно-исследовательские институты по всем мире.

Все факторы, оказывающие непосредственное влияние на нефтеотдачу пласта, можно разделить на две категории: неуправляемые (природные) и управляемые (технологические). К основным факторам относятся следующие:

- Вязкость нефти и воды;
- Проницаемость;
- Пористость;
- Однородность;
- Температура;
- Песчанистость;
- Нефтенасыщенность;
- Обводненность;
- Количество и плотность расположения скважин;
- Темпы добычи нефти;
- Технологии разработки месторождения;
- Давление.

Методы разработки скважин, в свою очередь, делятся на три вида: первичные – когда нефть выходит под естественным давлением, вторичные – когда путем закачки воды или газа поддерживается определенное давление, и третичные, к которым относятся все способы увеличения нефтеотдачи (например, искусственное изменение физико-химических свойств нефти).

В данном исследовании используется вторичный метод, когда происходит поддержание давления путем закачки газа.

С течением времени при эксплуатации нефтяной скважины снижается уровень пластового давления, вследствие чего нефть перестает фонтанировать. Для возобновления притока добываемого сырья переходят на механизированные методы эксплуатации скважин, которые подразумевают ввод дополнительной

энергии с поверхности. Газлифтная эксплуатация нефтяных скважин является одним из таких способов.

Система управления газлифтной эксплуатации нефтяных скважин представляет собой автоматизированную систему управления технологическим процессом, задачами которой являются:

- обеспечение необходимых автоматических измерений;
- контроль за рабочим давлением линий газоподачи в скважины с магистральных коллекторов;
- проведение замеров и контролирование перепадов давления;
- обеспечение автоматического управления, оптимизации и стабилизации работы эксплуатируемых скважин;
- проведение расчета рабочего газа;
- замеры суточных дебитов скважин отдельно по сырой нефти, по воде и по общему объему выкачиваемой жидкости.

Оптимальное распределение компримируемого газа заключается в назначении для каждой скважины заранее определенного режима закачки газа, который поддерживается вплоть до следующей смены рабочего режима. Основным параметром для стабилизации работы – это значение перепада давления, определяемого измерительной шайбой дифференциального манометра, который ставится на рабочей линии газоподачи.

2 Разработка системы контроля параметров газоподачи

На первоначальном этапе исследования был проведен анализ контролируемых параметров системы управления газлифтной эксплуатации нефтяных скважин и применяемого для контроля этих параметров оборудования.

2.1 Анализ контролируемых параметров и оборудования системы

Проведенный анализ системы управления нефтедобычей показал, что система управления газлифтной эксплуатации нефтяных скважин обеспечивает управление расходом газа, нагнетаемого в нефтяную скважину, и осуществляет контроль следующих её параметров:

- 1) давление газа на входе магистрали газовой (МГ) перед запорно-регулирующим клапаном;
- 2) давление газа на выходе запорно-регулирующего клапана (ЗРК);
- 3) объёмные мгновенный и суммарный расходы газа через МГ;
- 4) температуру газа на входе МГ (перед ЗРК);
- 5) температуру газа на выходе МГ (после расходомера).

В исследуемой системе контроль величины давления газа на входе МГ перед ЗРК, величины давления газа после ЗРК осуществляется датчиками давления типа МЕТРАН-150 (рис. 2.1).

Датчики давления в системе управления газодобычей предназначены для непрерывного преобразования в унифицированный токовый выходной сигнал и/или цифровой сигнал в стандарте протокола HART входных измеряемых величин: избыточного давления, абсолютного давления, разности давлений, давления-разрежения, гидростатического давления (уровня).



Рисунок 2.1 – Датчик давления МЕТРАН-150

Управление параметрами датчика происходит:

- с помощью клавиатуры и ЖКИ (внешние и внутренние кнопки);
- с помощью HART-коммуникатора или с помощью AMS;
- удаленно с помощью программных средств АСУТП.

Преимущества данного типа датчика:

- улучшенный дизайн и компактная конструкция;
- поворотный электронный блок и ЖКИ;
- высокая перегрузочная способность;
- защита от переходных процессов;
- внешняя кнопка установки "нуля" или кнопки аналоговой настройки "нуля" и "диапазона";
- непрерывная самодиагностика.

Датчик состоит из сенсорного модуля и электронного преобразователя. Сенсор состоит из измерительного блока и платы аналого-цифрового преобразователя (АЦП). Давление подается в камеру измерительного блока,

преобразуется в деформацию чувствительного элемента и изменение электрического сигнала.

В измерительных блоках моделей TG, TGR, TA, TAR используется тензорезистивный тензомодуль на кремниевой подложке Rosemount. Чувствительным элементом тензомодуля является пластина 1 из кремния с пленочными тензорезисторами (структура КНК - кремний на кремнии). Давление через разделительную мембрану 3 и разделительную жидкость 2 передается на чувствительный элемент тензомодуля. Воздействие давления вызывает изменение положения чувствительного элемента, при этом изменяется электрическое сопротивление его тензорезисторов, что приводит к разбалансу мостовой схемы. Электрический сигнал, образующийся при разбалансе мостовой схемы, измеряется АЦП и подается в электронный преобразователь, который преобразует это изменение в выходной сигнал. В моделях 150ТА и 150ТАR полость над чувствительным элементом вакууммирована и герметизирована.

В исследуемой системе контроль величины температуры газа на входе МГ перед ЗРК, величины температуры газа на выходе МГ после ЗРК осуществляется датчиками температуры МЕТРАН-274 (рис. 2.2).



Рисунок 2.2 – Датчик температуры МЕТРАН 274

Датчики температуры в системе управления газодобычей предназначены для измерения температуры нейтральных и агрессивных сред, по отношению к которым материал защитной арматуры является коррозионностойким. Чувствительный элемент первичного преобразователя и встроенный в головку датчика измерительный преобразователь преобразуют измеряемую температуру в унифицированный выходной сигнал постоянного тока, что дает возможность построения системы управления нефтедобычей без применения дополнительных нормирующих преобразователей.

Основные технические характеристики датчика:

- Выходной сигнал 4-20мА
- Первичные преобразователи:
 - ТС (100М, 50М) с возможностью измерения температуры до 180°С;
 - ТС(Pt100) с возможностью измерения температуры до 500°С;
 - ТХА(К) с возможностью измерения температуры до 1000°С
- Жаропрочные и коррозионностойкие защитные арматуры
- Взрывозащищенные исполнения Exd или Exi

Термопреобразователи ТСМУ Метран-274 могут применяться во взрывоопасных зонах, в которых возможно образование взрывоопасных смесей газов, паров, горючих жидкостей с воздухом категорий IIА, IIВ и IIС, групп Т1-Т6 по ГОСТ Р 51330.11-99 [35].

В исследуемой системе для регулирования расхода и периодического перекрытия потока рабочей среды, протекающей в трубопроводе в режиме автоматического управления, используется запорно-регулирующий клапан ЗРК-25 (рис. 2.3).

Рабочая среда – это газ, жидкость или газожидкостная смесь. Относится к надземному нефтегазодобывающему оборудованию. Основная область применения запорно-регулирующего клапана – установки непрерывного и периодического газлифта и другое оборудование нефтегазодобывающих

предприятий. Может использоваться с различными взрывозащищенными электроприводами.



Рисунок 2.3 – Запорно-регулирующий клапан ЗРК-25

Основные параметры запорно-регулирующего клапана приведены в таблицах 1.1-1.3.

Таблица 1.1. – Основные параметры запорно-регулирующего клапана (часть 1)

Исполнение клапана	ЗРК-25, ЗРК-25Ш	ЗРК-25Ф, ЗРК-25ФШ
Классификация клапана по ГОСТ 12893-83	односедельный, проходной, сальниковый с набором сменных дроссельных пар	
Условный ход плунжера, мм	20 или 30	
Максимальное давление рабочей среды, МПа	25	16
Класс герметичности по ГОСТ 23866-87	III	
Масса, кг (не более)	19	32
Средний срок службы, лет	12	12

Таблица 1.2. – Основные параметры запорно-регулирующего клапана (часть 2)

Условный проход регулирующей дроссельной пары	Dy 6	Dy 9	Dy 12	Dy 19
Условная пропускная способность Kvu, м ³ /час	1,0...1,2	2,2...2,4	4,2...5,4	7,2...8,5
Пропускная характеристика	линейная	равнопроцентная		

Таблица 1.3. – Основные параметры запорно-регулирующего клапана (часть 3)

Рабочая среда	Газ, жидкость, газожидкостная смесь (природный и попутный газ, нефть, газовый конденсат, пластовая вода)
Температура рабочей среды	от 5 до 100°С
Температура окружающей среды	от минус 55 до 50°С

Проведенный анализ контролируемых параметров и оборудования системы управления нефтедобычей показал, что в используемой системе управления газлифтной эксплуатации нефтяных скважин отсутствует контроль и управление расходом газа, нагнетаемого в нефтяную скважину.

2.2 Модернизация системы управления нефтедобычей

Для решения выявленной проблемы (отсутствия контроля и управления расходом газа, нагнетаемого в нефтяную скважину) было предложено модернизировать систему управления нефтедобычей.

Также необходимость контроля и регулирования расхода газа подтверждается необходимостью поддержания экономическо-оптимального дебита закачки газа при нефтедобыче (рис. 2.4).

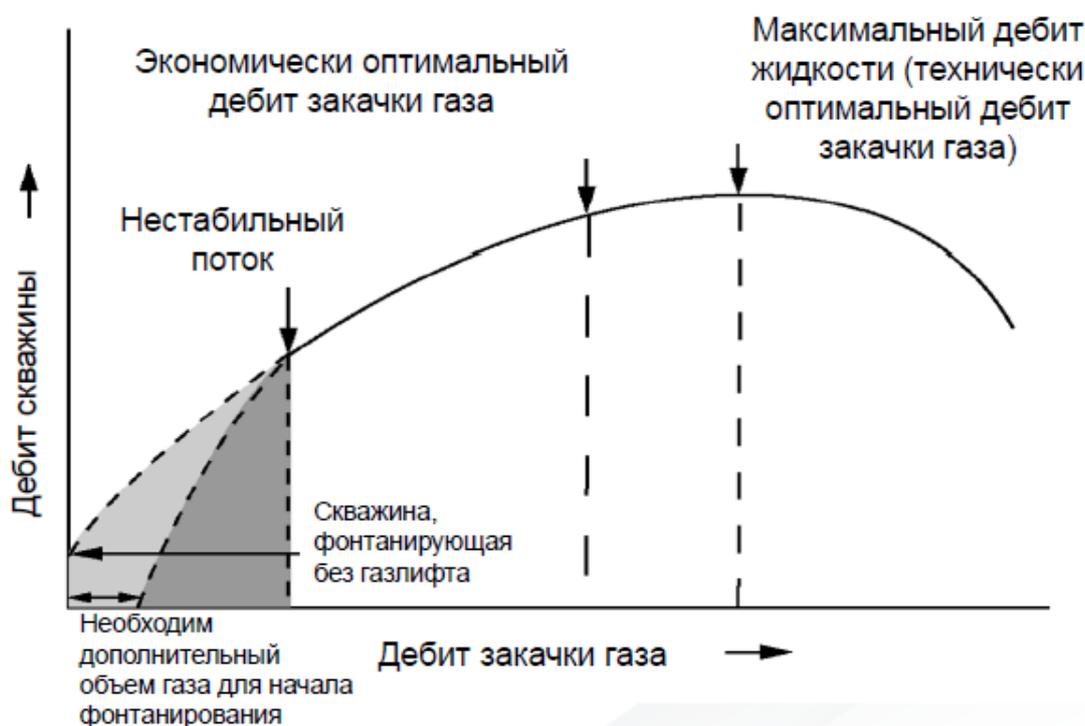


Рисунок 2.4 – График зависимости дебита скважины от дебита закачиваемого газа

Для контроля и управления регулированием расхода газа в систему управления нефтедобычей было предложено ввести систему контроля параметров газоподачи на основе расходомера типа DYMETIC-1223M-T (рис. 2.5).

Назначение данного расходомера следующее:

- для технологического и коммерческого учета газов;
- для стационарных и переменных потоков;

– для природного, попутного нефтяного и других газов - чистых, влажных, с содержанием сероводорода, с капельной жидкостью и загрязнениями в потоке газа.



Рисунок 2.5 – Расходомер DYMETIC-1223M-T

Датчик расхода газа "DYMETIC-1223M-T" предназначен для измерения и преобразования объёма (расхода) газа в рабочих условиях в электрические сигналы - частотный (числоимпульсный) и, опционально, токовый 4..20 мА + HART, RS-485-IS Modbus RTU, Profibus, CAN.

Датчик предназначен как для автономного применения, так и для применения в составе счётчиков газа "DYMETIC-9423M" и для других изделий, систем и комплексов технологического и коммерческого контроля, управления и учёта, воспринимающих электрические сигналы установленного формата.

Областью применения датчика являются системы коммерческого и технологического учёта и регулирования природного, нефтяного и других газов на производственных, научных, торговых, транспортных предприятиях и организациях и предприятиях в сфере различных услуг.

Измеряемыми средами являются горючие газы (природный и нефтяной газ, этан, метан, этилен, аммиак и др.), кислород и негорючие газы (воздух, азот, оксид и диоксид углерода, аргон и др.).

Принцип действия датчика основан на пропорциональной зависимости разности времени прохождения акустических колебаний вдоль и против потока газа от его скорости.

Технические характеристики данного расходомера:

- Класс точности (1.0; 1.5; 2.5) %
- Диаметры условных проходов от 50 до 300 мм (фланцевые)
- Диаметры условных проходов от 200 до 1200 мм (зондовые)
- Лубрикаторное исполнение для диаметров условных проходов от 200

мм

- Диапазон рабочих температур газов от -40 до +85 °С
- Диапазон абсолютных рабочих давлений от 85 кПа до 4 МПа
- Взрывозащищенная оболочка 1ExdIIAT6 X
- Питание от 18 до 28 В, потребляемая мощность не более 1,6 Вт
- Измерение скорости потока от 0,1 до 40 м/с
- Повышенная устойчивость к акустическим шумам
- Повышенная устойчивость к капельной жидкости и загрязнению

потока

- Практически полное отсутствие потерь давления
- Встроенный контроль метрологических характеристик
- Индикация расхода и контроля метрологических характеристик
- Поверка без использования расходомерных установок
- Герметичность, отсутствие подвижных частей
- Простота в монтаже и эксплуатации, без специального обслуживания
- Стабильность работы и высокая надежность
- Межповерочный интервал – 4 года.

Конструкция магистрали газовой после модернизации выглядит следующим (рис. 2.6).

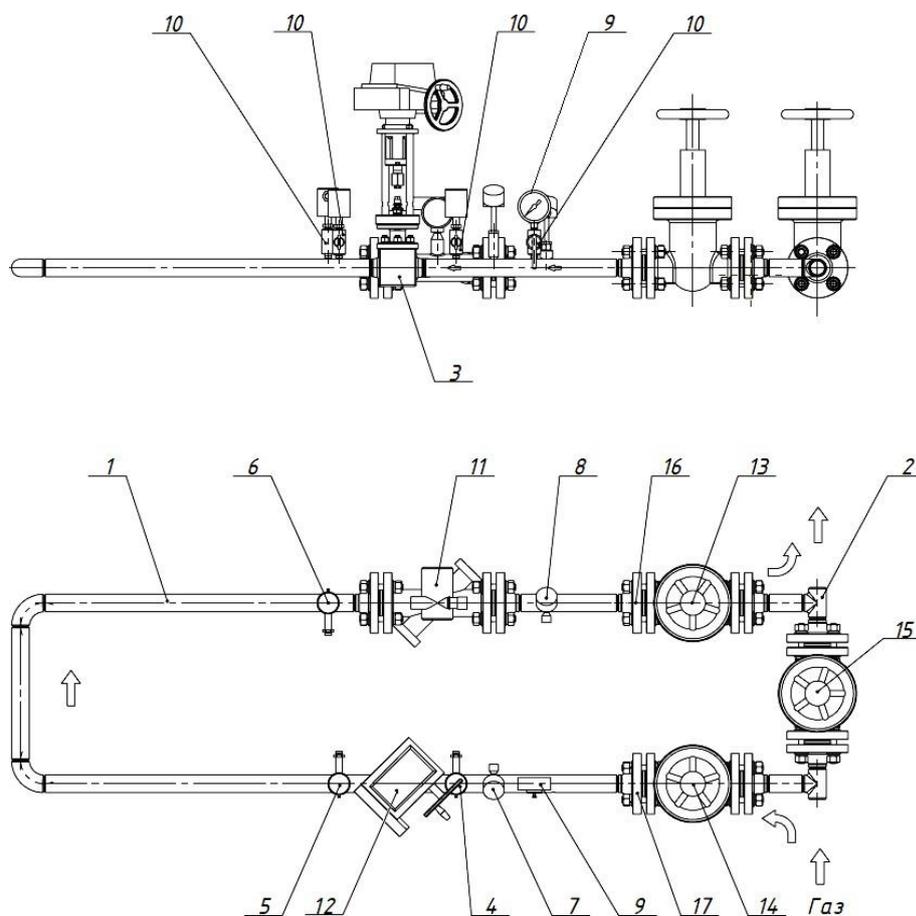


Рисунок 2.6 - Магистраль газовая после модернизации системы контроля параметров

Магистраль газовая состоит из рабочего трубопровода 1 с установленным на нём оборудованием и байпаса 2. Оба узла выполнены из стандартной для нефтяной промышленности трубы с условным проходом Ду50.

Магистраль газовая устанавливается в газовой линии скважины. В рабочем режиме газлифтный газ подаётся в скважину через трубопровод 1. Байпас 2 предназначен для проведения ремонтных работ на МГ.

Контроль параметров системы нефтедобычи осуществляется за счет установленного на ней оборудования:

- поз. 3 - клапан запорно-регулирующий (ЗРК) с электроприводом (предназначен для поддержания заданного расхода газа в газовой линии скважины);
- поз. 4 - датчик избыточного давления газа на входе МГ, (перед ЗРК);

- поз. 5 - датчик выходного избыточного давления газа на выходе ЗРК,;
- поз. 7 - датчик температуры газа на входе МГ (перед ЗРК);
- поз. 8. - датчик температуры газа на выходе МГ (после расходомера);
- поз. 6 – введенный в систему нефтедобычи для контроля параметров газоподачи датчик избыточного давления на входе расходомера.

На магистрали газовой установлен также стрелочный манометр 9, являющийся вспомогательным прибором. Он служит для визуального контроля давления газа в газовой линии скважины при техническом обслуживании МГ (настройке, ремонте, регламентных работах).

Запорные вентили 10, уставленные на ниппельных трубках датчиков давления 4, 5, 6 и манометра 9, используются при замене этих приборов и при регламентных работах.

Позицией 11 обозначен расходомер для контроля расхода газа.

Клапан запорно-регулирующий 3 находится под управлением электропривода, поз.12.

Запорная трубопроводная арматура байпаса 2 включает три клиновые задвижки. Задвижки 13, 14

– для подачи/перекрытия газового потока в трубопроводе 1 магистрали газовой.

Задвижка 15 обеспечивает перекрытие потока в байпасе 2 при необходимости. В качестве запорной трубопроводной арматуры в байпасе взамен клиновых задвижек могут использоваться краны шаровые.

Трубопровод 1 соединяется с байпасом 2 посредством фланцев 16 и 17, которые стыкуются с задвижками 13 и 14 соответственно.

Газ, подающийся в скважину, проходя по магистрали газовой, воздействует на чувствительные элементы датчиков, вследствие чего последние по сигнальным кабелям передают в блок автоматики сигналы о мгновенных значениях основных параметров газа газовой линии скважины - давления, температуры.

В блок автоматики поступают сигналы от расходомера и информация о

положении регулирующей иглы от датчика положения штока ЗРК.

Электрооборудование магистрали газовой выполнено во взрывобезопасном исполнении с индексом безопасности 1Exd (взрывонепроницаемая оболочка), что позволяет его эксплуатацию во взрывоопасной зоне куста.

Функциональная схема комплекса нефтедобычи после введения системы контроля газоподачи приведена на рисунке 2.7.

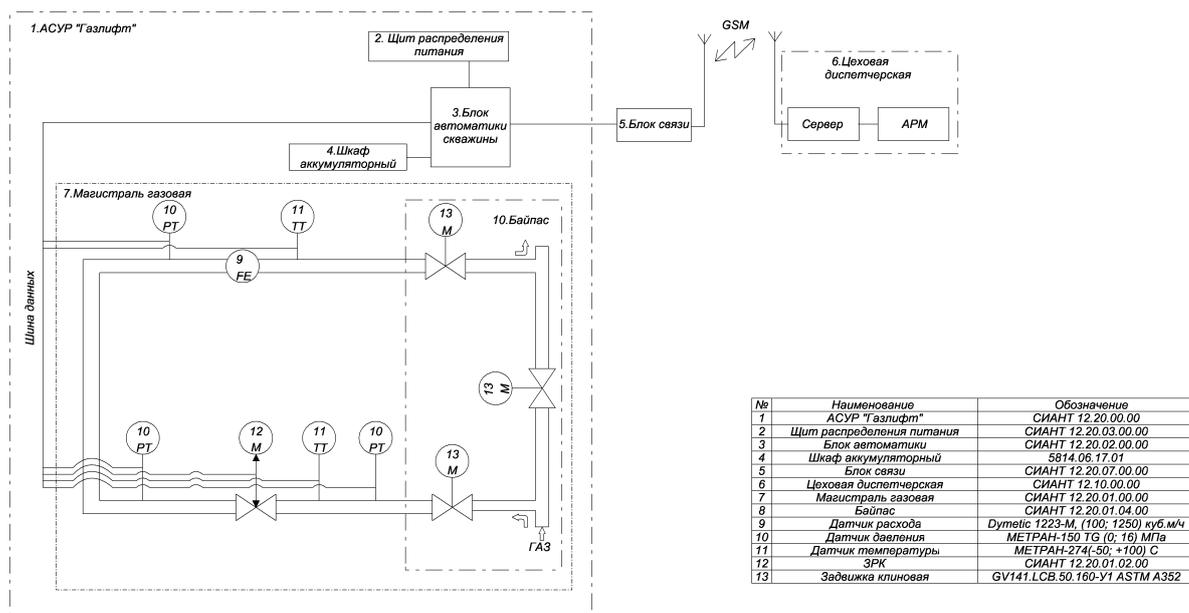


Рисунок 2.7 Функциональная схема комплекса нефтедобычи после модернизации

На рисунке 2.8 представлена система управления нефтедобычей до модернизации (без системы контроля параметров газоподачи).



Рисунок 2.8 - Комплекс для нефтедобычи до модернизации

На рисунке 2.9 представлена система управления нефтедобычей после модернизации (с расходомером «DYMETIC»).



Рисунок 2.9 – Комплекс для нефтедобычи после модернизации (с расходомером «DYMETIC»).

2.3 Описание используемого программного обеспечения Gasregv.2.1

Программное обеспечение Gasregv.2.1 включает:

- программное обеспечение нижнего уровня (ПО НУ);
- программное обеспечение верхнего уровня (ПО ВУ).

Программное обеспечение нижнего уровня предназначено для непосредственной реализации алгоритмов комплекса АСУР и обеспечивает заданный режим работы техническим средствам скважины (автономный режим работы). Средством реализации ПО НУ служит встраиваемый компьютер БА.

Программное обеспечение верхнего уровня предназначено для взаимодействия комплекса АСУР с внешним устройством (сервером цеховой диспетчерской) в случае использования комплекса АСУР в составе с АСУТП .

Программное обеспечение комплекса АСУР (ПО НУ), осуществляет выполнение следующих основных функций:

- наблюдения и контроля;
- управления исполнительными механизмами;
- взаимодействия с программным обеспечением внешних устройств;
- перезапуска (автоматического рестарта) системы.

ПО комплекса АСУР в части выполнения функций наблюдения и контроля обеспечивает:

- снятие показаний первичных преобразователей газлифтных устройств системы;
- обработку показаний датчиков;
- вычисления физических величин, соответствующих технологическому процессу;
- регистрацию аварийных ситуаций.

Программное обеспечение в части осуществления функции управления формирует управляющие команды и подает их на исполнительные механизмы клапанов газлифтных модулей в соответствии:

- с заданными параметрами системы;

- с зарегистрированными аварийными ситуациями;
- с командами, поступающими через коммуникационные порты от внешних устройств.

Программное обеспечение в части осуществления взаимодействия с программным обеспечением верхнего уровня обеспечивает:

- обработку запросов от диспетчерской цеховой;
- возврат по командам ПО ВУ требуемых управляющих и калибровочных параметров, а также вычисляемых значений текущих физических величин;
- инициализацию и модификацию управляющих параметров ПО системы по командам внешнего устройства;
- осуществление по команде от внешнего устройства модификаций параметров аварийных ситуаций;
- прием от внешнего устройства управляющих команд (открытие-закрытие клапанов, прекращение или возобновление регулирования и т.п.);
- представление ПО ВУ внешнего устройства информации о текущем состоянии алгоритма управления и контроля и о зарегистрированных аварийных ситуациях.

Программное обеспечение комплекса в части осуществления функции перезапуска (автоматического рестарта) АСУР обеспечивает восстановление работоспособности встраиваемого компьютера блока автоматики в случае временного несанкционированного отключения электропитания при последующем его возобновлении. Восстановление работоспособности ВК осуществляется при сохранении неизменными начальных (до выключения) уставок и параметров регулирования, контроля и управления.

Программное обеспечение комплекса АСУР обеспечивает возможность программирования и модификации программы встраиваемого компьютера со стороны сервера диспетчерской цеховой (возможность дистанционной загрузки).

Представленная внешнему устройству информация может быть использована:

- для накопления и хранения всех данных наблюдения и управления;
- для выполнения стандартных обработок накопленных данных: поиск и обработка событий, расчет усредненных показателей замеров, определение продолжительности функционирования технологического оборудования;
- для выполнения почасовых, сменных и суточных обработок;
- для предоставления временных зависимостей накопленных данных;
- для предоставления информации центральной базе данных.

Примечание комплекс АСУР позволяет обеспечить шифрованную передачу данных при использовании дополнительных программно-аппаратных средств, к примеру VIPnet. При использовании программно-аппаратных средств шифрования VIPnet на БА-С, в случае односкважинного исполнения комплекса, устанавливается дополнительное программное обеспечение, обеспечивающее шифрование передаваемой информации. На стороне сервера устанавливается аппаратный координатор, который позволяет осуществить дешифровку, поступающей на сервер, информации.

Работа блока автоматики с ПО заключается в том, что выходные сигналы датчиков давления и температуры, а также сигналы с привода, информирующие о положении его штока (игла дроссельной пары), поступают на аналоговые входы модуля ввода-вывода 1, где оцифровываются и по протоколу «Modbus TCP/IP» подаются на промышленный коммутатор, а от него во встраиваемый компьютер. Встраиваемый компьютер осуществляет необходимые вычисления, по результатам которых вырабатывает команды управления приводом запорно-регулирующего клапана. Команды управления через коммутатор подаются на модуль ввода-вывода 1, а с его дискретных выводов через клеммную колодку - на разъём ЗРК.

Информацию о газлифтных параметрах скважины встраиваемый компьютер посредством промышленного коммутатора подаёт на информационную панель визуализации данных. На панель визуализации данных выводится:

- давление газа на входе в МГ (Pg1), на выходе ЗРК (Pg2), на входе

расходомера (P_{g3}) - кг/см²;

- температура газа на входе в МГ (T_{g1}) и на её выходе после расходомера (T_{g2}) - С;

- величина текущего расхода газа, замеренного расходомером (Q_p) - Нм³/час;

- величина расхода газа, рассчитанного по положению иглы (Q_i) - Нм³/час;

- степень открытия клапана в процентах (положение иглы) - Игла ...%;

- уставка расхода газа – «Уставка расход» - Нм³/час;

- индикаторы состояния газлифтных параметров.

Индикаторы состояния газлифтных параметров сигнализируют соответствующим цветом о текущем состоянии контролируемых параметров. При нормальном режиме работы комплекса индикаторы состояния газлифтных параметров отображаются зелёным цветом. В случае возникновения аварийной ситуации, связанной с конкретным параметром, индикатор состояния данного газлифтного параметра приобретает красный цвет.

Внешний вид панели визуализации данных приведён на рисунке 2.10.



Рис.2.10. Информация на панели визуализации данных

При использовании комплекса АСУР в составе АСТУП встраиваемый компьютер блока автоматики по беспроводной линии передаёт на верхний уровень – в диспетчерскую цеховую информацию о параметрах газлифта

скважины. В свою очередь встраиваемый компьютер принимает от верхнего уровня газлифтные параметры настройки скважины (технологические параметры куста), по которым корректирует режим управления приводом клапана.

2) Взаимодействие со схемой блока автоматики дополнительного оборудования.

Аналоговые и цифровые сигналы с дополнительных устройств через клеммы 2 и искробарьеры подаются на соответствующие модули ввода-вывода, где оцифровываются и поступают на встраиваемый компьютер через промышленный коммутатор. Встраиваемый компьютер по линии беспроводной передачи информации транслирует данные на аппаратуру верхнего уровня.

3) При несанкционированном отключении штатного электропитания для корректного выключения из работы встраиваемого компьютера предусмотрен кратковременный режим работы системы (в течение не менее 5 минут), при электроснабжении от системы бесперебойного питания, которая включает источник бесперебойного питания, установленный в шкафу блока автоматики скважины, и обогреваемый аккумуляторный шкаф 24VDC, установленный вне шкафа.

При аварийном отключении сетевого электропитания питания система бесперебойного электропитания:

- переключает встраиваемый компьютер на электроснабжение от аккумуляторов;
- подает на встраиваемый компьютер БА сигнал об отсутствии сетевого питания;
- отключает аккумуляторы от потребителей после получения от встраиваемого компьютера команды «Аккумуляторы отключить»;
- служит для подзарядки/зарядки аккумуляторов.

Время непрерывной автономной работы системы от аккумуляторов составляет не менее 5 минут, что обеспечивает корректную остановку встраиваемого компьютера. Регулирующая игла клапана магистрали газовой

остаётся в прежнем положении, и газлифт переходит в статический режим работы. Контроль рабочего давления в магистрали газовой в этом случае осуществляется по показаниям стрелочного манометра газопровода.

Первичные входные сигналы, поступающие во встраиваемый компьютер от параметрических датчиков и исполнительных устройств оборудования комплекса, и выходные управляющие сигналы встраиваемого компьютера приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4

Параметр	Обозначение	Значение
Давление газа на входе МГ	Pg1	0-10МПа
Давление газа на выходе ЗРК	Pg2	0-10МПа
Давление газа на входе расходомера	Pg3	0-10МПа
Температура газа на входе МГ	Tg1	-50 С – 150С
Температура газа на выходе МГ	Tg2	-50 С – 150С
Текущий расход газа через МГ по расходомеру	Qp	100 – 2083 Нм ³ /час
Суммарный расход газа через МГ по расходомеру	Qp сум	2400 – 50000 Нм ³ /сутки
Расчетный текущий расход газа через МГ (по игле ЗРК)	Qi	100 – 2083 Нм ³ /час
Расчетный суммарный расход газа через МГ (по игле ЗРК)	Qi сум	2400 – 50000 Нм ³ /сутки
Управляющий сигнал «Клапан открыть»	K1 Откр	Лог. вх. 1
Управляющий сигнал «Клапан закрыть»	K2 Закр	Лог. вх. 1
Степень открытия клапана регулирующего	Ак1	0...100%

При работе комплекса в составе АСУТП по беспроводной информационной линии в диспетчерскую цеховую передаются:

- значения параметров газа в газовой затрубной линии скважины;
- данные о режимах работы оборудования, вычисляемые встраиваемым компьютером блока автоматики по сигналам датчиков;
- сигналы о состоянии исполнительного механизма магистрали газовой и об аварийных ситуациях на объектах контроля.

Передаваемые данные аппаратурой верхнего уровня используются:

- для отображения на экране монитора оперативной обстановки на кустовых объектах;

- для генерации отчетов по данным наблюдения за основными параметрами технологического процесса и по управляющим воздействиям (для аппаратуры цеховой диспетчерской).

Перечень аварийных состояний, на которые дается оповещение оператору:

- 1) Аварийное состояние датчиков.
- 2) Давление газа на входе МГ, на выходе ЗРК, на входе расходомера ниже аварийно-низкого.
- 3) Давление газа на входе МГ, на выходе ЗРК, на входе расходомера выше аварийно-высокого.
- 4) Температура газа на входе МГ или после расходомера ниже аварийно-низкой.
- 5) Температура газа на входе/выходе МГ или после расходомера выше аварийно-высокой.
- 6) Расход газа через магистраль газовую ниже минимального значения Q_{mingN} при полностью открытом клапане.
- 7) В течение заданного времени текущий расход газа отличается от уставки более, чем на E_{ps} ($Q_{и} - Q_{уст} \geq E_{ps}$).

Аварийные и нештатные состояния и аварийные сигналы комплекса, а также оповещения об аварийных событиях сведены в таблицу 1.5. В ней же приведены оповещения на дисплее внешнего устройства, ЭВМ диспетчерской цеховой, в случае использования комплекса АСУР в составе АСУТП, или на мобильном ноутбуке.

Таблица 1.5

Аварийное, нештатное состояние	Аварийный сигнал	
	ПО НУ (на панели БА)	ПО ВУ (на дисплее ЭВМ)
Сигнал датчиков давления и температуры на входе МГ (Pg1, Tg1): Idat < 3,9 мА Idat > 20,1мА	Pg1АВАРИЯ Tg1АВАРИЯ	Pg1авария, Idat < 3,9 мА Pg1авария, Idat > 20,1мА Tg1авария, Idat < 3,9 мА Tg1авария, Idat > 20,1мА

Сигнал датчиков давления на выходе ЗРК,	Pg2 АВАРИЯ	Pg2авария, Idат < 3,9 мА Pg2авария, Idат > 20,1мА Pg3авария, Idат < 3,9 мА Pg3авария, Idат > 20,1мА Tg2авария, Idат < 3,9 мА Tg2авария, Idат > 20,1мА
Давление газа на входе МГ, на выходе ЗРК, на входе расходомера ниже аварийно-низкого, или выше аварийно-высокого	Pg1 НИЗКОЕ Pg1 ВЫСОКОЕ Pg2 НИЗКОЕ Pg2 ВЫСОКОЕ Pg3 НИЗКОЕ Pg3 ВЫСОКОЕ	Pg1 Аварийно-низкое Pg1 Аварийно-высокое Pg2 Аварийно-низкое Pg2 Аварийно-высокое Pg3 Аварийно-низкое Pg3 Аварийно-высокое
Температура газа на входе/выходе МГ, ниже аварийно-низкого	Tg1 НИЗКОЕ Tg2 НИЗКОЕ	Tg1 Аварийно-низкая Tg2 Аварийно-низкая
Расход газа через МГ ниже минимально допустимого значения (QmingN) при полностью открытом клапане	Q НИЗКИЙ	Q Аварийно-низкий
В течение заданного числа циклов расход газа отличается от уставки более, чем на Eps ($Q_{и} - Q_{уст} \geq Eps$) (формула 1.3)	Q ОШИБКА	Ошибка регулирования
После подачи команды управления на привод в течении 5 секунд не происходит изменение сигнала с датчика положения штока привода	ЗРК АВАРИЯ	Неисправность привода
<p>Во всех случаях аварийной ситуации на панели визуализации данных индикатор состояния соответствующего параметра меняет зелёный цвет на красный.</p> <p>При выведении аварийного параметра на дисплей внешнего устройства помимо аварийного сообщения выводится показание величины аварийного параметра.</p>		

Реакции функции управления исполнительным механизмом клапана запорно-регулирующего при аварийных ситуациях приведены в таблице 1.6.

Таблица 1.6

Аварийная ситуация	Реакция функции управления
1	2
Сигнал датчика давления на входе МГ (Pg1): Idат < 3,9 мА Idат > 20,1мА	Прекращение регулирования, переход в статический режим с сохранением положения иглы.
Сигнал датчика давления на выходе ЗРК (Pg1): Idат < 3,9 мА Idат > 20,1мА	Прекращение регулирования, переход в статический режим с сохранением положения иглы.
Сигнал датчика давления на входе расходомера (Pg3): Idат < 3,9 мА Idат > 20,1мА	Прекращение регулирования, переход в статический режим с сохранением положения иглы.
Сигнал датчика температуры на входе МГ (Tg1): Idат < 3,9 мА Idат > 20,1мА	Только информационное сообщение согласно таблице 1.5.
Сигнал датчика температуры на выходе МГ (Tg1): Idат < 3,9 мА	Только информационное сообщение согласно таблице 1.5.

Идат > 20,1мА	
* Давление газа: на входе МГ, после ЗРК, на входе расходомера - ниже аварийно-низкого	Закрытие клапана, переход в режим ручного управления
* Давление газа: на входе МГ, после ЗРК, на входе расходомера - выше аварийно-высокого	Закрытие клапана, переход в режим ручного управления
* Аварийно-низкая температура газа на входе/выходе МГ	Закрытие клапана, переход в режим ручного управления
Расход газа через МГ ниже значения минимального (QmingN) при полностью открытом клапане	Только информационное сообщение, согласно таблице 1.5.
В течение заданного числа циклов расход газа отличается от заданного уставкой более чем на Eps ($Q_t - Q_{уст} \geq Eps$)	Только информационное сообщение, согласно таблице 1.5.
После подачи команды управления на привод в течении 5 секунд не происходит изменение сигнала с датчика положения штока привода.	Только информационное сообщение, согласно таблице 1.5.
<p><i>Примечания</i></p> <p>1 Аварийные ситуации, обозначенные знаком (*) не обязательно приводят к закрытию клапана. ПО НУ позволяет при возникновении аварии ограничиться автоматическим переходом в ручной режим управления клапаном. Соответствующая реакция системы задаётся при её настройке. Программное обеспечение позволяет задать одно из трёх состояний: «закрытие», «открытие», «сохранение положения». Соответствующие параметры указаны в таблице 1.5.</p> <p>Если закрытие клапана или прекращение регулирования было вызвано аварийными причинами или выполнено по команде оператора, открытие клапана, а также возобновление регулирования могут быть осуществлены только по команде оператора.</p> <p>2 Исчезновение причины, вызвавшей прекращение регулирования приводит к возобновлению регулирования</p>	

Работа АСУ блока автоматики в режиме контроля и регулирования основных параметров обеспечивается встраиваемым компьютером блока автоматики в соответствии с программным обеспечением нижнего уровня системы (ПО НУ).

В ходе работы блок автоматики куста выполняет следующие основные функции:

- преобразование аналоговых токовых сигналов датчиков;
- контроль работы датчиков магистрали газовой;
- вычисление расхода газа
- управление электроприводом ЗРК при регулировании расхода газа.
- приём сигналов от дополнительных датчиков, вычисление измеренных параметров и транслирование их на верхний уровень.

Преобразование аналоговых токовых сигналов датчиков.

Параметры, поступающие в блок автоматики от датчиков давления, определяются путем преобразования (пересчета) встраиваемым компьютером аналоговых токовых сигналов по формулам:

Для датчиков давления:

$$P = KPP \times (A_c - 4), \text{ где} \quad (2.1)$$

P - величина давления, выраженная в МПа;

A_c - аналоговый сглаженный сигнал датчика, выраженный в дискретной форме АЦП.

$$A_c = A_n + (A_t - A_n) / S, \text{ где} \quad (2.2)$$

A_t - дискретный сигнал АЦП текущего замера ($A_t = I_m A$);

A_n - дискретный сигнал АЦП предыдущего замера ($A_n = I_m A$);

S – коэффициент сглаживания (задается оператором).

KPP - коэффициент преобразования [МПа/мА]. Определяется как отношение предела измерения преобразователя к диапазону изменения выходного сигнала - $KPP = P_{\max} / (I_{\max} - I_{\min})$.

Для датчиков температуры:

$$T = KPT \times (A_c - 4) - T_0, \quad (2.3)$$

где, T – температура выраженная в °С;

A_c - аналоговый сглаженный сигнал датчика в дискретной форме АЦП (по формуле 1.2);

KPT - коэффициент преобразования [°С/мА]. Определяется как отношение диапазона измерения преобразователя к диапазону изменения выходного сигнала - $KPT = (T_{\max} - T_{\min}) / (I_{\max} - I_{\min})$;

T_0 – начальная температура (смещение) - °С.

Блок автоматики осуществляет контроль работоспособности датчиков давления и температуры магистрали газовой. В случае возникновения неисправности какого-либо из приборов или при обрыве его электрической цепи встраиваемый компьютер выводит на панель визуализации данных о неисправности датчика, а также передаёт на устройства верхнего уровня

соответствующее сообщение о неисправности.

Вычисление расхода газа

1) По замерам расходомера

Вычислитель расходомера по показаниям его датчика производит вычисление замеренного расходомером текущего расхода газа - Q_p . В результате вычислений замеренный расход газлифтного газа приводится к величине, соответствующей расходу газа при его нормальном давлении (1 атм.) и нормальной температуре ($\sim 20^\circ\text{C}$).

2) По положению регулирующей иглы клапана запорно-регулирующего

Встроенный компьютер по положению иглы дроссельной пары клапана производит расчет текущего расчётного по положению иглы расхода газа - Q_i .

Управление электроприводом ЗРК

Система предусматривает следующие режимы управления исполнительным механизмом клапана:

- прямое управление приводами на открытие/закрытие клапана МГ по непосредственным командам оператора в ручном режиме работы;

- автоматическое управление приводом ЗРК при регулировании расхода газа;

- автоматическое управление приводом ЗРК при регулировании выходного давления газа;

- автоматическое управление приводом клапана как реакция программного обеспечения на возникновение/устранение аварийных ситуаций.

1) Управление клапаном в ручном режиме работы.

Электрическая схема блока автоматики скважины предусматривает как автоматический, так и ручной режим управления приводом ЗРК.

В исходном состоянии система находится в автоматическом режиме управления. Перевод работы в ручной режим, прямому управлению приводом клапана МГ по непосредственным командам оператора, осуществляется поворотом ключа переключателя.

В этом режиме нажатие кнопок «Открыть» или «Закрыть» приведёт к

открытию/закрытию клапана и изменению расхода газа в магистрали газовой и давления на её выходе вплоть до полного открытия/закрытия клапана.

Поворот ключа в исходное положение переведёт режим работы в автоматический и вернёт систему управления к прежним уставкам.

Нажатие кнопки Q_g или P_g перед поворотом ключа, зафиксировывает текущий расход газа или заданное давление как уставку по этому параметру соответственно.

При работе комплекса АСУР в составе АСУТП, уставки, установленные оператором в ручном режиме передаются на верхний уровень в цеховую диспетчерскую.

2) Автоматическое управление приводом клапана при регулировании расхода газа. Управление расходом газа производится по параметру «ход штока привода».

Встроенный компьютер сравнивает текущий расход газа Q_i (рассчитанный по положению иглы клапана) с заданной уставкой расхода и по формуле P_i регулятора вычисляет нужный ход штока привода, для восстановления заданного расхода газа.

$$L = KP \times (Q_i - Q_{уст}) + KI \times \int (Q_i - Q_{уст}) dt \text{ [мм]}, \quad (2.4)$$

где:

- L – требуемый ход штока клапана;
- Q_i - рассчитанный по игле текущий расход газа;
- $Q_{уст}$ - уставка расхода газа;.
- KP - пропорциональный коэффициент регулирования.
- KI - интегральный коэффициент регулирования;

\int – интеграл в пределах интегрирования от первого шага измерений до n -ного.

Ширина зоны нечувствительности (мёртвой зоны регулятора) задаётся параметром E_{ps} .

3) Управление электроприводом ЗРК при регулировании давления газа.

Регулирование давления газа предусматривает штуцирование выкидной

линии скважины. Параметры штуцирования определяет оператор.

Настройка регулирования давления газа выполняется в следующем порядке:

- оператор прикрывает штуцер на выкидной линии, обеспечивая возможность поддержания давления на заданном уровне, штуцирование выкидной линии должно предусматривать возможность регулирования степени открытия штуцера, как в направлении повышения, так и понижения начальной степени его открытия.

- поворотом ключа на двери шкафа БА-С система переводится в ручной режим работы;

- путём регулирования положения штока клапана игла выставляется на нужное давление газа;

- по достижению требуемого давления газа, нажатием кнопки P_g давление фиксируется как уставка при автоматическом регулировании;

- поворотом ключа в исходное положение работа системы переводится в автоматический режим работы с заданной уставкой по давлению.

Автоматическое управление приводом клапана при регулировании давления по датчику давления на выходе магистрали газовой включает два режима управления клапаном:

- режим вывода давления на заданный уровень;
- режим подавления дрейфа.

а) На режим вывода давления на заданный уровень, управление клапаном переходит, если разница между текущим значением давления и уставкой больше заданного значения p_{Eps} .

В этом режиме один раз в t_t минут совершается перемещение штока клапана, которое рассчитывается по формуле:

$$A_k = A_{k(n-1)} - (P_{g2} - P_{густ}) / (m_e \times mm), \quad (2.5)$$

где:

A_k - расчётное положение привода;

$A_{k(n-1)}$ - текущее положение привода;

P_{g2} - давление газа на выходе модуля регулирования;

$P_{густ}$ - значение уставки по давлению;

mm - максимальный допустимый шаг (%) перемещения на один цикл регулирования;

me – разность $P_{g2} - P_{густ}$, определяющая максимальный шаг перемещения штока mm .

б) После вывода давления газа на заданный уровень управление клапаном переходит на режим подавления дрейфа. Для расчёта управляющих команд используется ПИ-регулятор, управление клапаном производится аналогично регулированию по расходу по формуле (1.4), в которой коэффициенты K_P и K_I заменяются коэффициентами K_{Pr} и K_{Ir} соответственно.

$$L = K_{Pr} \times (Q_{и} - Q_{уст}) + K_{Ir} \times \Sigma(Q_{и} - Q_{уст})dt \text{ [мм]}, \quad (2.6)$$

Управление по давлению без автоматизированного контроля и управления штуцером в выкидной линии не подразумевает управления расходом газлифтного газа и может привести к значительному его перерасходу.

Режим регулирования по давлению закачки при наличии автоматизированной системы контроля выкидной линии даёт возможность рассматривать скважину в виде замкнутой системы, параметры которой определяются добычными способностями скважины, давлением в системе сбора и в системе распределения газлифтного газа. Управление штуцером выкидной линии позволяет регулировать давление закачки в достаточно широком диапазоне.

Программное обеспечение встраиваемого компьютера предусматривает возможность проведения автокалибровки расчётного расхода газа (по положению иглы штока клапана). Автокалибровка осуществляется по показаниям расходомера. В ходе её происходит корректировка поправочного коэффициента c_{Corr} , который входит в расчётную формулу расхода газа.

Автокалибровка производится автоматически, осуществляется по выполнению одного из двух условий:

- время межкалибровочного периода истекло.

- расхождение между показаниями расходомера и расчётным значением расхода ($\Delta Q_{\text{крит}}$) превысило критическое значение, заданное уставкой.

Алгоритм программы корректировки предусматривает фильтрацию шума сигнала расходомера. На каждом шаге автокалибровки изменение мультипликативного коэффициента не должно превышать $c\text{CorrStep}$. Условие $(c\text{CorrStep}_{(n+1)} - c\text{CorrStep}_{(n)}) \leq c\text{CorrStep}$ характеризует нормальную работу расходомера. В случае превышении этого условия автокалибровка не производится, компьютер формирует команду «ошибка».

Функция автокалибровки отключаемая. В случае включения в действие автокалибровки необходимо осуществить её настройку:

- установить допустимое предельное значение изменения $c\text{CorrStep}$ (поправочного коэффициента $c\text{Corr}$ на одном шаге калибровки);
- установить время межкалибровочного периода;
- установить начальное значение $c\text{Corr}$.

3 Экспериментальное исследование параметров разработанной работы системы газоподачи при нефтедобыче

В рамках поставленных задач исследования была разработана система контроля параметров газоподачи на базе расходомера «Дайметик».

С помощью специально разработанного программного продукта Gasregv.2.1 было проведено исследование параметров разработанной системы газоподачи в двух режимах работы:

- 1) без расходомера «Дайметик»;
- 2) при контроле рабочего давления с помощью расходомера «Дайметик».

Далее приведены результаты, полученные в ходе исследования параметров разработанной системы газоподачи.

Как говорилось ранее, контролируемым параметром работы системы газоподачи является рабочее давление. В ходе эксперимента задавались расчетные значения расхода газа ($\text{м}^3/\text{час}$). Далее эти значения сравнивались с данными, полученными при реализации процесса газоподачи с помощью расходомера «Дайметик» в зависимости от времени. Таким образом, поддержание устойчивой работы системы газоподачи возможно при условии, что значение расчетного давления не превышает его рабочего значения, т.е. такой режим работы достигается при автоматизированном контроле параметров рабочего давления с помощью расходомера «DYMETIC».

Далее приведены экспериментальные зависимости, полученные в реальных условиях процесса нефтедобычи на скважине X1.

В данном случае (рис. 3.1 - 3.4) была смоделирована ситуация без введения в эксплуатацию расходомера «DYMETIC», т.е. контроля параметров газоподачи не было.

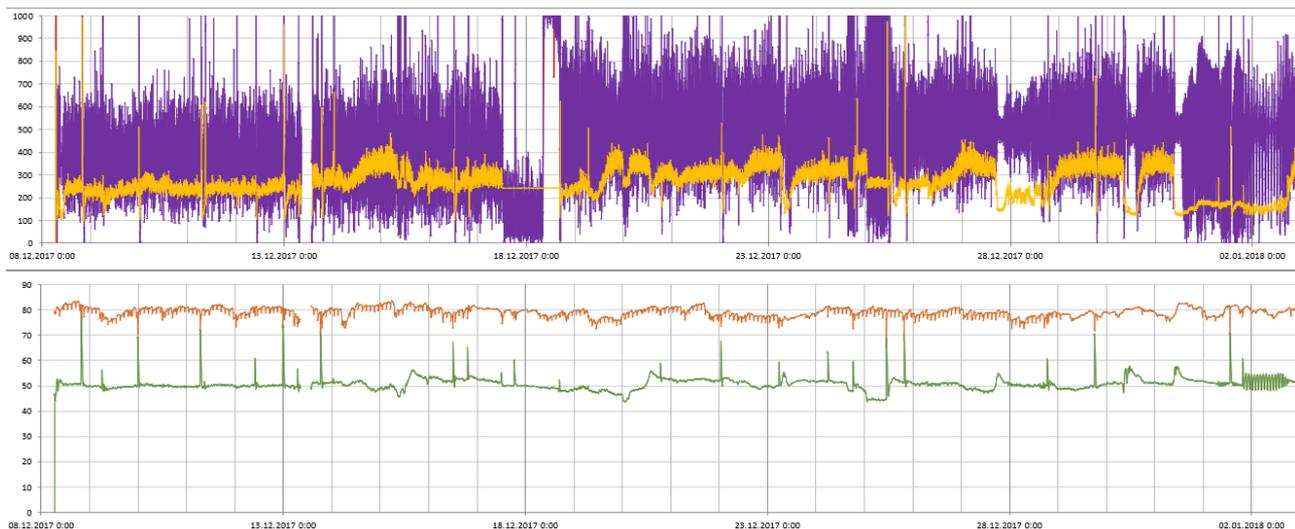


Рисунок 3.1 – График зависимости параметров системы газоподачи с 08.10.17 по 02.11.17 гг.

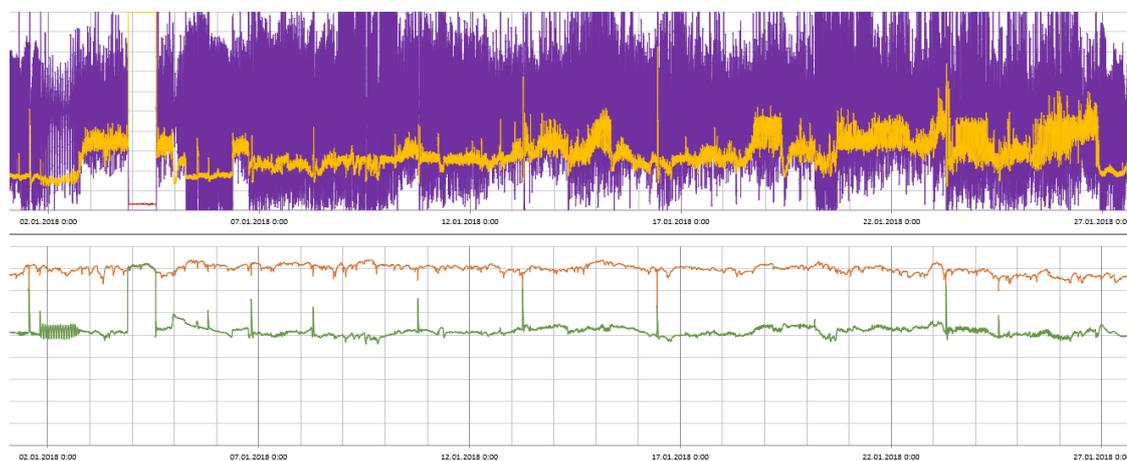


Рисунок 3.2. График зависимости параметров системы газоподачи с 02.11.17 по 27.11.17 гг.



Рисунок 3.3. График зависимости параметров системы газоподачи с 27.11.17 по 16.12.17 гг.

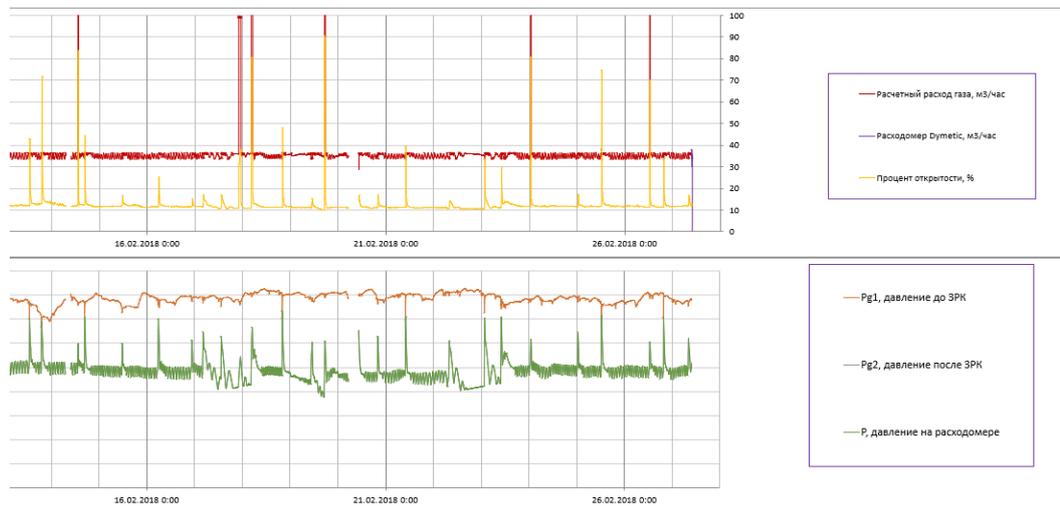


Рисунок 3.4. График зависимости параметров системы газоподачи с 16.12.17 по 25.12.17 гг.

Далее приведены экспериментальные зависимости, полученные в реальных условиях процесса нефтедобычи на скважине X1 с введением системы контроля параметров газоподачи на основе расходомера «ДУМЕТИС» (рис. 3.5 - 3.8).

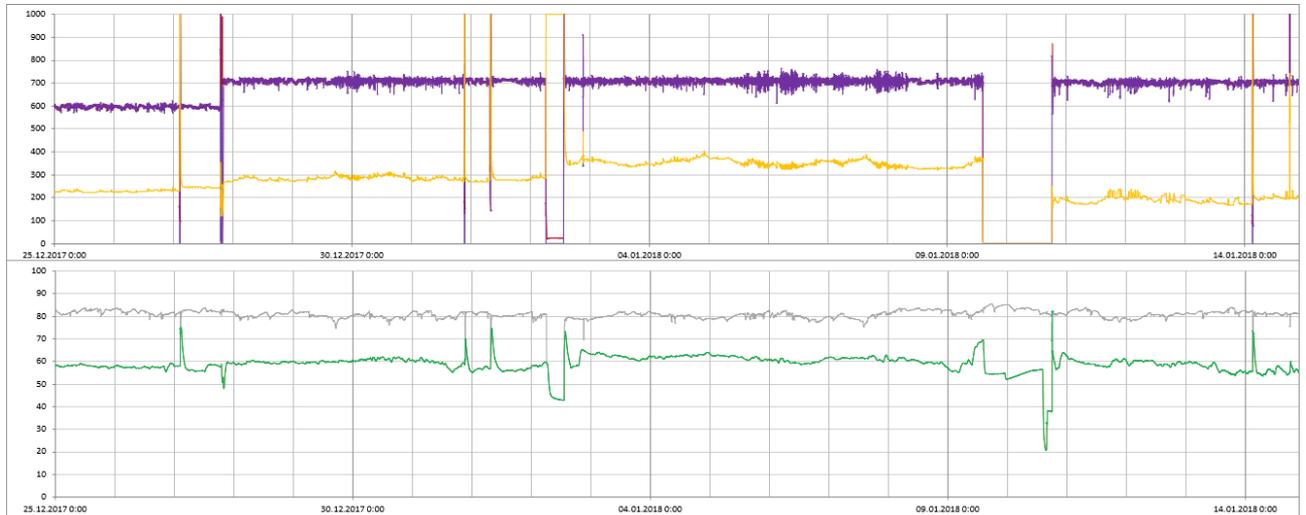


Рисунок 3.5. График зависимости параметров системы газоподачи с 25.12.17 по 14.01.18 гг.

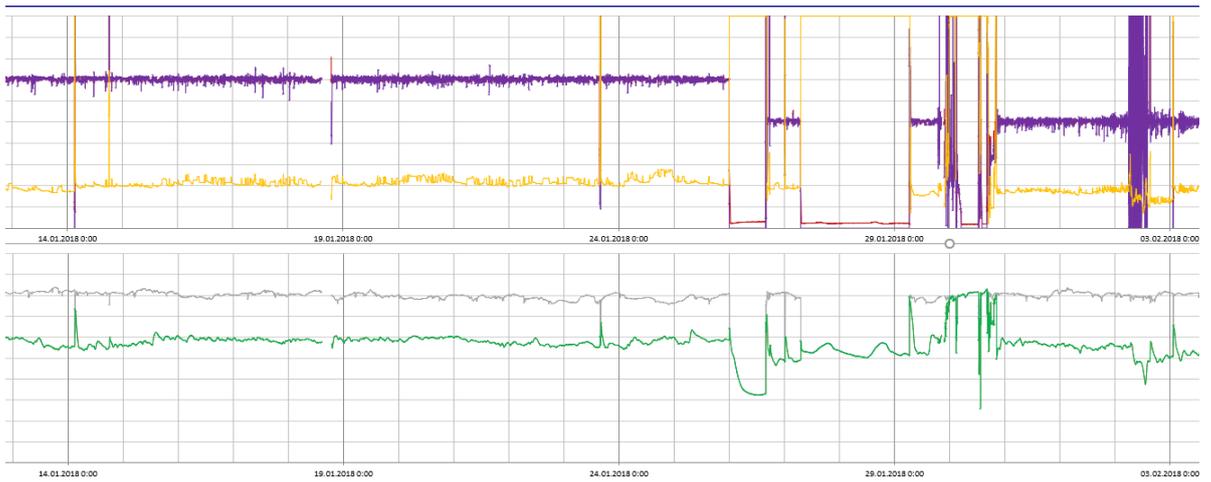


Рисунок 3.6. График зависимости параметров системы газоподачи с 14.01.18 по 03.02.18 гг.

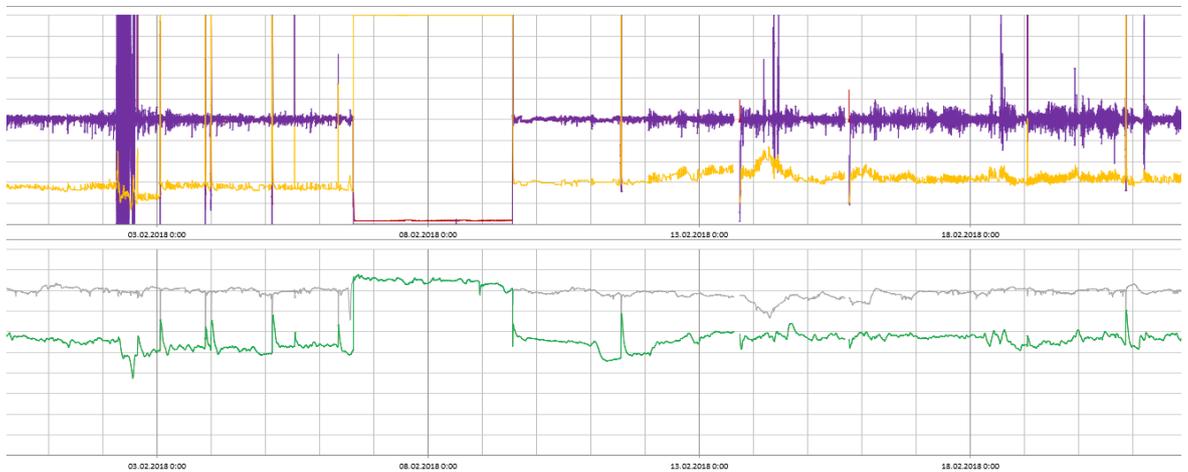


Рисунок 3.7. График зависимости параметров системы газоподачи с 03.02.18 по 18.02.18 гг.

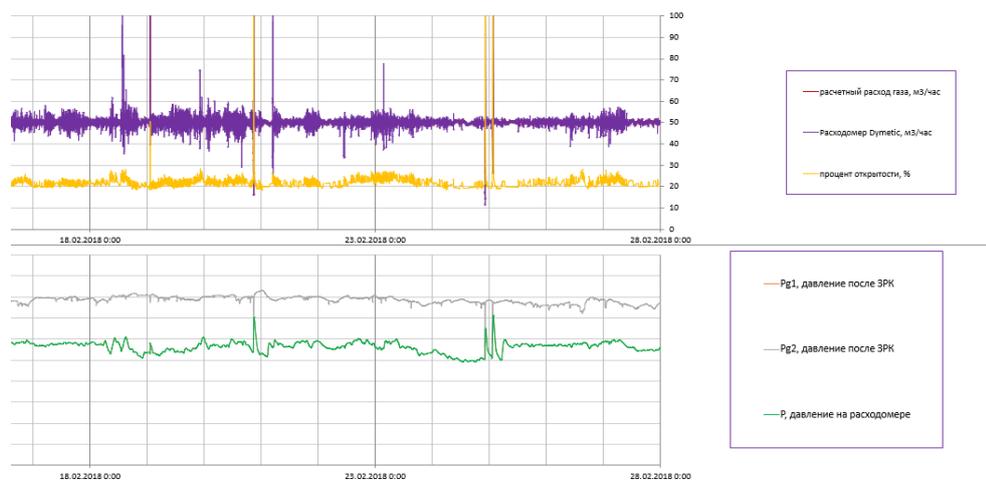


Рисунок 3.8. График зависимости параметров системы газоподачи с 18.02.18 по 27.02.18 гг.

По полученным экспериментальным зависимостям видно, что внедрение системы контроля параметров газоподачи на основе расходомера «DUMETIC» позволяет контролировать расход газоподачи, разработанная система работает устойчиво во всем временном диапазоне.

Экспериментальные зависимости показывают, что система управления процессом нефтедобычи достигает оптимальных параметров при введении в схему разработанной системы контроля параметров газоподачи.

Также из полученных характеристик видно, что разработанная система контроля параметров газоподачи после модернизации комплекса позволяет осуществлять контроль расхода газа с заданной точностью по положению регулирующей иглы дроссельной пары клапана запорно-регулирующего магистрали газовой и перепада давления на ней.

Устойчивая работа разработанной системы контроля параметров газоподачи подтверждена практическим внедрением в процесс добычи нефтепродуктов.

Заключение

В данной магистерской диссертации было рассмотрен один из основных методов оптимизации технологического режима работы скважины, позволяющий существенно снизить расход газа и повысить добычу жидкости с минимальными затратами.

Одно из основных проблем эксплуатации газлифта является оптимальное распределение и расход газа. Поэтому возникает вопрос о мероприятиях повышения эффективности эксплуатации газлифтных скважин. Одним из мероприятий для повышения эффективности процесса нефтедобычи является внедрение системы контроля параметров газоподачи, которая позволяет регулировать расход закачиваемого газа для оптимально-выгодной добычи нефтепродуктов.

По полученным экспериментальным зависимостям видно, что внедрение системы контроля параметров газоподачи на основе расходомера «DUMETIC» позволяет контролировать расход газоподачи, разработанная система работает устойчиво во всем временном диапазоне.

Экспериментальные зависимости исследуемых процессов показывают, что контроль параметров газоподачи позволяет достичь оптимальные параметры режима нефтедобычи.

Также показано, что разработанная система контроля параметров газоподачи после модернизации комплекса позволяет осуществлять контроль расхода газа с заданной точностью по положению регулирующей иглы дроссельной пары клапана запорно-регулирующего магистрали газовой и перепада давления на ней.

Устойчивая работа разработанной системы контроля параметров газоподачи подтверждена практическим внедрением в процесс добычи нефтепродуктов.

Список используемых источников

1. Лысенко, В. Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений / В. Д. Лысенко. – М.: Недра-Бизнесцентр. – 2000. – 516 с.
2. Попадько, В.Е. Опыт применения учебно-научного комплекса для моделирования и управления технологическими процессами нефтегазовой промышленности / В. Е. Попадько, О. Ю. Першин, В. В. Южанин // М: материалы XII Всерос. совещания по проблемам управления ВСПУ-2014, С. 4873-4881.
3. Кабиров, М. М. Эффективность применения газлифтного способа эксплуатации скважин на морских месторождениях Вьетнама / М. М. Кабиров, Х. Н. Нгуен // Нефтегазовое дело. – 2007. – С. 1–14.
4. Толковый словарь терминов и понятий, применяемых в трубопроводном строительстве / Ю. А. Горяинов [и др.]. – М.: Лори, 2003. – 226 с.
5. Вайншток, С. М. Трубопроводный транспорт нефти. Т. 2 / С. М. Вайншток [и др.]; под общ. ред. С. М. Вайнштока. – М.: ООО «НедраБизнесцентр», 2004. – 421 с.
6. Шаммазов, А. М. История нефтегазового дела России: учеб. / А. М. Шаммазов [и др.]. – М.: Химия, 2001. – 316 с.
7. Коршак, А. А. Основы нефтегазового дела: учеб. / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2007. – 544 с.
8. Беляева, В. Я. Нефтегазовое строительство: учеб. пособие для студентов вузов / В. Я. Беляева [и др.]; под общ ред. проф. И. И. Мазура и проф. В. Д. Шапиро. – М.: ОМЕГА-Л, 2005. – 774 с.: ил.
9. Алиев, Р. А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р. А. Алиев [и др.]. – М.: Недра, 2012.
10. Бойко, В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учеб. для вузов / В. С. Бойко. – М.: Недра, 1990. – 427 с.

11. Гвоздев, Б. П. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: справ. пособие / Б. П. Гвоздев, А. И. Гриценко, А. Е. Корнилов. – М.: Недра, 1988. – 575 с.
12. Коршак, А. А. Основы нефтегазового дела: учеб. для студентов высших учебных заведений по направлению «Нефтегазовое дело» / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – 2-е изд., доп. и исправ. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002. – 544 с.
13. Кудинов, В. И. Основы нефтегазового дела: учеб. для вузов / В. И. Кудинов. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований – Удмуртский государственный университет, 2004. – 720 с.
14. Миклина, О. А. Задания в тестовой форме для студентов направления 131000 – «Нефтегазовое дело»: учеб. пособие / О. А. Миклина. – Ухта: УГТУ, 2012. – 143 с.
15. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие / И. Т. Мищенко. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2007. – 826 с.
16. Мордвинов, А. А. Лабораторно-экспериментальные и практические методы исследования нефтегазопромысловых процессов: учеб. пособие / А. А. Мордвинов, Н. В. Воронина, Э. И. Каракчиев. – Ухта: УГТУ, 2001. – 114 с.
17. Насосно-компрессорные трубы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [<http://umtk66.ru/production/nkt-pipe>] (дата обращения 20.08.13).
18. Нефтепромысловое оборудование: справ. / под ред. Е. И. Бухаленко. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1990. – 559 с.
19. Серeda, Н. Г. Спутник нефтяника и газовика: справ. / Н. Г. Серeda, В. А. Сахаров, А. Н. Тимашев. – М.: Недра, 1986. – 325 с.
20. Теория и практика газлифта / Ю. В. Зайцев, Р. А. МаксUTOв, О. В. Чубанов [и др.]. – М.: Недра, 1987. – 256 с.
21. Технология и техника добычи нефти: учеб. для вузов / А. Х. Мирзаджанзаде [и др.]; под ред. проф. А. Х. Мирзаджанзаде. – М.: Недра, 1986. – 382 с.

22. Трубы нефтегазового сортамента: международный транслятор-справ. / под науч. ред. акад. РИА Р. И. Вяхирева, акад. РИА В. Я. Кершенбаума. – М.: Издательский центр «Наука и техника», 1997. – 343 с.
23. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 2017-03-01. – М.: Стандартиформ, 2016.
24. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. – Введ. 2011-05-20. – М.: Минрегион России, 2011.
25. СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. - Введ. 2016-06-21.
26. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – Введ. 2011-01-01. – М.: Стандартиформ, 2010.
27. СанПиН 2.2.4.1191-03 Электромагнитные поля в производственных условиях. – Введ. 2003-05-01.
28. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1). – Введ. 1989-01-01. - М.: Стандартиформ, 2008.
29. ГОСТ 26568-85 Вибрация. Методы и средства защиты. Классификация (с Изменением N 1). – Введ. 1987-01-01. - М.: Издательство стандартов, 1987.
30. ГОСТ 12.4.125-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
31. Скворцов Ю.В. Организационно-экономические вопросы в дипломном проектировании: Учебное пособие. – М.: Высшая школа, 2006. – 399 с.
32. Раицкий К.А. Экономика предприятия: учебник для вузов. – М.: Дашков и К, 2002. – 938 с.

33. Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие. – г. Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2014. – 46 с.
34. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. политике; рук. авт. кол.: Коссов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. - М.: ОАО "НПО "Изд-во "Экономика", 2000.
35. ГОСТ Р 51330.11-99 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам.
36. Справочное пособие по газлифтному способу эксплуатации скважин / Ю. В. Зайцев, А. А. Джавадян, В. С. Кроль, Р. А. Максutow и др. — М.: Недра. 1984.—359с.
37. Методическое руководство по регулированию технологических режимов работы газлифтных скважин / В. А. Леонов, Б. А. Ермолов и др. Нижневартовск НИПИ нефть, 1994.
38. В. В. Девликамов, М. М. Кабиров, А. Р. Фазлутдинов Борьба с гидратами при эксплуатации газлифтных скважин: учебное пособие / М.: Недра. 1987.
39. В. И. Щуров Технология и техника добычи нефти./М.: Недра. 1983.
40. Ф. С. Абдуллин Добыча нефти и газа /М.: Недра. 1983.
41. З. А. Хабибуллин, З. М. Хусаинов, Г. А. Ланчаков. Борьба с парафиноотложениями в газонефтедобыче. /УНИ, Уфа, 1992.—105с.
42. Archer. S., Wall. C., Petroleum Engineering Principles and Practice, Graham and Trotman, 1986. – 247p.
43. Warren, J.E., Price, K. S., "Flow in Heterogeneous Porous Media" Society of Petroleum Engineering Journal 1961. 153 - 169.

44. Archer, J. S., Wall, C. C., Petroleum Engineering. Graham and Trotman 1988. – 1182p.
45. Dake, L.P. The Practise of Reservoir Engineering. Elsevier Ams. 1994. – 874p.
46. Д. Сьюмен, Р. Эллис, Р. Снайдер. Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах /Пер. с английского и ред. М. А. Цангера.— М.: Недра, 1986.—177с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(справочное)

Раздел № 1 Обзор литературы

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1БМ6А	Айткалиев Галымжан Глеубекович		

Консультант ОКД ИШНКБ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКД	Гальцева Ольга Валерьевна	К.Т.Н.		

Консультант – лингвист отделения ОИЯ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Демьяненко Наталия Владимировна			

1 Review of literature

1.1 Methods of wells operating

As is known, liquid is always present in the wellbore during the extraction of petroleum products. At the stage of drilling a well, this fluid is a drilling mud. At the end of drilling, it is usually replaced with industrial water. As a result of activities to develop a well, the trunk is filled with formation fluid (oil or oil with water). In this connection, a liquid column is always present in the wellbore [1].

A liquid column creates a hydrostatic pressure (P) on the bottom of the well, which is described by the well-known equation:

$$P = \rho gh, \quad (1.1)$$

when P - hydrostatic pressure;

ρ - the density of the liquid;

g - acceleration of gravity;

h - head pressure

In order for the well to receive fluid from the formation (oil, gas or water), the following condition must be met: the reservoir pressure must be higher than the hydrostatic pressure of the liquid column in the wellbore.

Provided that the reservoir energy is initially high and the reservoir pressure is higher than the pressure of the liquid column in the wellbore, a natural flow of oil will be present. This method is called a fountain method of operating a well.

If the energy of the formation is not sufficient to ensure the flow of oil into the well, then there are two production options. According to the above formula, it is necessary to reduce either the density of the liquid (ρ) in the borehole, or the height of the liquid column (h), since the parameter g is a constant value [2].

Thus, there are three major methods of wells operating:

- - flowing;

- - pumping;
- - gaslift.

An important role in choosing a method of operating the production object is the energy of the productive formation. Liquid and gaseous hydrocarbons can be extracted by fountain, gas lift or pump method [3]. Methods that use external power sources to raise oil products to the surface, have a common name - mechanized mining.

1.2 Flowing well operation method

In the fountain method, liquid and gas rise along the wellbore from the face to the surface only under the action of the reservoir energy that the oil reservoir has. This method is the most economical, since it does not require additional energy to raise the liquid to the surface. In addition, this method does not require the purchase of expensive equipment, which, moreover, requires regular maintenance.

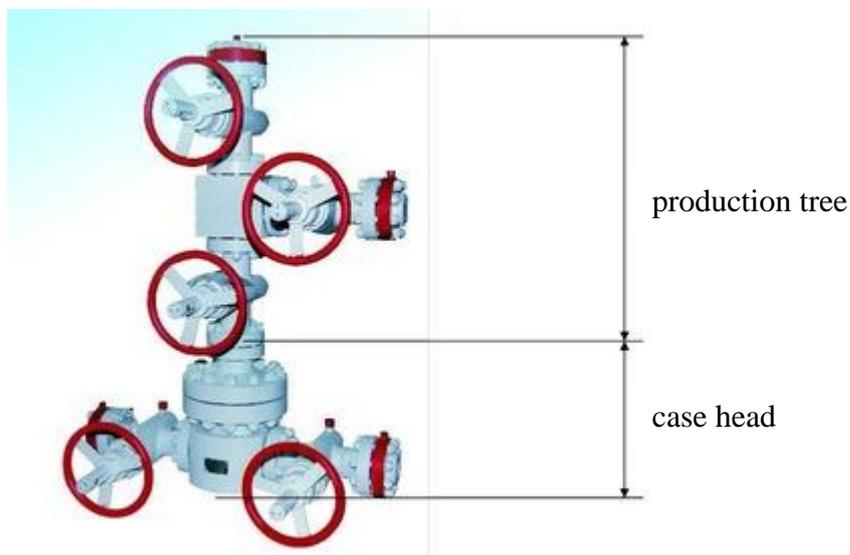


Figure 1 - production tree of flowing well

The equipment of the flowing wells consists of a column head, a tree and a flow line. This equipment belongs to the ground [2]. The underground equipment consists

of a oil-well tubing (Fig.2), which, as a rule, is lowered to the depth of the upper holes of the perforation.

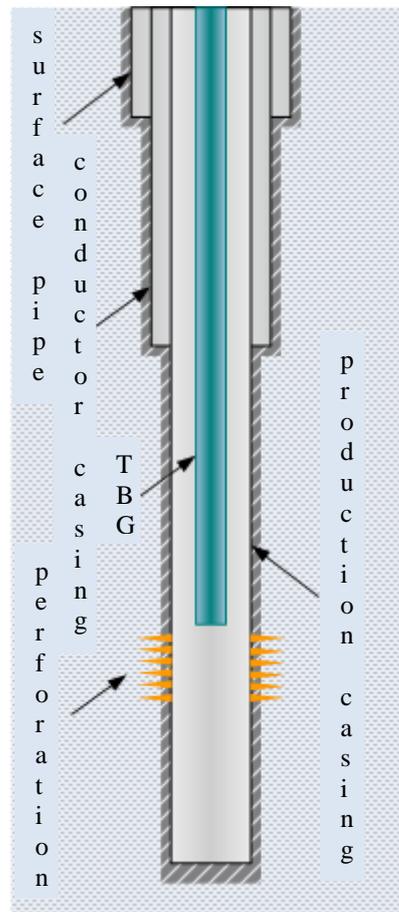


Figure 2 – Oil-well tubing in the exploration well

Oil-well tubing in flowing wells serves to lift liquid and gas to the surface, regulate the well operation mode, conduct research, combat tar-paraffin deposits, implement various geological and technical measures, protect the production string from corrosion and erosion, prevent and eliminate sand plugs, jamming of wells before underground or major repairs, protection of the production well string from high pressure under different well intervention [4].

In the flowing well exploration, the increase in extracted raw materials is provided by pore pressure.

It is worth saying that the flowing in a fairly short time may stop, even in the case of a sufficiently high pressure in the reservoir. In such cases, the main way to

extend the spouting period or resume it in the event of termination is to reduce the diameter of the pipes used. For example, if a fountain in a well came from a pipe with a diameter of 114 millimeters, and then the natural lifting of the raw material ceased, replacing the oil-well tubing with a smaller diameter (for example, by 60 millimeters) usually allows to restore the natural process of oil lifting.

The general formula for the energy balance [6] of any producing well is as follows:

$$W1 + W2 + W3 = Wn + We \quad (1.2)$$

where $W1$ - the energy expended on raising the liquid-gas mixture from the bottom to the wellhead;

$W2$ - energy consumed by the produced mixture during the movement through wellhead equipment;

$W3$ - the energy that a gas-liquid jet carries away beyond the wellhead;

Wn - the natural energy of the reservoir;

We - the energy added to the well from the outside (from the surface).

The external energy We is either the supply of compressed air or a gas mixture to the well, or the use of pumping equipment.

1.3 Pumping well operation method

Such operation of oil and gas wells can be provided with the help of various technological equipment.

The types of devices used can be [7]:

- sucker rod pumping;
- rotary pump equipped with electric drive;
- bottom-hole pump or pump with electric drive;
- diaphragm type device.

1.3.1 Sucker rod pump operating

For oil and gas production, such devices are used most often, and this is due to the simplicity of their design, the durability and the ability of such equipment to pump out quite large volumes of liquid and gaseous feedstock.

More than half of all currently operating gas and oil wells use rod pump stations. It is worth mentioning that the use of such equipment allows it to be repaired directly in the process of its operation, without dismantling and transporting it to special service centers, and all existing types of drives can be used as the primary motor [8]. The sucker rod pump is capable of operating under rather difficult conditions, including the presence of sand and liquids with high corrosive aggressiveness.

The disadvantages of using such equipment include:

- low supply;
- restriction associated with the angle of inclination of the borehole;
- Restriction on descent of equipment.

A simple rod pump has the following basic design elements: a cylinder and a plunger, equipped with a ball-seat valve, which ensure the recovery of the extracted resource, while eliminating its backflow. Also, the structure can be equipped with a suction valve, which is placed below the cylinder. The operation of the sucker rod is ensured by the movement of the plunger under the action of the drive device. In such a pump there is an upper rod, which is attached to the head of the balancing element.

Basic elements of the pump design:

- frame;
- pyramidal column with four faces;
- balancing element;
- gearbox equipped with a counterweight;
- traverse;
- turntable.

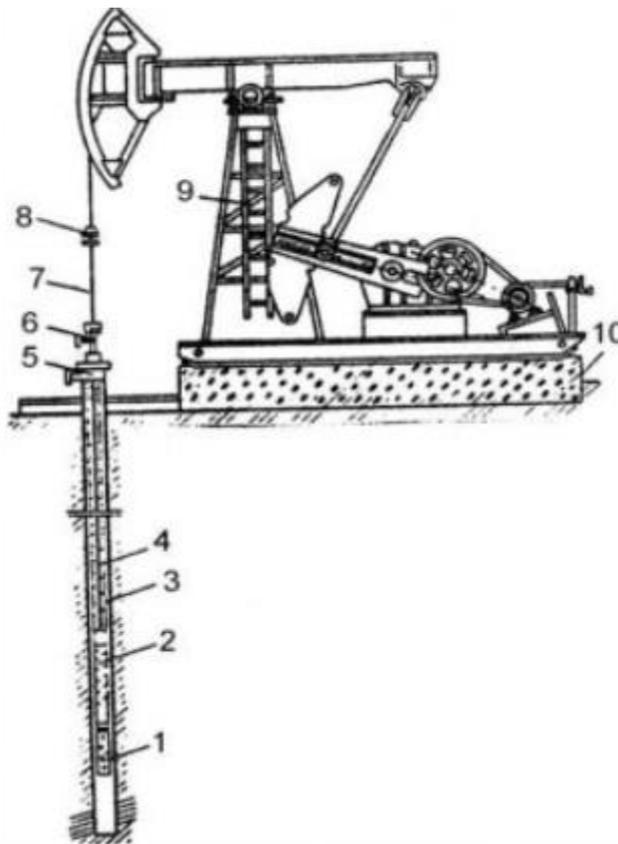


Figure 3 – Sucker-rod pumping unit

Sucker-rod pumping unit [9] consist of a well pump 2 of an insert or non-insert pumping rods 4 of the tubing 3 suspended on a faceplate or in a pipe suspension 8, a stuffing box 6, a stuffing rod 7, a rocking machine 9, a base 10 and a T-bend 5. At the reception the well pump is fitted with a protective device in the form of a gas or sand filter.

Sucker-rod pump are of two types: insert or non-insert. The first type is lowered into the wellbore in the finished form, and before that, the lock is lowered down the tubing. To replace such equipment, lowering and lifting of the pipes several times is not required. Non-injection rod pumps are lowered into the well in semi-finished form. If such a pump requires repair or replacement, then its lifting is carried out in parts: first - the plunger, and then the oil-well tubing. Both types of rod devices have both their advantages and disadvantages, so the choice is made based on the specific conditions of the planned operation.

1.3.2 Rotary pump operation of oil wells equipped with an electric drive

The rotary pump with electric drive is a device that isn't as widespread as the boom equipment. However, such a device is characterized by imposing parameters related quantity obtained from them by a gas or oil feedstock [10]. Suffice it to say that more than 50 percent interest in different countries.

The main components of the centrifugal pump design:

- self-pumping device, which includes several stages and sections, as well as wheels and a steel pipe;
- submersible electric motor filled with oil;
- the humidity protection device, which is located between the two previous nodes and protects the electric drive, while simultaneously ensuring the transfer of rotation to the pump itself;
- cable line for electric supply, coming from the substation; this cable has an armored protective layer and features a circular cross section above the level of descent, and after the submerged element the cross-section changes to a flat one.

When using such equipment, the following additional elements can be used:

- gas separator, the main purpose of which is to reduce the volume of gases entering the pump; if there is no need, then instead of the separator, a conventional module is used, which ensures the supply of liquid to the pump;
- thermal system equipped with a manometer (abbreviated - TMS); Its task is to measure the temperature and pressure of the medium in which the pump device operates.

Such an installation is mounted directly in the process of descent into the wellbore.

The assembly takes place elementwise and sequentially, from the bottom to the top, including connecting the cable to the installation and connecting the unit to the pipes. Strengthen the construction of special metal belts. The cable line, located on the surface, is connected to the transformer and the control station.

In addition to the elements listed above, the tubing string is equipped with two valves - a drain valve and a return valve, which are placed above the pump. The backstop valve is needed to supply liquid to the tubing string before the pump starts. The same valve does not allow the liquid to spill down. The drain valve is placed above the backstop valve and is necessary for draining liquids, which is produced in case of lifting the equipment to the surface [9].

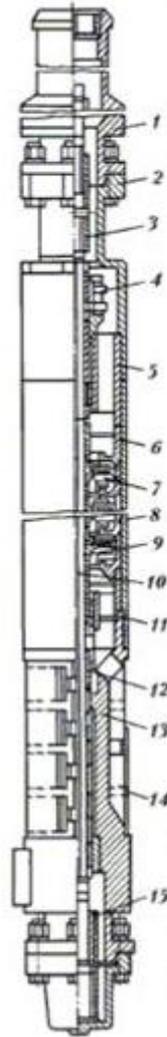


Figure 4 - Submersible rotary pump:

1 - upper section with bolt on head; 2 - lower section; 3 - splined coupling; 4 - support heel; 5 - the bearing housing; 6 - the device directing; 7 - the working wheel; 8 - housing; 9 - shaft; 10 - key; 11 - the bearing of sliding; 12 - protective sleeve; 13 - base; 14 - filter screen; 15 - drive clutch.

The main advantages of electric centrifugal pumps in front of the boom installations are:

- ease of ground construction and simplified functional scheme;
- ability to pump out significantly larger volumes of liquid and gaseous natural resources;
- the possibility of working at great depths (more than three kilometers);
- long service life with minimal repair work;
- long time intervals between planned repairs;
- the ability to conduct research within the wellbore without lifting the structure to the surface;
- increased ease of removal of paraffin deposits deposited on the tubing walls.

Operation of pumps of this type is possible both in horizontal and inclined wells, as well as in mine workings with a high degree of water cut, with a high concentration of bromine in water.

They are also used for pumping out solutions that contain salts and acids. In some cases, submersible centrifugal pumps are used to pump water out of the rock to maintain the desired level of reservoir pressure.

If the decrease in the density of the liquid is not enough for the influx of oil, it only remains to reduce the height of the column of liquid. This is achieved by pump methods of operating the well. In a well, simply put, lower the pump and pump out the liquid present in it. The height of the liquid column decreases until oil begins to flow from the formation. As a result, when the pump is running, some equilibrium level of the liquid column is established in the well, which is called the dynamic level [11].

When using this method, a compressed gas is injected into the well by means of a tubing string (TBG). Gas bubbles, rising to the wellhead, reduce the density of the liquid column, which ensures a reduction in hydrostatic pressure and, accordingly, the flow of oil from the formation.

The gaslift well operation method was chosen to study the parameters of gas supply during the extraction of petroleum products.

1.4 Gaslift well operation method

The first time the oil was lifted by compressed gas in Russia was carried out by the great Russian engineer Vladimir Grigoryevich Shukhov in 1897. At this time he worked in the company of the Nobel brothers in Baku.

During the Soviet period, a great contribution to the development of the gaslift method of oil wells exploitation and investigation of the flow of gas-liquid flow along the lift to the surface was made by the academician, Doctor of Technical Sciences. Alexander Petrovich Krylov. From 1932 to 1941. AP Krylov carried out fundamental experimental studies of the motion of mixtures of liquid and gas along vertical pipes; He defended his thesis "Theory and calculation of gas lifts," he also derived the general and approximate equations of gas lift, first ascertained the nature of the change in pressure in the pipes and created methods for the technical calculations of elevators [7].

Figure 5 presents a schematic diagram of a gas lift (lift pole) for lifting a certain height of a liquid. A gaseous working agent is fed through a special pipe string 1 to another column of tubes 2, where it is mixed, for example, with oil, forming a liquid-gas mixture that will rise to the daylight surface. The reason for the rise of the borehole liquid on the day surface is the following: the resulting resulting mixture of the injected gas and the formation liquid of the liquid-gas mixture will have a lower density, so the production of the well will be able to rise through the pipes up to the day surface.

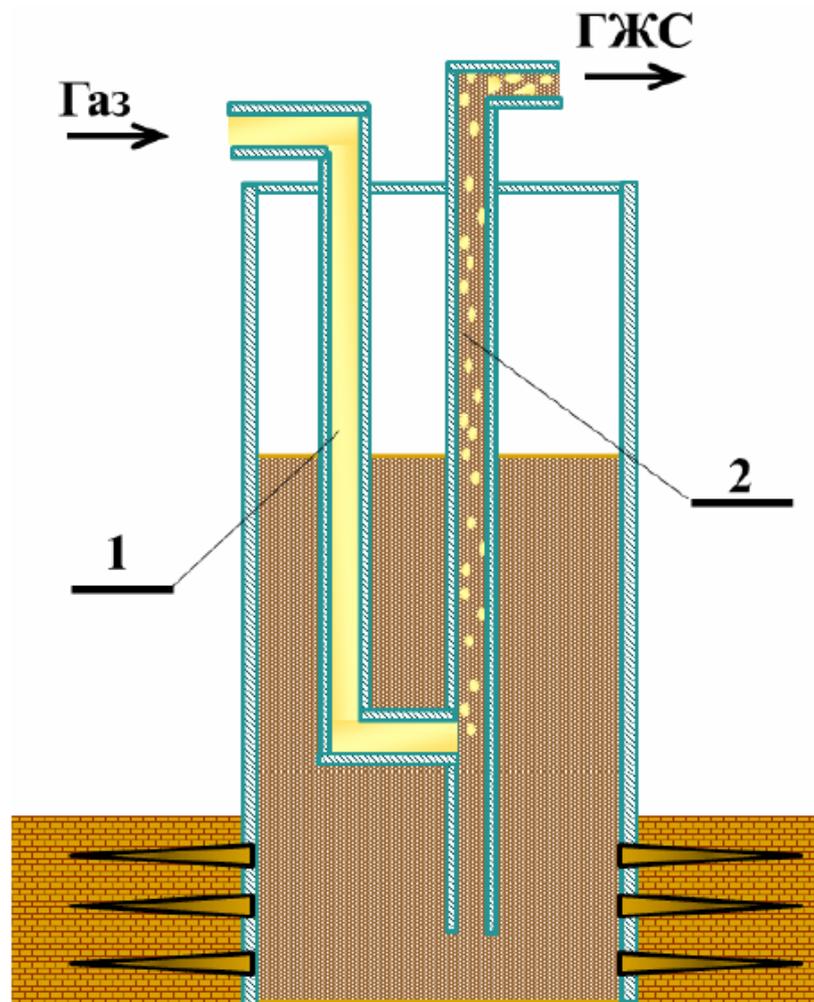


Figure 5 – Flow sheet of the gaslift eductor

Real gas-lift wells are not equipped with such a design, since the descent of two parallel rows of pipes tightly connected to the casing shoe can't practically be realized. This scheme is given for explaining the principle of gas lift operation. From the figure it is clear that a working agent (natural gas) is pumped into one pipe, and then, getting into the riser, a GLM is formed [12]. The gas-liquid mixture rises to the surface.

Advantages of gas-lift operation:

- all equipment is located on the surface, which simplifies its repair and maintenance;
- simplicity of equipment designs;
- the possibility of selecting large volumes of liquid (up to 1800 tons / day), regardless of the depth of the well and the diameter of the production column;

- simple control of well flow rate (increasing or decreasing the flow of gas into the well);
- the ability to operate sand and watered wells;
- simplicity of well survey.

Disadvantages of gas-lift operation:

- the need for frequent replacement of tubing, especially in watered wells and sand-bearing wells;
- low efficiency of the lift and the entire compressor-well system (at low dynamic levels, the efficiency of the elevator often does not exceed 5%);
- high cost of construction of compressor stations, gas distribution booths and gas pipelines at the beginning of field development;
- large electricity consumption for the extraction of 1 ton of oil in the operation of low-yield wells with low dynamic levels.

1.5 Basic parameters and their impact on well production

Oil recovery is described as the result of oil and gas production. Geological oil reserves refer to all oil that is physically present in the reservoir. The amount of oil that can be extracted from the reservoir depends on many different factors: geological, physical, technological, economic. The value of the oil recovery factor for each field can be from 9 to 75%, and on average 30-35%. That is, after the development of the field, about 65-70% of oil will remain permanently under the earth. Today the grounds with oil recovery of 50% or higher are very rare [13]. The increase in oil recovery is one of the most pressing problems in the oil industry and the world economy, that they are engaged by leading scientists and research institutes around the world.

The main factors influencing oil recovery

All the factors directly affecting the oil recovery of the reservoir can be divided into two categories: uncontrolled (natural) and controlled (technological). The main factors include the following:

- Viscosity of oil and water;

- Permeability;
- Porosity;
- Uniformity;
- Temperature;
- Sandiness;
- Oil saturation;
- Watercut;
- Number and density of well locations;
- Rate of oil production;
- Technologies of field development.

Development methods, in turn, are divided into three types: primary - when oil comes out under natural pressure, secondary - maintaining pressure by pumping water or gas, and tertiary, which include all ways to increase oil recovery.

And so, we are considering the second method - maintaining pressure by injecting gas.

Over time, during the operation of an oil well, the level of reservoir pressure is reduced, as a result of which the oil ceases to flow. To resume the inflow of extracted raw materials, they switch to mechanized methods of operating the wells, which involve the introduction of additional energy from the surface. Gaslift operation of oil wells is one such method.

The closed cycle of the gaslift complex. As part of such a complex there is a system called ACS TP (automatic control system of the technological processes), the tasks of which are:

- providing the necessary automatic measurements;
- monitoring of the working pressure of the gas supply lines to the wells from the main collectors;
- measurements and control of pressure drops;
- provision of automatic control, optimization and stabilization of operation of operated wells;
- calculation of working gas;

- measurements of daily well flow rates separately for crude oil, for water and for the total volume of pumped liquid.

The optimal distribution of the compressed gas consists in assigning to each well a predetermined gas injection regime that is maintained until the next change in operating conditions. The main parameter for stabilizing the work is the value of the differential pressure, determined by the measuring washer of the differential pressure gauge, which is placed on the working line of the gas supply.