

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН



Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова  
Кафедра «Нефтяная инженерия»

Асылхан Райымбек  
Болатов Салман Серикович  
Науырзгалиева Айгерим Камбаровна  
Нұрпейісұлы Азамат

Анализ и расчет режима работы газлифтных скважин месторождения Жанажол

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

5В070800 - Нефтегазовое дело

Алматы 2021



Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**

Заведующий кафедрой

Нефтяная инженерия

Дайров Ж.К., магистр

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**

к дипломному проекту

На тему: «Анализ и расчет режима работы газлифтных скважин месторождения Жанажол»

по специальности 5В070800 - Нефтегазовое дело

Выполнили:

Асылхан Райымбек  
Болатов Салман Серикович  
Науырзгалиева Айгерим Камбаровна  
Нұрпейісұлы Азамат

Научный руководитель:

канд. физ.-мат. наук. доцент

Баймухаметов М. А.

## Метаданные

Название

**Анализ и расчет режима работы газлифтных скважин месторождения Жанажол**

Автор

**Асылхан Райымбек, Болатов Салман, Науырзгалиева Айгерим, Нұрпейісұлы Азамат**

Научный руководитель






**Мурат Баймухаметов**

Подразделение

**ИГНИГД**

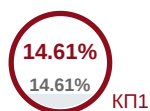
## Список возможных попыток манипуляций с текстом

В этом разделе вы найдете информацию, касающуюся манипуляций в тексте, с целью изменить результаты проверки. Для того, кто оценивает работу на бумажном носителе или в электронном формате, манипуляции могут быть невидимы (может быть также целенаправленное вписывание ошибок). Следует оценить, являются ли изменения преднамеренными или нет.

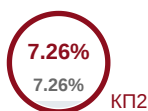
Замена букв		22
Интервалы		0
Микропробелы		3
Белые знаки		0
Парафразы (SmartMarks)		104

## Объем найденных подоби

Обратите внимание! Высокие значения коэффициентов не означают плагиат. Отчет должен быть проанализирован экспертом.


**25**

Длина фразы для коэффициента подобия 2


**8661**

Количество слов


**67597**

Количество символов

## Подобия по списку источников

Просмотрите список и проанализируйте, в особенности, те фрагменты, которые превышают КП №2 (выделенные жирным шрифтом). Используйте ссылку «Обозначить фрагмент» и обратите внимание на то, являются ли выделенные фрагменты повторяющимися короткими фразами, разбросанными в документе (совпадающие сходства), многочисленными короткими фразами расположенные рядом друг с другом (парафразирование) или обширными фрагментами без указания источника ("криптоцитаты").

### 10 самых длинных фраз

Цвет текста

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ И АДРЕС ИСТОЧНИКА URL (НАЗВАНИЕ БАЗЫ)	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	<a href="http://rusoil.net/files/1006/GarbovskiyVV/GarbovskiyVV-diss.pdf">http://rusoil.net/files/1006/GarbovskiyVV/GarbovskiyVV-diss.pdf</a>	176	2.03 %
2	<a href="https://stud.wiki/geology/2c0b65635b2ac78a5d53b89421206c26_0.html">https://stud.wiki/geology/2c0b65635b2ac78a5d53b89421206c26_0.html</a>	122	1.41 %
3	<a href="https://otherreferats.allbest.ru/geology/00218444_0.html">https://otherreferats.allbest.ru/geology/00218444_0.html</a>	48	0.55 %
4	<a href="https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/142285-zhanazhol/">https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/142285-zhanazhol/</a>	46	0.53 %
5	<a href="https://stud.wiki/geology/2c0b65635b2ac78a5d53b89421206c26_0.html">https://stud.wiki/geology/2c0b65635b2ac78a5d53b89421206c26_0.html</a>	45	0.52 %
6	<b>Турьмова Салтанат</b> Салтанат Турьмова <b>6/6/2019</b> Atyrau University of Oil and Gas (Отдел стратегического планирования)	38	0.44 %

7	<a href="https://stud.wiki/geology/2c0b65635b2ac78a5d53b89421206c26_0.html">https://stud.wiki/geology/2c0b65635b2ac78a5d53b89421206c26_0.html</a>	37	0.43 %
8	<a href="http://rusoil.net/files/1006/GarbovskiyVV/GarbovskiyVV-diss.pdf">http://rusoil.net/files/1006/GarbovskiyVV/GarbovskiyVV-diss.pdf</a>	31	0.36 %
9	<a href="https://stud.wiki/geology/2c0b65635b2ac78a5d53b89421206c26_0.html">https://stud.wiki/geology/2c0b65635b2ac78a5d53b89421206c26_0.html</a>	30	0.35 %
10	<a href="https://otherreferats.allbest.ru/geology/00218444_0.html">https://otherreferats.allbest.ru/geology/00218444_0.html</a>	29	0.33 %

#### из базы данных RefBooks (0.00 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
------------------	----------	---

#### из домашней базы данных (0.00 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
------------------	----------	---

#### из программы обмена базами данных (0.74 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
1	<b>Турьмова Салтанат</b> Салтанат Турьмова 6/6/2019 Atyrau University of Oil and Gas (Отдел стратегического планирования)	59 (4) 0.68 %
2	<b>KazNAU/6634_2c4cf9408194a8fc89bf27fe237bbd50.docx</b> KazNAU 5/19/2021 Kazakh National Agrarian University (КазНАУ)	5 (1) 0.06 %

#### из интернета (13.87 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	ИСТОЧНИК URL	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
1	<a href="http://rusoil.net/files/1006/GarbovskiyVV/GarbovskiyVV-diss.pdf">http://rusoil.net/files/1006/GarbovskiyVV/GarbovskiyVV-diss.pdf</a>	280 (8) 3.23 %
2	<a href="https://stud.wiki/geology/2c0b65635b2ac78a5d53b89421206c26_0.html">https://stud.wiki/geology/2c0b65635b2ac78a5d53b89421206c26_0.html</a>	266 (6) 3.07 %
3	<a href="https://otherreferats.allbest.ru/geology/00218444_0.html">https://otherreferats.allbest.ru/geology/00218444_0.html</a>	182 (11) 2.10 %
4	<a href="https://studbooks.net/1784488/geografiya/ohrana_okruzhayushey_sredy_tehnika_bezopasnosti">https://studbooks.net/1784488/geografiya/ohrana_okruzhayushey_sredy_tehnika_bezopasnosti</a>	111 (9) 1.28 %
5	<a href="https://smekni.com/a/193474/obshchie-printsipy-gazliftnoy-ekspluatatsii/">https://smekni.com/a/193474/obshchie-printsipy-gazliftnoy-ekspluatatsii/</a>	92 (8) 1.06 %
6	<a href="http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/39882/1/TPU394800.pdf">http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/39882/1/TPU394800.pdf</a>	76 (6) 0.88 %
7	<a href="https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/142285-zhanazhol/">https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/142285-zhanazhol/</a>	66 (2) 0.76 %
8	<a href="https://neftegaz.ru/science/booty/332050-printsipy-gazliftnoy-ekspluatatsii-skvazhin/">https://neftegaz.ru/science/booty/332050-printsipy-gazliftnoy-ekspluatatsii-skvazhin/</a>	55 (3) 0.64 %
9	<a href="https://www.slideserve.com/niles/5821633">https://www.slideserve.com/niles/5821633</a>	25 (2) 0.29 %
10	<a href="https://megalektsii.ru/s73339r3.html">https://megalektsii.ru/s73339r3.html</a>	18 (2) 0.21 %
11	<a href="https://workspay.ru/work/20869/">https://workspay.ru/work/20869/</a>	13 (1) 0.15 %

12	<a href="https://www.skachatreferat.ru/referaty/%D0%9A%D1%83%D1%80%D1%81%D0%BE%D0%B2%D0%B0%D1%8F-%D0%A0%D0%B0%D0%B1%D0%BE%D1%82%D0%B0-%D0%9F%D0%B5%D1%80%D0%B5%D1%80%D0%B0%D0%B1%D0%BE%D1%82%D0%BA%D0%B0-%D0%A8%D0%B0%D0%B8%D0%BC%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B9-%D0%9D%D0%B5%D1%84%D1%82%D0%B8-%D0%94%D0%B5%D0%B0%D1%81%D1%84%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D1%82%D0%B8%D0%B7%D0%B0%D1%86%D0%B8%D1%8F/83180128.html">https://www.skachatreferat.ru/referaty/%D0%9A%D1%83%D1%80%D1%81%D0%BE%D0%B2%D0%B0%D1%8F-%D0%A0%D0%B0%D0%B1%D0%BE%D1%82%D0%B0-%D0%9F%D0%B5%D1%80%D0%B5%D1%80%D0%B0%D0%B1%D0%BE%D1%82%D0%BA%D0%B0-%D0%A8%D0%B0%D0%B8%D0%BC%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B9-%D0%9D%D0%B5%D1%84%D1%82%D0%B8-%D0%94%D0%B5%D0%B0%D1%81%D1%84%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D1%82%D0%B8%D0%B7%D0%B0%D1%86%D0%B8%D1%8F/83180128.html</a>	12 (1)	0.14 %
13	<a href="https://chem21.info/info/309390/">https://chem21.info/info/309390/</a>	5 (1)	0.06 %

### Список принятых фрагментов (нет принятых фрагментов)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	СОДЕРЖАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
------------------	------------	---



Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова  
Кафедра «Нефтяная инженерия»  
5B070800 - Нефтегазовое дело

**УТВЕРЖДАЮ**

Заведующий кафедрой  
Нефтяная инженерия  
Дайров Ж.К., магистр

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение дипломной работы**

Обучающемуся: Асылхан Р., Болатов С.С., Науырзгалиева А.К., Нұрпейісұлы А.

Тема: «Анализ и расчет режима работы газлифтных скважин месторождения Жанажол»

Утверждена приказом Ректора Университета № 2131 - б от "24" ноября 2020 года

Срок сдачи законченной работы «18» мая 2021 года

Исходные данные к дипломной работе

Краткое содержание дипломной работы:

- а) Геолого-физическая характеристика*
- б) Техника и технология газлифтного способа эксплуатации скважин*
- в) Технологическая схема компрессорного газлифта*
- г) Экономическая часть*
- д) Охрана труда и Техника безопасности*
- е) Охрана окружающей среды*

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): *Схема переработки нефтей месторождения Жанажол, принципиальная схема газлифта, схема скважины, оборудованной газлифтной установкой непрерывного действия, технологическая схема газлифтной установки на месторождении Жанажол, принципиальная схема газлифтного клапана, график зависимости дебита газлифтной скважины от расхода газа*

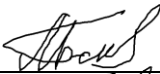
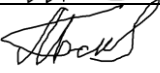
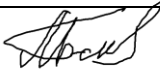
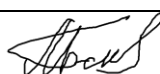
Представлены 12 слайдов презентации работы

Рекомендуемая основная литература: из 13 наименований

**ГРАФИК**  
подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
Теоретическая часть	23.03.2021	Выполнено
Технологическая часть	14.04.2021	Выполнено
Практическая часть	30.04.2021	Выполнено
Заключительная часть	11.05.2021	Выполнено

**Подписи**  
консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу

Наименование разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Теоретическая часть	Баймухаметов М.А. к.ф.-м.н., доцент	23.03.2021	
Технологическая часть	Баймухаметов М.А. к.ф.-м.н., доцент	14.04.2021	
Практическая часть	Баймухаметов М.А. к.ф.-м.н., доцент	30.04.2021	
Заключительная часть	Баймухаметов М.А. к.ф.-м.н., доцент	11.05.2021	

Научный руководитель



(подпись)

Баймухаметов М.А.  
(Ф.И.О.)

Задание приняли к исполнению обучающиеся



(подпись)

Асылхан Р.,



(подпись)

Болатов С.С.,



(подпись)

Науырзгалиева А.К.,



(подпись)

Нұрпейісұлы А.

Дата

"18" мая 2021 г.

## АННОТАЦИЯ

Настоящая работа состоит из четырех основных разделов.

В геологической части рассматриваются геологические условия залегания пластов месторождения Жанажол, характеристика продуктивности месторождения, основные свойства пластов, жидкостей и газов, насыщающих продуктивные горизонты.

В технико – технологической части рассматриваются общие техникотехнологические вопросы и рассчитан режим работы газлифтных скважин.

В экономической части проекта рассматриваются технико-экономические показатели НГДУ за 2019 год.

В охране труда и окружающей среды рассматриваются основные мероприятия по обеспечению условий безопасности труда, при технологических работах скважин, и мероприятия по охране недр и окружающей среды.



## СОДЕРЖАНИЕ

<b>Введение</b>	<b>3</b>
<b>1 Геолого-физическая характеристика нефтегазового месторождения</b>	<b>5</b>
1.1 Геолого-физическая характеристика	5
1.2 Свойства пластовых жидкостей и газа	6
1.3 Физико-химические свойства нефти	7
<b>2 Техника и технология газлифтного способа эксплуатации скважин</b>	<b>10</b>
2.1 Техническое обоснование перевода скважин на непрерывную газлифтную эксплуатацию	10
2.2 Оборудование, применяемое при непрерывном компрессорном газлифте	19
2.3 Схема оборудования газлифтных скважин при непрерывном компрессорном газлифте	21
2.4 Определение схемы компоновки подземного оборудования газлифтных скважин	28
2.5 Расчет газлифтной установки	30
2.6 Схема подземного оборудования газлифтной скважины	49
2.7 Схема обвязки устья скважин при переводе на непрерывный компрессорный газлифт	51
<b>3 Экономическая часть</b>	<b>48</b>
3.1 Оценка экономичности проекта	48
3.2 Ориентировочный расчёт на расход годового хода газлифтного способа эксплуатации	52
3.3 Прогноз на экономичность газлифтного способа эксплуатации	52
<b>4 Охрана труда и Техника безопасности</b>	<b>56</b>
4.1 Охрана труда	56
<b>5 Охрана окружающей среды</b>	<b>57</b>
5.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду	57
<b>Заключение</b>	<b>59</b>
<b>Список использованных источников</b>	<b>60</b>

## Введение

Актуальность темы. При разработке нефтяных месторождений ухудшаются условия эксплуатации скважин: снижается пластовое давление, увеличивается содержание воды в нефти. Это приводит к прекращению потока и начинается механизированный период эксплуатации скважин, когда требуется дополнительная (к пластовой) энергия для передачи с поверхности в скважину в той или иной форме. В случае газлифтного способа энергия вводится в скважину в виде сжатого газа. Суть способа работы газлифта заключается в увеличении дебита скважины за счет подачи в нее необходимого количества сжатого газообразного рабочего агента.

Разработка месторождений Жанажол, характеризующихся сложными физико-химическими свойствами нефтей и низкими пластовыми свойствами нефтесодержащих пород, вызывает значительные трудности при необходимости перехода от фонтанного к механизированному способу эксплуатации скважин. Высокое содержание парафина и смол, высокая пластовая температура и температура застывания нефти, высокая газонасыщенность и давление насыщения, низкие коэффициенты продуктивности скважин являются факторами, резко сужающими область применения того или иного метода механизированной добычи нефти.

Особое внимание уделяется эксплуатации высоководных газлифтных скважин, скважин циклической эксплуатации. Данная работа посвящена тщательному анализу применения технологий и технических средств добычи нефти газлифтным способом.

Изучение эволюции технических средств и технологий добычи нефти с использованием метода газлифта является актуальным и может способствовать развитию метода газлифта для добычи нефти на других нефтяных месторождениях в мире.

Цель работы - обоснование применения газлифтного способа добычи нефти на месторождении Жанажол на основе исторического анализа развития технических средств и технологий добычи нефти газлифтным способом с момента пробной эксплуатации до настоящего времени.

**Научная новизна.** Проведен анализ становления, развития и представлены перспективы газлифтного способа добычи продукции скважин нефтяных месторождений. Проведен анализ развития технологии и технических средств по компрессорным газлифтным способам добычи нефти. Установлены этапы развития газлифтного способа добычи нефти. Исследована и проанализирована технология перевода низкодебитных скважин нефтяных месторождений на периодический газлифтный режим работы во времени, и в связи с этим показана необходимость изменения технологий периодического газлифта.

**Практическая значимость работы.** Результаты данной работы могут быть использованы при создании обобщающих историко-технических трудов, посвященных развитию нефтяного дела в Казахстане и других странах. Результаты работы будут полезны при выборе метода эксплуатации скважин нефтяных месторождений.

**Методы исследований.** Поставленные цели и задачи решены путем систематизации результатов статистического анализа и проработки зарубежного опыта эксплуатации скважин нефтяных месторождений на основе материалов Жанажол, а также большого количества печатных и электронных источников.

# **1 Геолого-физическая характеристика нефтегазового месторождения**

## **1.1 Геолого-физическая характеристика**

Месторождение нефти и газа Жанажол было открыто в 1978 году. В целях ускоренного ввода в разработку нефтяных месторождений Актюбинской области приказом Министра нефтяной промышленности СССР от 10 марта 1981 года № 157 было создано производственное объединение «Актюбинскнефть». В январе 1983 года на месторождении Жанажол было произведено испытание скважины № 163 и 17 января 1983 года был получен первый фонтанный приток нефти. В октябре того же года месторождение Жанажол было введено в опытно-промышленную эксплуатацию. В результате поисково-разведочных работ, проведенных подразделениями Компании, в 1992 году было открыто Восточно-Жагабулакское нефтяное месторождение и были получены новые данные по глубинному геологическому строению месторождения Жанажол.

Это месторождение является одним из крупнейших нефтегазовых месторождений Казахстана. Он расположен в Мугалжарском районе Актюбинской области Республики Казахстан.

Площадь участка Жанажол, разрабатывает китайской нефтяная компания CNPC-Aktobemunaigas. Разработка всех залежей ведется с поддержанием пластового давления, методом заводнения и газлифтного способа добычи. Обратная закачка воды компенсирует отбор жидкости в пластовых условиях на 96,9 %. Фонд скважин на текущем этапе таков: эксплуатационные скважины – 676 единиц, в том числе действующих – 666 скважин, газодобывающих скважин 43, в бездействии – 8 скважин, нагнетательные скважины – 284, в том числе под закачкой – 262 скважин. На месторождении насчитывается около 1400 скважин из которых действующими являются 925 скважин, дающими продукцию - 884 скважины. Компания планирует увеличить эксплуатационный фонд на 147 скважин, нагнетательный фонд - на 10 скважин, оснащенных новейшим высокотехнологичным оборудованием. Протяженность трубы составляет 157 километров, пропускная способность - 5,2 миллиарда кубометров газа в год.

Рельеф местности представляет собой слабо всхолмленную равнину, расчлененную балками, оврагами. Абсолютные отметки колеблются от +125 до 270 м. Минимальные отметки приурочены к длине реки Эмба, с юго-запада ограничивающей территорию месторождения. Основная часть территории – степь. Климат резко континентальный с продолжительной холодной зимой, устойчивым снежным покровом до 20 см. и сравнительно коротким, умеренно жарким летом. Характерны большие годовые и суточные колебания температуры воздуха от +40оС летом, до -40оС зимой, поздние весенние и ранние осенние заморозки, глубокое промерзание почвы.

## 1.2 Свойства пластовых жидкостей и газа

Свойства пластовых нефтей в пределах залежей резко отличаются друг от друга. Нефть имеет низкое газосодержание, давление насыщения. Нефти в пластов Жанажол находятся в условиях повышенного пластового давления (35,8-41,7 МПа) и температур (63-94°C). Газовый фактор равен 123-40,67 м<sup>3</sup> на 1 м<sup>3</sup> нефти, при давлении насыщения 27,8-34,6 МПа. Нефть в пласте очень легкая. Газонасыщенность продуктивных пластов 235,3 – 382,3 м<sup>3</sup>/т.

Дебит нефти от 2 до 281 т/сут. Дебит газа 219 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Плотность нефти 809-827 кг/м<sup>3</sup>, маловязкие, содержание серы (0,7-1,11%), парафинистые (4,9-7,1%). Содержание силикагелевых смол 4,23-6,8%, асфальтенов 0,43–1,78%.

Газ газовых шапок тяжелый, этансодержащий, доля тяжелых углеводородов в нем достигает 18,5%, содержание метана 73,24%, сероводорода 2,94%, азота до 1,93%.

Содержание стабильного конденсата 614 г/м<sup>3</sup>. Его плотность составляет 770 кг/м<sup>3</sup>, состав содержит до 3,6% парафина, 0,41% серы и 0,55% силикагелевых смол. Что касается состава углеводородов, то конденсат имеет парафиновую основу. Парафиново-нафтеносодержащие углеводороды с общим содержанием более 86% [1].

Свойства и состав пластовой воды

Вода, отобранная из скв. 23 (1981 г) и скв. 3(1982 г) имела пониженную минерализацию, порядка 63,0 г/л, что, вероятно, было связано с распреснением техническим раствором. По химическому составу эта вода представляет собой высокоминерализованные (минерализация 90-134 г/л) метаморфизованные. (с Na / Cl-).74 - 0,85) рассолы, относящиеся к хлоркальциевому типу. Содержание кальция в них колеблется от 2,6 до 4,8 г/л магния от 1.0 до 2.1 г/л, сульфатов - от 1.3 до 2.2 г/л. Вязкость в среднем составляет 0,66 сп. Газонасыщенность вод 1,75 м т.

## 1.3 Физико-химические свойства нефти

Любая нефть, как известно, является комплексным видом сырья, из которого можно получать широкий гамма нефтепродуктов. В зависимости от предприятия, на котором он перерабатывается, в технологической схеме производства преобладают топливное, масляное или смешанное направление. При этом переработка нефти в реальных условиях производится не по принципу извлечения из процесса «разведка – добыча – транспортировка – переработка» максимальной народнохозяйственной пользы, а с позиции загрузки свободных мощностей на том или ином заводе страны [3].

Пути реализации казахстанских нефтей в настоящее время настолько разнообразны, что вопросы их комплексной переработки не решаются в

должной степени в практике работы тех производств, где эти нефти являются исходным сырьем для получения конечной продукции. Происходит это по той причине, что мощности и состав технологической части соответствующих нефтеперерабатывающих заводов не ориентированы на извлечение всей гаммы продукции, содержащейся в сырье.

Реальную качественную оценку каждого типа нефти можно дать, зная ее фракционный состав, свидетельствующий о потенциальном содержании тех или иных видов нефтепродуктов. Благодаря такой информации появляется возможность осуществлять экономическую оценку «ценности» нефти в зависимости от того, какой выход продукции будет обеспечиваться на каждом конкретном предприятии. Состав фракций в нефтях всех районов нефтедобычи Республики Казахстан позволяет говорить о широких потенциальных возможностях для получения разнообразного ассортимента горючесмазочных материалов, исходного сырья для нефтехимической, микробиологической, химической и других отраслей промышленности. В зависимости от того, по какой схеме осуществляется переработка казахстанских нефтей, варьируется ассортимент конечной и промежуточной продукции [4].

Необходимо при этом учесть, что в процессе переработки по топливной схеме получается остаток – мазут, реализуемый по цене, превышающей цену 1 т нефти, и составляющий примерно 40–50 % от вовлеченного в переработку сырья. Использование мазута в деструктивных процессах наряду с дополнительным количеством топлива позволяет извлекать ряд ценных видов продукции, особенно широкую масляную фракцию, что в еще большей степени увеличивает стоимостную оценку исходного сырья [5].

Специфика углеводородного сырья Казахстана, большая часть которого представлена высоковязкими и высокопарафинистыми нефтями с повышенным содержанием серы, в частности меркаптановой, диктует необходимость постоянно исследовать состав и свойства этого ценного полезного ископаемого. Реологические и физико-химические свойства нефти определяют способы ее перекачки и транспортировки, а в дальнейшем и варианты ее переработки [6].

Задачей нашего исследования являлось изучение свойств нефтей месторождения Жанажол с целью получить вариант их переработки.

В лабораторных условиях были изучены физико-химические свойства этих нефтей, проведена атмосферная и вакуумная перегонка, затем изучены характеристики отдельных фракций (табл. 1.1).

Таблица 1.1 - Физико-химическая характеристика нефтей месторождения Жанажол

Параметр	Месторождение
	Жанажол
Нефтегазоносный горизонт	Средний карбон
№ скважины	16
Интервал перфорации	2843–2850
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	829,4
М	213
Вязкость, мм <sup>2</sup> /с V <sub>20</sub> V <sub>50</sub>	7,90
	3,36
Температура, °С: вспышки в закрытом тигле застывания	38
	–14
Давление насыщенных паров, мм рт. ст.	34,8
Парафин содержание, % температура плавления, °С	4,34
	50
Содержание, %: серы азота ванадия асфальтенов смолянистых смолянистых	0,58
	–
	5·10 <sup>-5</sup>
	0,74
	26
	10,84
Коксуемость, %	2,2
Зольность, %	0,107
Кислотное число мг КОН на 1 г нефти	0,021
Выход фракций, %: до 200 °С 300 °С до 350 °С	29,89
	45,80
	52,83

Как показывают результаты исследования, нефть месторождения Жанажол (интервал перфорации 2843–2850) легкая, сернистая (содержание серы в нефти 0,58 %), парафиновая (содержит 4,34 % парафина), отличается высоким содержанием светлых фракций (до 350 °С выкипает 52,83 %). Нефть имеет достаточно высокое потенциальное содержание базовых масел. Выход масляных фракций на нефть составляет 28,3 %, на мазут – 60 %.

Полученные данные позволили составить технологическую классификацию для каждой из исследованных нефтей (табл. 1.2).

Таблица 1.2 - Технологическая классификация нефтей месторождения Жанажол

Месторождение	Содержание серы, %				выход фракций до 350° С, %	Потенциальное содержание базовых масел, %		Индекс вязкости базовых масел	Парафин		Классификация				
	в нефти	в бензине н.к. -200 С	в реактивном топливе	в дизельном топливе 240-350° С		на нефть	на мазут выше 350° С		Содержание в %	$t_{пл.}$ С	класс	тип	группа	подгруппа	вид
Жанажол	0,58	0,48	0,37	0,53	52,83	28,30	60	76-99	4,34	50	11	T <sub>1</sub>	M <sub>1</sub>	I <sub>2</sub>	П <sub>2</sub>



## **2 Техника и технология газлифтного способа эксплуатации скважин**

### **2.1 Техническое обоснование перевода скважин на непрерывную газлифтную эксплуатацию**

Конструкция скважин намеченных на эксплуатацию газлифтным способом, должны удовлетворять требованиям, предъявленным к конструкции газовых скважин.

Техническим проектом на строительство скважины должен предусматриваться подъем тампонажного раствора:

а) за кондуктором – до устья скважин:

- за промежуточными колоннами ;
- за эксплуатационными колоннами;

б) для газовых скважин и нагнетательных скважин – до устья.

Сопоставляя данные конструкции скважин намеченных на непрерывную газлифтную эксплуатацию (рисунок 1.1), этим требованиям соответствуют следующие выбранные скважины: 131, 322, 327, 328, 415, 2077.

1. Успешное решение технологических задач зависит от правильного использования зависимостей, учитывающее особенности реального газожидкостного потока.

В теоретическом представлении газожидкостного потока используют две основные модели течения: гомогенную и модель со скольжением (относительной скоростью) фаз, в связи, с чем все существующие на сегодня, как у нас, так и за рубежом и представляющие практический интерес методы можно классифицировать по особенностям модели, положенной на их основу:

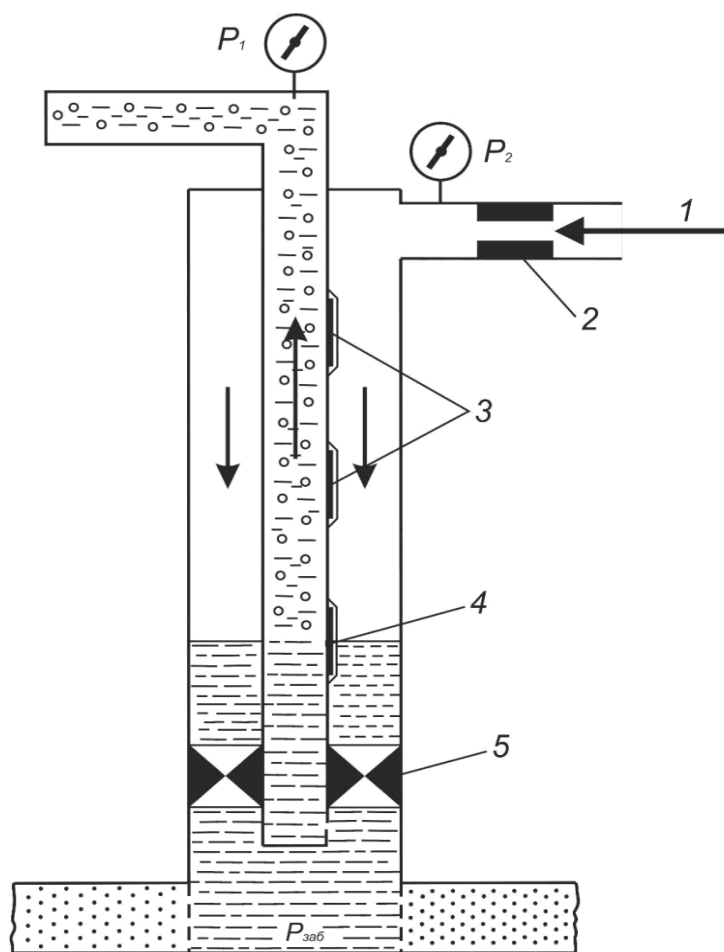


Рисунок 1.1 Схема скважины, оборудованной газлифтной установкой непрерывного действия

1 – закачиваемый газ, 2 – штуцер, 3 – пусковые газлифтные клапаны, 4 – рабочий газлифтный клапан, 5 – пакер.

Методы, основанные на гомогенной модели течения. Особенность модели - термодинамическое равновесие и равенство линейных скоростей фаз. К данной категории относятся следующие расчетные методы:

-Метод Поэтмана – Карпендера – для газожидкостных потоков в вертикальных трубах круглого сечения;

-Метод Баксендела – для газожидкостных потоков в вертикальных кольцевых каналах;

-Методы, основанные на модели течения со скольжением. Общая особенность – конкретизация структурных форм потока на основе параметров, определяющих область их существования, определение необратимых потерь давления, обусловленных трением, скольжением, с учетом влияния на их

относительные скорости. К данным методам используемым в промышленной практике относятся:

- Метод А.П. Крылова и Г.С. Лутошкина;
- Метод Ж. Оркишевского;
- Метод ВНИИгаза. [6]

В зависимости от основных эксплуатационных характеристик: дебита жидкости  $Q_{ж}$ , удельного расхода газа  $R_{г}$ , вязкости жидкости  $\mu_{ж}$ , диаметра канала определим методику расчета наиболее приемлемую для условий месторождения Жанажол:

Сопоставим с эксплуатационными характеристиками месторождения Жанажол:

Газосодержание нефти – 235,3 – 382,3 м<sup>3</sup>/т

Вязкость нефти – 0,28 – 0,53 сП.

Вязкость воды – 0,55 – 0,60 сП.

Внутренний диаметр НКТ – 0,059 м.

Наиболее приемлемым для расчета – метод Ф. Поэтмана – П. Карпендера. Необходимое программное обеспечение облегчит выполнение инженерных расчетов.

2. Область применения непрерывного газлифта – высокодебитные скважины, с высоким газовым фактором и забойным давлением ниже давления насыщения. В соответствии с этим положением можно провести границу между среднедебитными и высокодебитными скважинами, для определения минимального дебита для скважин переводимых на непрерывный газлифт [7]

$$Q = 4 \cdot 10^4 / H, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (1.1)$$

где  $Q$  – дебит скважины, м<sup>3</sup>/сут;

$H$  – высота подъема жидкости, при условии если динамический уровень на глубине скважины, м.

Для КТ-1:  $H=2800$ м, КТ-II:  $H=3840$ м.

Для КТ-1:  $Q=4 \cdot 10^4 / 2800 = 14,3$  м<sup>3</sup>/сут;

Для КТ-II:  $Q=4 \cdot 10^4 / 3840 = 10,4$  м<sup>3</sup>/сут.

Следовательно, дебит по жидкости скважин переводимых на непрерывный газлифт должен быть не менее 10,4 – 14,3 м<sup>3</sup>/сут (соответственно для КТ-1 и КТ-II), что подтверждается эксплуатационными условиями методов расчета газожидкостного потока скважин переводимых на газлифт (по методу Поэтмана – Карпендера  $Q_{ж}=9,5 – 238,5$  м<sup>3</sup>/сут).

Текущий дебит по скважинам 131, 322, 327, 328 составляет 1 – 2 м<sup>3</sup>/сут, без дополнительных геолого-технических мероприятий по увеличению нефтеотдачи по этим скважинам не рекомендуем переводить на непрерывный газлифт.

3. Для перевода на непрерывную газлифтную эксплуатацию скважин необходимо добиться притока жидкости не менее 40 м<sup>3</sup>/сут. [8] Этим критериям соответствуют скв № 415, 2077. Учитывая особенности расчета и построения возможных режимов работы переводимых скважин, определим по выбранным скважинам возможность непрерывной газлифтной эксплуатации.

Определяем забойное давление, при котором обеспечивается приток требуемого количества жидкости к скважинам ( $Q = 40 \text{ м}^3/\text{сут}$ ):

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}} - Q_{\text{ж.ст}} / k, \text{ МПа.} \quad (1.2)$$

$$\text{Скв.415: } P_{\text{заб}} = 25,6 - 40/69,75 = 25,03 \text{ МПа.}$$

$$\text{Скв.2077: } P_{\text{заб}} = 25,3 - 40/2,4 = 8,63 \text{ МПа.}$$

При расчетном давлении нагнетаемого газа при переводе на газлифт  $P_{\text{гу}} = 11,1 \text{ МПа}$ .

Для перевода на непрерывную газлифтную эксплуатацию при расчетных коэффициентах продуктивности скважин значение забойного давления должно быть не менее давления нагнетаемого газа приведенного к забою скважин (барометрическая формула) для обеспечения притока в объеме 40 м<sup>3</sup>/сут. При переводе на непрерывный газлифт скв № 2077 расчетное забойное давление должно составить 8,63 МПа, что гораздо меньше  $P_{\text{гу}} = 11,1 \text{ МПа}$ . Учитывая, что скв № 2077 подходит по остальным критериям для перевода на непрерывный газлифт и то, что значение коэффициента продуктивности получено расчетным путем, а не в результате промысловых исследований, предлагаем провести по этой скважине дополнительные промысловые исследования по определению коэффициента продуктивности.

Дальнейшие расчеты продолжим по скв № 415 для определения компоновки подземного оборудования скважин переводимых на непрерывный газлифт. Учитывая, что текущий дебит по скважине 415 составляет 55,52 м<sup>3</sup>/сут и высокое забойное давление  $P_{\text{заб}} = 24,8 \text{ МПа}$  в дальнейших расчетах зададимся ожидаемым дебитом 200 м<sup>3</sup>/сут (для данной скважины).

5. В реальных промысловых условиях невозможно произвести точный замер газового фактора по каждой скважине, т.к. диапазон измерения сепарационных установок АГЗУ установленных на месторождении Жанажол не соответствует фактическому пределу измерения газосодержания. В дальнейших расчетах воспользуемся проектным газовым фактором для каждого объекта разработки. Поэтому после перевода скважин на непрерывный газлифт, необходимо испытывать скважины на нескольких режимах изменяя расход подаваемого газа метод АзНИИ ДН с целью уточнения оптимального удельного расхода газа.

## 2.2 Оборудование, применяемое при непрерывном компрессорном газлифте (НКГ) на месторождении Жанажол

При газлифтном способе эксплуатации газ, нагнетаемый с поверхности или поступающий из пласта, вводится в поток продукции скважин. В этом случае плотность газожидкостной смеси уменьшается, давление становится достаточным для обеспечения заданного отбора продукции и транспорта её до сборного пункта.

Согласно организационно-технических мероприятий на 2001 год на месторождении Жанажол перевести на непрерывный компрессорный газлифт 25 скважин. Технологическая схема газлифтной установки месторождения Жанажол приведена на рисунке 2.3. Ниже в таблицах 2.1,2.2 приведены требования к качеству газа подготовленного для газлифтной эксплуатации.

Часть газа после установки подготовки (УПГ) давлением 3,4 МПа и температурой 311 К поступает на сепаратор С-1301, затем на газомоторный компрессор ГК-1301/1-2 и выходит с давлением 11.5 МПа. После каждой ступени компрессирования газ последовательно проходит в маслоотделители, воздушные холодильники, где охлаждается после первой ступени до 318 К после второй ступени 343 К, а затем поступает на газлифт.

Для сбора масла, углеводородного конденсата, воды из маслоотделителей и сепараторов предусматриваются продувочные емкости Е-1305/1-2, Е-1306/1-2. Снабжение газомоторных компрессоров пусковым воздухом осуществляется от компрессора пускового воздуха.

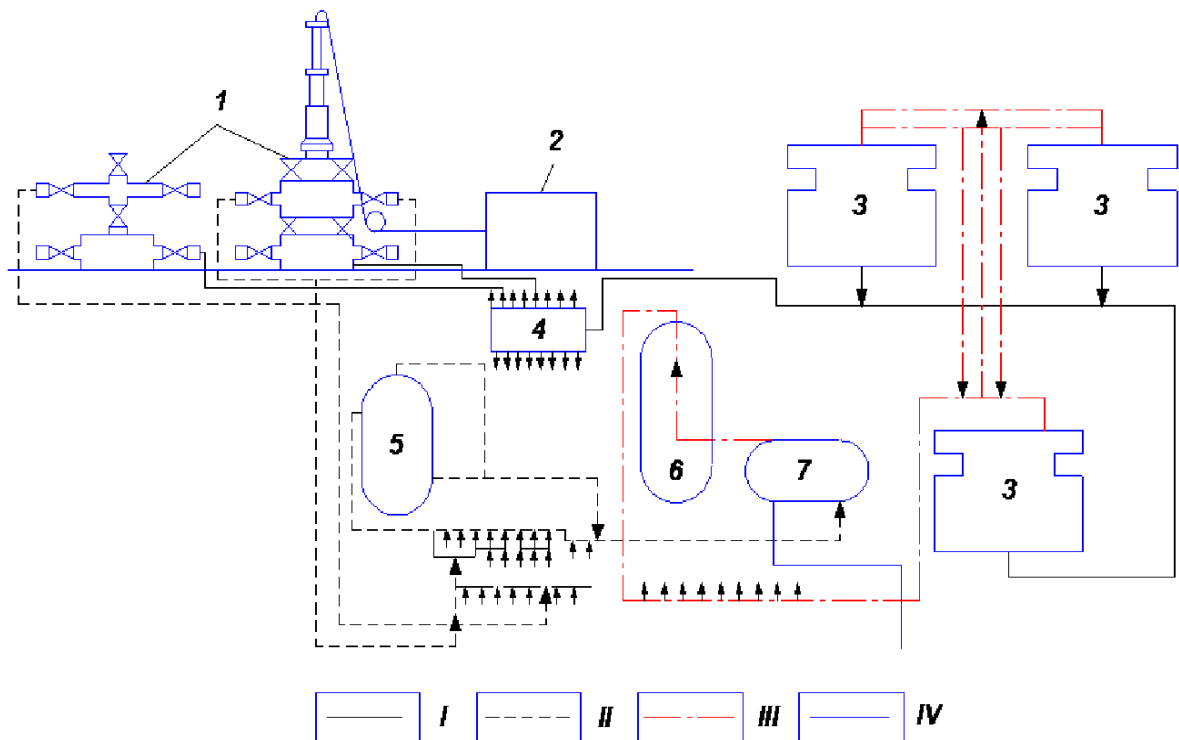


Рисунок 1.2 – Технологическая схема газлифтной установки на месторождении Жанажол

I - газ высокого давления; II - газ низкого давления; III - продукция скважин до сепарации; IV - нефть; 1 — скважины; 2 — приводной агрегат; 3 – компрессорные станции; 4 - газораспределительная батарея; 5 — замерный сепаратор; 6 -абсорбер; 7 -групповой сепаратор

После газлифтной компрессорной станции на ЦПС газ по газопроводам поступает на БГРА. Распределение газа по газлифтным скважинам и осуществление функций контроля, и управление расходом газа осуществляется в блочной установке для газлифтной эксплуатации. БГРА-2 с локальной системой регулирования состоит из технологического и аппаратного блока. Блоки размещаются на площадках замерных установок. После БГРА газ по газопроводам распределяется по скважинам, переводимым на газлифт.

Таблица 2.3

Требования к продукции (газ) установки УПГ по ГОСТу 5140-83

Компонент	Азот	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	Нбутан	Изопентан	Нпентан	Гексан	Плотность, кг/м <sup>3</sup>
Проектные данные	1,34	83,9	9,61	4,16	0,36	0,49	0,06	0,07	0,01	0,856
Фактическое	2,45	82,7	8,12	4,76	0,65	0,95	0,24	0,14	Слаб	0,712

Таблица 2.4

Требования к подготовленному газу по ГОСТу-5542-87 (газы природные)

Массовая концентрация	ГОСТ-5542-87	Очищенный газ
Сероводород	0,02 г/м <sup>3</sup>	0,015 г/м <sup>3</sup>
Меркаптановая сера	0,036 г/м <sup>3</sup>	0,032 г/м <sup>3</sup>
Кислород	1%	-
Механические примеси	0,001г/м <sup>3</sup>	-
Конденсат	Не допускается	-

Техническая характеристика БГРА-2

- рабочее давление газа 160 кг/см<sup>2</sup>
- степень подготовки газа – попутный, очищенный
- температура газа 278-253 К

- общий расход газа через установку 24-640 тыс. м<sup>3</sup>/сут
- пропускная способность на скважинной линии 2830 м<sup>3</sup>/час
- число скважинных линий полного блока – 8шт.

### 2.3 Схема оборудования газлифтных скважин при непрерывном компрессорном газлифте (НКГ) на месторождении Жанажол

В соответствии с «Комплексным обустройством III очереди месторождения Жанажол» институтом «Гипровостокнефть» предусмотрено оборудование газлифтных скважин оборудованием «Особого Конструкторского Бюро по проектированию газодобывающих машин и оборудования» - ОКБ «Нефтемаш» г. Баку.

1. При непрерывном газлифтном способе эксплуатации нефтяных скважин применяются газлифтные установки типа L, которые:

- обеспечивают автоматический пуск и освоение скважины, а также стабильную её работу в заданном технологическом режиме при требуемой депрессии на пласт;
- позволяет исключить необходимость применения полутора-двухрядных газлифтных подъемников, т.е. дают возможность использовать однорядный подъемник;
- осуществляет переход от фонтанного способа эксплуатации на газлифтный, без замены основного скважинного оборудования и без дополнительных спуско - подъемных операций;
- позволяет заменить вышедшие из строя съемные элементы газлифтных установок при помощи канатной техники и без подъема колонны насосно-компрессорных труб.

Технические характеристики и параметры оборудования приведены в таблицах 2.5 – 2.12 в соответствии с технической документацией.

Таблица 2.5

Оборудование скважинное периодического газлифта

№№ п/п	Параметры	ЛНП-73Б-136-35К2
1	Условный диаметр НКТ по ГОСТ 633-80 мм	73
2	Рабочее давление P <sub>p</sub> , МПа	21
3	Условный диаметр эксплуатационной колонны труб по ГОСТ-632-80, в которой работает оборудование	168
4	Условный диаметр газлифтного клапана, мм	25
5	Глубина спуска, м	3000

6	Скважинная среда		Нефть, конденсат, природный и попутный газ, пластовая вода с содержанием мех.примесей до 1 г/л H <sub>2</sub> S и CO <sub>2</sub> до 6% каждого компонента
7	Угол отклонения ствола скважины от вертикали, рад		0,96
8	Температура скважиной среды, не более, К		403
9	Габаритные Размеры, мм	Диаметр	136
		Длина без НТК	17100
10	Масса кг	В собранном виде	440
		Полного комплекта	505
11	Тип паркера по ТУ 26-16-10-76, 1 шт		2ПД-ЯГ-136-70-К2
12	Клапан приемный 1 шт		КПП 1 – 40К2
13	Ниппель по 1 шт каждый		ДНП 001.2ЛН.001
14	Разъединитель колонны 1 шт		4РК-73/136-35К2
15	Камера скважинная 1 шт		КТ-73Б/60-35К2
16	Клапан газлифтный пилотный 1 шт		ГПТ-25-35К2
17	Клапан газлифтный по ТУ 26-16-50-77 в сборе с седлами проходного отверстия 6,5 мм 4 шт		5Г-25-35-К2

Основные элементы скважинного газлифтного оборудования: насосно-компрессорные трубы, газлифтные клапаны, скважинные камеры, разъединитель колонны, циркуляционный клапан, пакер и приемный клапан. В качестве насосно-компрессорных труб (НКТ) будут использованы трубы применяемые на месторождении Жанажол диаметром 73 x 7,01мм (материал С-75-2).

2. Современные газлифтные установки, как правило, снабжены пакерами для изоляции затрубного пространства скважины от трубного, разобщения зон затрубного пространства, предотвращения пульсирующей работы скважины, более полного использования энергии расширения газа, поступающего из пласта, а также предотвращения воздействия на забой давления нагнетаемого газа. Использовать при переводе на газлифт пакера применяемые на месторождении Жанажол.



Таблица 2.6  
Пакер У 435-135 (КНР)

№№ п/п	Параметры	У 435-135	
1	Способ посадки	Гидравлический	
2	Рабочее давление (Мах перепад давлений) Рр, МПа	35	
3	Максимальный наружный диаметра, мм	135	
4	Диаметр проходного отверстия, мм	82,5	
5	Условный диаметр эксплуатационной колонны труб по ГОСТ-633-80, разобщаемый пакером	168	
6	Температура скважинной среды, не более К	393	
7	Габаритные размеры, мм	Диаметр	135
		Длина	610
8	Мах. Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, гарантирующий герметичность разобщения, мм	146	

Установка пакера У 435-135 производится при помощи двойного пакерирующего инструмента К У У 435-135: после установки инструмента записывается вес колонны, при необходимости производят прямую промывку, опускают стальной шарик диаметром 38,1мм в НКТ после посадки шарика в седло постепенно увеличивают давление до 10,15,18 МПа с выдержкой во времени 5 мин. (наблюдая за изменением веса колонны – снижение веса указывает на пакеровку). Увеличением давления до 25 МПа для того, чтобы освободить пакерирующий инструмент, при освобождении появится сообщение трубного и затрубного пространства и давление снизится до нуля. Пакер У 435-135 (КНР) позволяет производить капитальный ремонт без срыва и разбуривания пакера.

3. В скважинных камерах газлифтных установок в процессе эксплуатации скважины фонтанным, затем газлифтным способами устанавливаются глухие пробки, ингибиторные, циркуляционные и газлифтные клапаны. Скважинная камера с эксцентричным расположением кармана для клапанов являются наиболее совершенными и распространенными. Они сохраняют проходное сечение в месте установки клапана равным проходному сечению колонны подъемных труб. Это позволяет проводить все скважинные работы (исследование, промывку призабойной зоны, смену съемных элементов скважинного оборудования) без извлечения колонны подъемных труб. Учитывая, что в скважинных камерах будут установлены газлифтные клапана, которые выполняют основную работу в процессе эксплуатации скважин, а предлагаемое оборудование институтом «Гипрвостокнефть» морально устарело, а также, то что на участке поверки и тарировки газлифтных клапанов будет использовано оборудование производства КНР (универсальный стенд

СИУ-40, стенд настройки и регулировки газлифтных клапанов ТСТ-1, испытательная камера КД-600) на скважинах переводимых на газлифт будет установлено более современное оборудование производства КНР для контроля за давлением в затрубном пространстве и давлением в подъемных трубах. По характеру подъема и спуска газлифтные клапана разделены на съемные ZBT-1 и стационарные ZBG-350:

1. Скважинные камеры с эксцентричным расположением кармана РТ-2 и съемные газлифтные клапана 2 ZBT-1.

2. стационарные скважинные камеры РТ-1 и стационарные газлифтные клапана ZBT-350.

Таблица 2.7

Камера скважинная с эксцентричным расположением кармана РТ-2.

№№ п/п	Параметры	РТ-2
1	Диаметр проходного отверстия, мм	59
2	Максимальное рабочее давление $P_p$ , МПа	35
3	Присоединенная резьба по ЕИ, дюйм	2,7/8"
4	Длина, мм	2080
5	Максимальный наружный диаметр, мм	114
6	Растяжение на прочность, тН	60
7	Условный диаметр эксплуатационной колонны труб по ГОСТ-633-80, мм	140,146
8	Температура скважинной среды, не более К (С)	423 (150)
9	Масса, кг	58

Таблица 2.8

Стационарная скважинная камера РТ-1

№№ п/п	Параметры	РТ-1
1	Диаметр проходного отверстия, мм	62
2	Максимальное рабочее давление $P_p$ , Мпа	35
3	Присоединенная резьба по ЕИ, дюйм	2,7/8"
4	Длина, мм	820
5	Максимальный наружный диаметр, мм	114
6	Растяжение на прочность, тН	60
7	Условный диаметр эксплуатационной колонны труб по ГОСТ-633-80, мм	140,146
8	Температура скважинной среды, не более К (С)	423 (150)
9	Масса, кг	13

Таблица 2.9

№№ п/п	Параметры	РТ-1
1	Условный диаметр газлифтного клапана, мм (дюйм)	25,4 (1")
2	Рабочее давление клапан $P_p$ , МПа	35
3	Максимальное давление зарядки сильфона, $P_z$ , МПа	15
4	Эффективная площадь сильфона, $см^2$	2,0
5	Диаметр проходных отверстий, мм	1/8, 3/16, 1/4
6	Максимальный наружный диаметр, мм	34,5
7	Температура скважинной среды, не более К (С)	373 (100)
8	Общая длина, мм	490
9	Масса, кг	1,25

Газлифтные клапаны – устройства для автоматического установления или прекращения сообщения между внутренней полостью колонны подъемных труб и затрубным пространством, занятым нагнетаемым в скважину газом (рисунок 1.3)

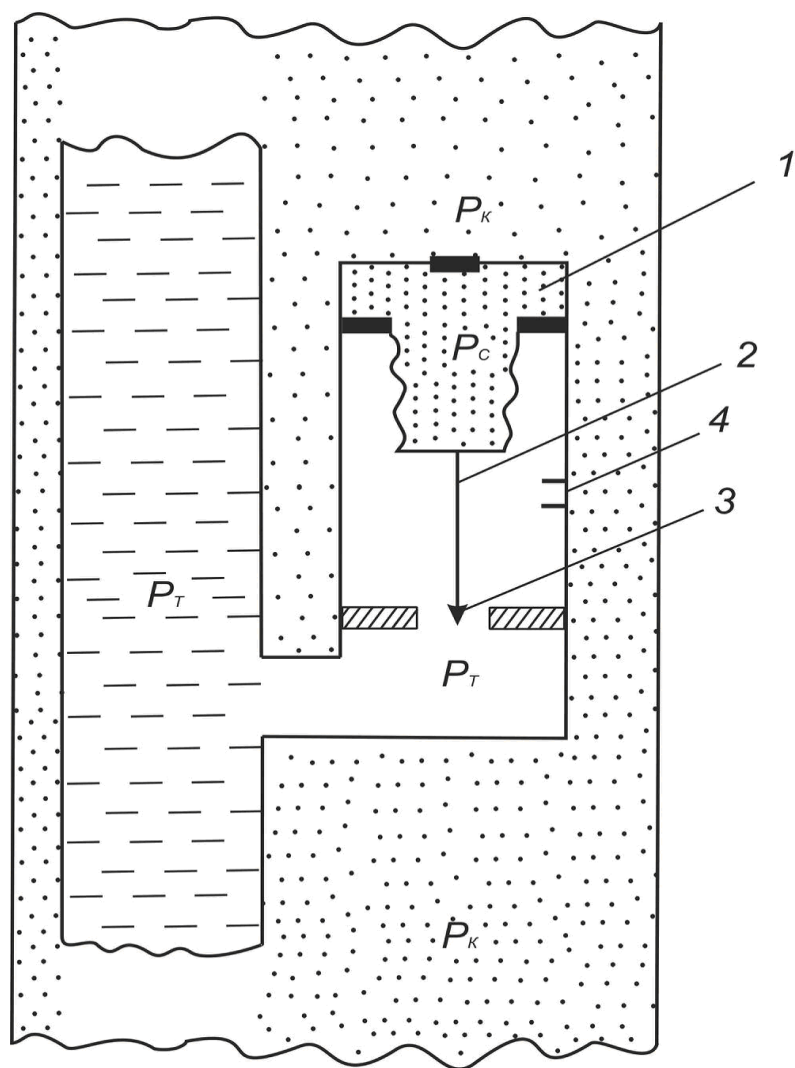


Рисунок 1.3 Принципиальная схема газлифтного клапана

$P_T$  – давление в НКТ,  $P_K$  – давление в межтрубном пространстве,  $P_C$  – давление газа в сильфоне, 1 – сильфонная камера, 2 – шток, 3 – камера, 4 – штуцерное отверстие

Таблица 2.10

Стационарный газлифтный клапан ZBT-350

№№ п/п	Параметры	ZBT-350
1	Условный диаметр газлифтного клапана, мм (дюйм)	25,4 (1")
2	Рабочее давление клапан $P_p$ , МПа	42
3	Максимальное давление зарядки сильфона, $P_z$ , МПа	15
4	Эффективная площадь сильфона, $см^2$	2,0
5	Диаметр проходных отверстий, мм	1/8, 3/16, 1/4
6	Глубина спуска, м	3500

7	Температура скважинной среды, не более К (С)	393 (120)
8	Общая длина, мм	425
9	Масса, кг	1,1

5. Циркуляционный клапан типа КЦВГ предназначен для сообщения внутренней полости насосно-компрессорных труб с затрубным пространством при глушении нефтяных скважин:

Таблица 2.11

№ п/п	Параметры	КЦВГ-25-35К2	
1	Условный диаметр , мм	73	
2	Рабочее давление Pp, МПа	35	
3	Наружный диаметр ловильной головки, мм	22	
4	Диаметр проходного отверстия, не более, мм	9,5	
5	Скважинная среда	Нефть, газ, пластовая вода с содержанием механических примесей до 1 г/л, газконденсат с концентрацией по объему CO <sub>2</sub> и H <sub>2</sub> S до 6%	
6	Давление среза одного винта МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	М 2,5	7,17 (73,16)
		М 3	10,7 (109,3)
7	Количество срезных винтов, шт.	М 2,5	4
		М 3	4
8	Габаритные размеры, мм	Диаметр	29
		Длина	485
9	Температура скважинной среды, не более К	373	
10	Масса в собранном виде, кг	1,3	

6. Циркуляционные клапаны изготавливаются из базовых деталей газлифтного клапана, устанавливаются в скважинной камере таким же образом, как и газлифтный клапан и теми же инструментами. Поэтому в состав компоновки подземного оборудования включим скважинные камеры типа КТ:

Таблица 2.12

Камера скважинная КТ1 – 135/60 – 35К2

№№ п/п	Параметры	КТ1-135/60-35К2

1	Диаметр проходного отверстия, мм	59	
2	Максимальное рабочее давление Pp, МПа	35	
3	Присоединенная резьба по ГОСТ 633-80, мм	73	
4	Максимальная глубина спуска, м	3500	
5	Скважинная среда	Нефть, содержащий свободный и растворенный газ с концентрацией H <sub>2</sub> S и CO <sub>2</sub> до 6% каждого компонента, конденсационная вода с содержанием механических примесей до 0,5 г/л растворенными ингибиторами и гидратами.	
6	Условный диаметр эксплуатационной колонны труб по ГОСТ-633-80, мм	140,146	
7	Температура скважинной среды, не более К	423	
8	Габаритные размеры, мм	Длина	1850
		Ширина	97
		Высота	114
9	Масса, кг	В собранном виде	39,2
		Полного комплекта	52,0

#### 2.4 Определение схемы компоновки подземного оборудования газлифтных скважин

Учитывая критерии подбора и геолого-техническое обоснование переводимых скважин на непрерывный газлифт, из 16 намеченных скважин для перевода на газлифт удовлетворяют предъявленным требованиям 2 скважины : 415, 2077.

Расчет геотермического градиента и глубины нейтрального слоя

Температура на поверхности Земли, главным образом зависит от освещенности ее участков Солнцем, изменяется в значительных пределах. Однако, колебания температуры поверхности Земли воспринимаются на расстоянии нескольких десятков метров от земной коры.

Границей разделения влияния внешнего (излучение Солнца) и внутреннего тепловых полей Земли является слой с постоянной положительной (отрицательной) температурой (нейтральный слой). Ниже слоя с постоянной положительной температурой условия залегания пород и их состояние обусловлены положительной температурой. Мощность слоя постоянной суточной температуры не превышает 1 - 2 м. Для города Актобе значение составляет 1,8 м.

Слой постоянной годовой температуры, так называемый нейтральным слоем, на территории СНГ залегает на глубине от 10 до 40 м. Для европейской части принимается равной 25 м. Для города Актобе глубина нейтрального слоя составляет 30 м.

Температура в земной коре ниже слоя с постоянной температурой закономерно возрастает с глубиной. Для характеристики изменения температуры с глубиной пользуются геотермическим градиентом - приростом температуры в  $^{\circ}\text{C}$  на каждые 100 метров углубления от зоны постоянных температур.

Под влиянием пластового давления в нефти может раствориться значительное количество газа. С учетом влияния температуры свойства пластовой нефти могут существенно отличаться от ее свойств на поверхности после дегазации при атмосферных условиях. В различных частях одного и того же пласта нефти могут иметь неодинаковые свойства.

На основании ГИС (геофизических исследований скважин) произведем расчет геотермического градиента для выбранных скважин, при недостатке данных по термометрии воспользуемся для расчетов проектным геотермическим градиентом равным  $2,4^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$  и проектной температурой на забое скважины.

По данным ГИС (термометрии) произведем расчет геотермического градиента для каждой скважины:

- на основании данных составим таблицы и диаграммы зависимости глубины ствола скважины от температуры  $H = f(T)$ .

- полученные значения экстраполируем в прямолинейную зависимость. Началом прямой является глубина окончания слоя с постоянными годовыми температурами (нейтральный слой). Для всех выбранных скважин величина значения  $H$  (глубины) является суммарное значение слоя постоянных суточных температур 1,8 м и нейтрального слоя 30 м и равняется 31,8 м.

Для нейтрального слоя среднегодовая температура грунта равняется  $8,5^{\circ}\text{C}$ . Следовательно, координаты точки начало прямой для выбранной скважины равны  $H=31,8\text{ м}$ ;  $T=8,5^{\circ}\text{C}$ .

- на полученной прямой определяем пластовую температуру, приведенную к середине интервала перфорации скважины.

Полученные исходные данные заносим в таблицу 2.13:

Определяем средний геотермический градиент для каждой скважины по формуле:

$$\omega = (T_{пл} - T_{нс}) / (L_c - L_{нс}) \quad (1.3)$$

где  $T_{пл}$  - пластовая температура,

$T_{нс}$  - температура нейтрального слоя, для г.Актобе  $T_{нс} - 8,5 \text{ } ^\circ\text{C} = 281,6 \text{ K}$ ,

$L_c$  - глубина скважины .

Для определения геотермического градиента  $L_c$  примем равным глубине середины интервала перфорации.

$L_{нс}$  - глубина нейтрального слоя,  $L_{нс} = 31,8 \text{ м}$ .

Скв.415:  $\omega = 0,024 \text{ K/м}$  (проектные данные).

Таблица 2.13

Данные скв. №415

№ п/п	Параметры № скв.	Температура грунта нейтрального слоя на глубине 31,8 м $^{\circ}\text{C}$ ( K )	Середина интервала перфорации м	Пластовая Температура $^{\circ}\text{C}$ ( K )	Средний геотермический градиент $\text{Wp C/м}$
1	415	8,5 (281,6)	2854	60 (333,1)	2,4

Определяем средний геотермический градиент для каждой скважины по формуле:

$$\omega = (T_{пл} - T_{нс}) / (L_c - L_{нс}) \quad (1.4)$$

где  $T_{пл}$  - пластовая температура,

$T_{нс}$  - температура нейтрального слоя, для г.Актобе  $T_{нс} - 8,5 \text{ } ^\circ\text{C} = 281,6 \text{ K}$ ,

$L_c$  - глубина скважины .

Для определения геотермического градиента  $L_c$  примем равным глубине середины интервала перфорации.

$L_{нс}$  - глубина нейтрального слоя,  $L_{нс} = 31,8 \text{ м}$ .

Скв.415:  $\omega = 0,024 \text{ K/м}$  (проектные данные).

## 2.5 Расчет газлифтной установки

Расчет газлифтной установки состоит из 2 этапов : выбор оптимального режима и расчет системы пуска. Но сначала необходимо установить исходные данные для проведения расчета газлифтной установки.



Таблица 2.14  
Исходные данные

Факт данные/ №скв	<b>415</b>
Объект разработки	Б
Дебит по жидкости Q ,т/сут	44
Плотность дегазированной нефти $P_{н.д.}$ , кг/м <sup>3</sup>	792,5
Обводнённость, доли ед. $\beta_B$	отс.
Плотность добываемой жидкости $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	792,5
Дебит по жидкости Q <sub>ж</sub> ,(м <sup>3</sup> /сут)	55,52
$P_{пл}$ -пластовое давление, МПа	25,6(19.11.98)
$P_{заб}$ -забойное давление, МПа	24,8(22.10.99)
К-коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут	68,75
$dP = P_{пл} - P_{заб}$ -депрессия ,МПа	0,8
$P_y$ -давление на устье скв,МПа	2,4

$T_{пл}$ -пластовая температура, гр К	333,1
Геотермический градиент W,К/м	0,024
$L_c$ -глубина скважины, м (искусственный забой)	2920
$D_{экс}$ -диаметр эксплуатационной колонны, м	0,148
$D_T$ -диаметр подъёмных труб, м	0,059
$M_{н.д.}$ -вязкость дегазированной нефти мПа с	1,845
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т (производственный)	150
$\Gamma$ - газовый фактор пластовой нефти (проект), м <sup>3</sup> /т	294,8
$\Gamma$ -газовый фактор(проект), м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	233,6
$P_{нас}$ -давление насыщения нефти	25,05
$V_{гв}$ -удельный объём выделившегося газа приведённый к н.у.,м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	223,9
$P_n$ -плотность пластовой нефти кг/м <sup>3</sup>	676,8
$M_n$ -вязкость пластовой нефти,мПа с	0,36
$b_n$ -объёмный коэффициент пластовой нефти	1,483

Проектные данные

Давление подаваемого газа $P_{гy}$ , МПа	11,1
Ожидаемое забойное давление $P_{заб}$ , МПа	22,69
Ожидаемая депрессия $dP$ , МПа	2,91
Ожидаемый дебит $Q_{ж.ст}$ м <sup>3</sup> /сут	200
Ожидаемый прирост $Q_{ож}$ , м <sup>3</sup> /сут	144,48

Выбор оптимального режима установки

1. Выбор диаметра колонны подъемных труб.

Диаметр колонны НКТ предусмотрен "Технологической схемой разработки нефтегазоконденсатного месторождения Жанажол" и составляет 73 x 7,01 мм.

Максимальную допустимую глубину спуска подъемной колонны определяют из условия обеспечения необходимого запаса ее прочности при растягивающих нагрузках, возникающих от собственного веса колонны и усилий при посадке и извлечении пакера. Ориентировочно предельную глубину спуска определяют по следующей формуле :

$$H_{\text{доп}} = \sigma_T / k * \rho_T * g, \text{ м} \quad (1.5)$$

где  $\sigma_T$  - предел текучести материала труб при растяжении, Па.

Сталь С-75:  $= 5270 \text{ кг} * \text{с} / \text{см}^2 = 537,2 \text{ МПа}$  (РД39-1-306-79.с63)

$\rho_T$  - плотность материала труб,  $\text{кг} / \text{см}^3$ ,  $\rho_T = 7800 \text{ кг} / \text{см}^3$ .

$k$  - коэффициент запаса прочности, принимают равным 1,5.

Для всех скважин :  $H_{\text{доп}} = 537,2 * 10 / (1,5 * 9,81 * 7800) = 4680,4 \text{ м}$ .

Т.к.  $H_{\text{доп}} > L_{\text{ск}}$ , колонну диаметром  $d_T = 0,059 \text{ м}$ . можно спустить до забоя скважин.

2. Определяют профили давления в подъемной колонне для заданного дебита  $Q_{\text{ж.ст}}$  и при различных удельных расходах нагнетаемого газа, ориентировочно можно принять  $R_{r1} = 0,5 \text{ Г}$ ,  $R_{r2} = \text{Г}$ ,  $R_{r3} = 1,5 \text{ Г}$ ,  $R_{r4} = 2 \text{ Г}$  и т. д. до получения профиля с минимальным градиентом.

Для удобства использования в последующем полученных профилей давления в качестве их параметра принимают общий удельный расход газа :

$$\alpha = R_r - \alpha_{\text{пл}}, \text{ м}^3 / \text{м}^3 \quad (1.6)$$

где  $\alpha_{\text{пл}}$  - удельный расход пластового газа:

$$\alpha_{\text{пл}} = \Gamma * (1 - \beta_v) \quad (1.7)$$

Выбор оптимального режима газлифтной установки на скв. №415

Принимаем следующие удельные расходы газа  $R_r$ : 0; 116,8; 233,6; 350,4;  $\text{м}^3 / \text{м}^3$ . Соответственно общие удельные расходы газа  $\alpha$  при удельном расходе пластового газа  $\alpha_{\text{пл}} = 233,6 * (1 - 0) = 233,6 \text{ м}^3 / \text{м}^3$  будут: 233,6; 350,4; 467,2; 584;  $\text{м}^3 / \text{м}^3$ .

3. Рассчитываем и строим профили давления  $p = f(H)$  для принятых  $\alpha$ , начиная с  $\alpha_{\text{пл}}$  однофазного потока.

Расчет профиля давления в подъемной колонне скв № 415 выполняем по методу Поэтмана - Карпентера

Расчет производим "сверху - вниз". Т.к.  $P_{заб} = 24,8$  МПа  $P_{нас} = 25,05$  МПа, то рассчитываем распределение газожидкостного потока на участке  $P_y - P_{заб}$ .

3.1 Принимаем величину шага изменения давления:

$$\Delta P = 0,1 * P_{нас} \quad (1.8)$$

$$\Delta P = 0,1 * 25,05 = 2,5 \text{ МПа.}$$

определяем общее число шагов  $N = (25,05 - 2,4) / 2,5 = 9,0$ . Соответственно число задаваемых давлений  $n = 10$ , а их значения определяем:

$$P_i = P + \sum_{i=1}^N P_i, \text{ МПа} \quad (1.9)$$

$$P_1 = P_y = 2,4 \text{ МПа.}$$

$$P_2 = P_1 + \Delta P = 4,9 \text{ МПа.}$$

$$P_3 = 7,4 \text{ МПа.}$$

$$P_4 = 9,9 \text{ МПа.}$$

$$P_5 = 12,4 \text{ МПа.}$$

$$P_6 = 14,9 \text{ МПа}$$

$$P_7 = 17,4 \text{ МПа.}$$

$$P_8 = 19,9 \text{ МПа.}$$

$$P_9 = 22,4 \text{ МПа.}$$

$$P_{10} = 24,8 \text{ МПа.}$$

3.2 Рассчитываем температурный градиент потока:

$$\omega_{п} = (0,0034 + 0,79 \cdot \omega) \frac{1}{10^{Q_{жст} / (20 \cdot D_T^{2,67})}}, \quad (2.1)$$

$$\omega_{п} = 0,0134 \text{ К/м.}$$

Определяем температуру на устье скважины:

$$T = T_c - \omega_{п} * H = 333,1 - 0,0134 * 2920 = 293,97 \text{ К.} \quad (2.2)$$

3.4 Средняя температура в стволе скважины:

$$T_{ср} = (293,97 + 333,1) / 2 = 313,54 \text{ К} \quad (2.3)$$

3.5 Вычисляем температуру потока с соответствующим заданным давлением:

$$T_i = T_y + (T_{пл} - T_y) \frac{(P_i - P_y)}{(P_{пл} - P_y)}, \quad (2.4)$$

$$\begin{aligned} T_1 &= T_y = 293,97 \text{ К} \\ T_2 &= 293,97 + ((333,1 - 293,97)(4,9 - 2,4)) / (25,6 - 2,4) = 298,19 \text{ К} \\ T_3 &= 293,97 + ((333,1 - 293,97)(7,4 - 2,4)) / (25,6 - 2,4) = 302,4 \text{ К} \\ T_4 &= 293,97 + ((333,1 - 293,97)(9,9 - 2,4)) / (25,6 - 2,4) = 306,62 \text{ К} \\ T_5 &= 293,97 + ((333,1 - 293,97)(12,4 - 2,4)) / (25,6 - 2,4) = 310,84 \text{ К} \\ T_6 &= 293,97 + ((333,1 - 293,97)(14,9 - 2,4)) / (25,6 - 2,4) = 315,05 \text{ К} \\ T_7 &= 293,97 + ((333,1 - 293,97)(17,4 - 2,4)) / (25,6 - 2,4) = 319,27 \text{ К} \\ T_8 &= 293,97 + ((333,1 - 293,97)(19,9 - 2,4)) / (25,6 - 2,4) = 323,49 \text{ К} \\ T_9 &= 293,97 + ((333,1 - 293,97)(22,4 - 2,4)) / (25,6 - 2,4) = 327,7 \text{ К} \\ T_{10} &= 293,97 + ((333,1 - 293,97)(24,8 - 2,4)) / (25,6 - 2,4) = 331,75 \text{ К} \end{aligned}$$

3.6 Используя данные однократного разгазирования проб пластовой нефти предъявленной в виде графических зависимостей  $V_{гв}=f(P)$ ;  $b_H=f(P)$ , определяем по заданным давлениям удельный объем выделившегося газа, объемный коэффициент нефти и коэффициент сжимаемости газа  $Z$ .

3.7 Вычисляем удельный объем газожидкостной смеси при соответствующих термодинамических условиях устья скважины:

$$T_y = 293,97 \text{ К}, P_y = 2,4 \text{ МПа}, b_H = 1,02, V_{гв} = 220 \text{ м}^3/\text{м}^3, R_{Г1} = 0.$$

$$V_{см} = b_H + V_{гв} * Z * P_o * T / P * T_o + \beta_B / (1 - \beta_B) \quad (2.5)$$

$$\begin{aligned} V_{см1} &= 1,01 + (220 + 0 / (1 - 0) * 0,895 * 0,1 * 293,97) / 2,4 * 273,1 + 0 / (1 - 0) = 9,841 \text{ м}^3/\text{м}^3. \\ T_2 &= 298,19 \text{ К}, P_2 = 4,9 \text{ МПа}, Z_2 = 0,895, b_{H2} = 1,138, V_{гв2} = 164 \text{ м}^3/\text{м}^3, R_{Г2} = 0: \\ V_{см2} &= 1,138 + (164 * 0,895 * 0,1 * 298,19) / (4,9 * 273,1) = 4,409 \text{ м}^3/\text{м}^3. \\ T_3 &= 302,40 \text{ К}, P_3 = 7,4 \text{ МПа}, Z_3 = 0,895, b_{H3} = 1,179, V_{гв3} = 145 \text{ м}^3/\text{м}^3, R_{Г3} = 0: \\ V_{см3} &= 1,179 + (145 * 0,895 * 0,1 * 302,40) / (7,4 * 273,1) = 3,121 \text{ м}^3/\text{м}^3. \\ T_4 &= 306,62 \text{ К}, P_4 = 9,9 \text{ МПа}, Z_4 = 0,875, b_{H4} = 1,225, V_{гв4} = 125 \text{ м}^3/\text{м}^3: \\ V_{см4} &= 1,225 + (125 * 0,875 * 0,1 * 306,62) / (9,9 * 273,1) = 2,465 \text{ м}^3/\text{м}^3. \\ V_{см5} &= 2,067 \text{ м}^3/\text{м}^3 \\ V_{см6} &= 1,855 \text{ м}^3/\text{м}^3 \\ V_{см7} &= 1,706 \text{ м}^3/\text{м}^3 \\ V_{см8} &= 1,590 \text{ м}^3/\text{м}^3 \\ V_{см9} &= 1,503 \text{ м}^3/\text{м}^3 \\ V_{см10} &= 1,489 \text{ м}^3/\text{м}^3 \end{aligned}$$

3.8 Определяем удельную массу смеси при стандартных условиях:

$$M_{см} = \rho_{нд} - \rho_{го} * \Gamma + \rho_{в} * \beta_{в} / (1 - \beta_{в}), \text{ кг/м}^3 \quad (2.6)$$

$$M_{см} = 792,5 + 1,935 * 233,6 = 1244,516 \text{ кг/м}^3$$

где  $\rho_{го}$  - плотность газа при стандартных условиях для пачки Б

$$\rho_{го} = 1,935 \text{ кг/м}^3$$

3.9 Рассчитаем идеальную плотность газожидкостной смеси ( $P_y, T_y$ ):

$$\rho_{см} = M_{см} / V_{см}, \text{ кг/м}^3 \quad (2.7)$$

где  $M_{см}$  - удельная масса смеси, т.е. масса нефти газа и воды отнесенная к единицы объема дегазированной нефти.

$$\begin{aligned} \rho_{см.и1} &= 1244,516 / 9,841 = 126,46 \text{ кг/м}^3, & \rho_{см.и6} &= 1244,516 / 1,855 = 670,90 \text{ кг/м}^3 \\ \rho_{см.и2} &= 1244,516 / 4,409 = 282,27 \text{ кг/м}^3, & \rho_{см.и7} &= 1244,516 / 1,706 = 729,49 \text{ кг/м}^3 \\ \rho_{см.и3} &= 1244,516 / 3,121 = 398,76 \text{ кг/м}^3, & \rho_{см.и8} &= 1244,516 / 1,590 = 782,71 \text{ кг/м}^3 \\ \rho_{см.и4} &= 1244,516 / 2,465 = 504,87 \text{ кг/м}^3, & \rho_{см.и9} &= 1244,516 / 1,503 = 828,02 \text{ кг/м}^3 \\ \rho_{см.и5} &= 1244,516 / 2,067 = 602,09 \text{ кг/м}^3, & \rho_{см.и10} &= 1244,516 / 1,489 = 835,81 \text{ кг/м}^3 \end{aligned}$$

3.10 Рассчитываем корреляционный коэффициент необратимых потерь давления (формула В.И.Щурова) :

$$f = 10^N, \quad (2.8)$$

$$N = 1966 \cdot \left\{ 1 + \lg \left[ 0,99 \cdot 10^{-5} \cdot Q_{жст} \cdot (1 - \beta_{в}) \cdot M_{см} \cdot \frac{1}{D_T} \right] \right\}^{-0,25} - 17,773,$$

$$f = 0,00547818.$$

3.11 Вычисляем полный градиент давления в точках с заданными давлениями, меньшими чем  $P_{нас}$ . Уравнение движения газожидкостной смеси в форме удобной для инженерных расчетов будет:

$$\frac{dP}{dH} = \rho_{см и} \cdot g \cdot 10^{-6} \cdot \cos \alpha + \frac{f \cdot Q_{жст}^2 \cdot (1 - \beta_{в})^2 \cdot M_{см}^2}{(2,3 \cdot 10^{15} \cdot \rho_{см и} \cdot D_T^5)}, \quad \frac{\text{МПа}}{\text{м}} \quad (2.9)$$

$$dp_1/dH=126,46*9,81*10^{-6}+(0,00547818*200^2*1244,516^2)/(2,302*10^{15}*126,46*0,059^5)=2,871*10^{-3} \text{ МПа/м}$$

$$dp_2/dH=3,503 \times 10^{-3} \text{ МПа/м}$$

$$dp_3/dH=4,429 \times 10^{-3} \text{ МПа/м}$$

$$dp_4/dH=5,361 \times 10^{-3} \text{ МПа/м}$$

$$dp_5/dH=6,249 \times 10^{-3} \text{ МПа/м}$$

$$dp_6/dH=6,889 \times 10^{-3} \text{ МПа/м}$$

$$dp_7/dH=7,439 \times 10^{-3} \text{ МПа/м}$$

$$dp_8/dH=7,942 \times 10^{-3} \text{ МПа/м}$$

$$dp_9/dH=8,372 \times 10^{-3} \text{ МПа/м}$$

$$dp_{10}/dH=8,446 \times 10^{-3} \text{ МПа/м}$$

### 3.12 Вычислим dH/dp:

$$dH_1/dp = 348,1 \text{ м}$$

$$dH_2/dp = 285,5 \text{ м}$$

$$dH_3/dp = 225,6 \text{ м}$$

$$dH_4/dp = 186,5 \text{ м}$$

$$dH_5/dp = 160,0 \text{ м}$$

$$dH_6/dp = 145,2 \text{ м}$$

$$dH_7/dp = 134,4 \text{ м}$$

$$dH_8/dp = 125,9 \text{ м}$$

$$dH_9/dp = 119,4 \text{ м}$$

$$dH_{10}/dp = 118,4 \text{ м}$$

3.13 Проводим численное интегрирование по (5.20) зависимости  $dH/dp=f(p)$ , в результате чего получаем распределение давления на участке НКТ, где происходит течение газожидкостного потока:

$$H_i = \sum_{i=1}^N \Delta H_i, \text{ м} \quad (2.10)$$

$$P_1=P_y=2,4 \text{ МПа}, H_1=0$$

$$P_2=4,9 \text{ МПа}, H_2=1(348,1+285,5)/2=316,8 \text{ м}$$

$$P_3=7,4 \text{ МПа}, H_3=1(348,1+225,8)/2+285,5=572,45 \text{ м}$$

$$P_4=9,9 \text{ МПа}, H_4=1(348,1+186,5)/2+285,5+225,8=778,6 \text{ м}$$

$$P_5=12,4 \text{ МПа}, H_5=1(348,1+160)/2+285,5+225,8+186,5=951,85 \text{ м}$$

$$P_6=14,9 \text{ МПа}, H_6=1(348,1+145,2)/2+285,5+225,8+186,5+160=1104,45 \text{ м}$$

$$P_7=17,4 \text{ МПа}, H_7=1(348,1+134,4)/2+285,5+225,8+186,5+160+145,2=1244,25 \text{ м}$$

$$P_8=19,9 \text{ МПа},$$

$$H_8=1(348,1+125,9)/2+285,5+225,8+186,5+160+145,2+134,4=1374,4 \text{ м}$$

$$P_9=22,4 \text{ МПа}, H_9=1479,05 \text{ м}$$

$$P_{10}=24,8 \text{ МПа}, H_{10}=1615,95 \text{ м}$$

Аналогично проведём расчёт для остальных значений  $R_r$  и  $\alpha_{пл}$ , при этом учитывая, что значения  $T, K, V_{см}, \nu_n, Z$  для всех случаев при равных давлениях  $P$ , МПа остаются одинаковыми. Полученные значения сведём в таблицы 2.15 – 2.21:

Таблица 2.15

Результаты расчёта распределения давления по методу Поэтмана-Карпентера по скв.415 при  $\alpha_{пл}=0$   $R_{г}=0$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>

Р МПа	Т, К	V <sub>см</sub> м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	b <sub>н</sub>	Z	M <sub>см</sub> кг/м <sup>3</sup>	P <sub>см</sub> кг/м <sup>3</sup>	f	dP/dH МПа/м	dH/dP м/МПа	H, м
2,4	326,97	9,841	1,01	0,895	1244,516	126,46	0,0054781	2,871	348,1	0
4,9	327,63	4,409	1,138	0,895	-----	262,76	-----	3,503	285,5	316,8
7,4	328,29	3,121	1,179	0,895	-----	398,76	-----	4,429	225,8	572,45
9,9	328,95	2,465	1,225	0,875	-----	504,67	-----	5,361	186,5	778,6
12,4	329,61	2,067	1,265	0,857	-----	602,09	-----	6,249	160	951,85
14,9	330,27	1,855	1,291	0,848	-----	670,9	-----	6,889	145,2	1104,4
17,4	330,93	1,706	1,325	0,846	-----	729,49	-----	7,439	134,4	1244,2
19,9	331,59	1,59	1,363	0,85	-----	782,71	-----	7,942	125,9	1374,4
22,4	332,25	1,503	1,406	0,862	-----	826,02	-----	8,372	119,4	1479,1
24,8	332,89	1,489	1,487	0,881	-----	835,81	-----	8,446	118,4	1615,9

Таблица 2.16

Результаты расчёта распределения давления по методу Поэтмана-Карпентера по скв.415 при  $\alpha_{пл}=233,6$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>  $R_{г2}=0$

Р МПа	V <sub>см</sub> м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	M <sub>см</sub> кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{см}$ кг/м <sup>3</sup>	f	dP/dH МПа/м	dH/dP м/МПа	H, м
2,4	9,841	1244,516	126,46	0,00547818	2,958	338,1	0
4,9	4,409	-----	282,76	-----	3,04	328,9	333,5
7,4	3,121	-----	398,76	-----	3,775	264,9	630,4
9,9	2,465	-----	504,87	-----	4,534	220,6	873,15
12,4	2,067	-----	602,09	-----	5,262	190,0	1078,45
14,9	1,855	-----	670,9	-----	5,789	172,7	1259,8
17,4	1,706	-----	729,49	-----	6,243	160,2	1425,75
19,9	1,590	-----	782,71	-----	6,659	150,2	1581,45
22,4	1,503	-----	828,02	-----	7,015	142,6	1727,85
24,8	1,489	-----	835,81	-----	7,076	141,3	1869,8

Таблица 2.17

Результаты расчёта распределения давления по методу Поэтмана-Карпентера по скв.415 при  $\alpha_{пл}=350,4$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>  $R_{г}=116,8$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>

Р, МПа	V <sub>см</sub> м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	M <sub>см</sub> кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{см}$ кг/м <sup>3</sup>	f	dP/dH МПа/м	dH/dP м/МПа	H, м
2,4	14,53	1470,524	101,206	0,00430156	2,866	348,9	0
4,9	6,738	-----	218,243	-----	2,4	416,7	382,8
7,4	4,685	-----	313,879	-----	2,683	372,7	777,5
9,9	3,624	-----	405,774	-----	3,094	323,2	1125,45

12,4	2,986	-----	492,473	-----	3,538	282,6	1428,35
14,9	2,622	-----	560,841	-----	3,91	255,8	1697,55
17,4	2,37	-----	620,474	-----	4,244	235,6	1943,25
19,9	2,182	-----	673,934	-----	4,55	219,8	2170,95
22,4	2,042	-----	720,139	-----	4,817	207,6	2384,65
24,8	1,993	-----	737,844	-----	4,92	203,3	2590,1

Таблица 2.18

Результаты расчёта распределения давления по методу Поэтмана-Карпентера по скв.415 при  $\alpha_{пл}=467,2 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ;  $R_r=233,6 \text{ м}^3/\text{м}^3$

P , МПа	V <sub>см</sub> м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	M <sub>см</sub> кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{см}$ кг/м <sup>3</sup>	f	dP/dH МПа/м	dH/dP м/МПа	H , м
2,4	19,218	1696,532	88,278	0,00351909	3,124	320,1	0
4,9	9,067	-----	187,111	-----	2,027	493,3	406,7
7,4	6,249	-----	271,489	-----	1,939	515,7	911,2
9,9	4,783	-----	354,7	-----	2,043	489,5	1413,8
12,4	3,905	-----	434,451	-----	2,218	450,9	1884
14,9	3,389	-----	500,6	-----	2,395	417,5	2318,2
17,4	3,034	-----	559,173	-----	2,566	389,7	2721,8
19,9	2,773	-----	611,804	-----	2,728	366,6	3100
22,4	2,582	-----	657,061	-----	2,873	348,1	3457,3
24,8	2,497	-----	679,428	-----	2,945	339,6	3801,15

При значениях ( $\alpha_{пл}=467,2 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ;  $R_r=233,6 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ) при P=24,8 МПа глубина скважины получилась 3801,15 м, что гораздо больше фактической глубины H=Lc=2920м поэтому проведём экстраполяцию полученных кривых на ось P=24,8 МПа и определим кривую распределения профиля давления (при H=2920м , P=24,8 МПа).

Таблица 2.19

Результаты расчёта распределения давления по методу Поэтмана-Карпентера по скв.415 при  $\alpha_{пл}=394,7 \text{ м}^3/\text{м}^3$   $R_r=161,1 \text{ м}^3/\text{м}^3$

P , МПа	V <sub>см</sub> м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	M <sub>см</sub> кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{см}$ кг/м <sup>3</sup>	f	dP/dH МПа/м	dH/dP м/МПа	H , м
2,4	16,308	1556,245	95,428	0,00396985	2,278	335,8	0
4,9	7,622	-----	204,178	-----	2,281	438,4	387,1
7,4	5,278	-----	294,855	-----	2,434	410,8	811,7
9,9	4,064	-----	382,934	-----	2,742	364,7	1199,45
12,4	3,335	-----	466,64	-----	3,098	322,8	1393,2
14,9	2,913	-----	534,241	-----	3,411	293,2	1851,2
17,4	2,622	-----	593,534	-----	3,697	270,5	2133,05
19,9	2,406	-----	646,818	-----	3,962	252,4	2394,5
22,4	2,247	-----	692,588	-----	4,192	238,5	2639,95
24,8	2,184	-----	712,566	-----	4,294	232,9	2875,65



Таблица 2.20

Результаты расчёта распределения давления по методу Поэтмана-Карпентера по скв.415 при  $\alpha_{пл}=584, \text{м}^3/\text{м}^3$ ;  $R_{г}=350,4, \text{м}^3/\text{м}^3$  проведём расчёт параметров до глубины скважины  $H=2920 \text{м}$

Р МПа	$V_{см}$ $\text{м}^3/\text{м}^3$	$M_{см}$ кг/ $\text{м}^3$	$\rho_{см}$ кг/ $\text{м}^3$	f	dP/dH МПа/м	dH/dP м/МПа	H, м
2,4	23,907	1922,54	80,417	0,00296583	3,395	294,6	0
4,9	11,397	-----	168,688	-----	1,752	570,8	432,7
7,4	7,813	-----	246,069	-----	1,335	749,1	1092,65
9,9	5,942	-----	323,551	-----	1,155	865,8	1900,1
14,9	4,824	-----	398,536	-----	1,077	928,5	2797,25

Таблица 2.21

Результаты расчёта распределения давления по методу Поэтмана-Карпентера по скв.415 при значениях  $\alpha_{пл}=573,6 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ,  $R_{г}=340 \text{ м}^3/\text{м}^3$

Р МПа	$V_{см}$ $\text{м}^3/\text{м}^3$	$M_{см}$ кг/ $\text{м}^3$	$\rho_{см}$ , кг/ $\text{м}^3$	f	dP/dH МПа/м	dH/dP м/МПа	H, м
2,4	23,469	1902,42	81,061	0,00300833	3,488	286,7	0
4,9	11,189	-----	170,026	-----	2,05	487,8	387,25
7,4	7,674	-----	247,905	-----	1,754	570,1	916,2
9,9	5,839	-----	325,813	-----	1,714	583,4	1492,95
14,9	4,742	-----	401,185	-----	1,724	580	2074,65
22,4	4,123	-----	461,164	-----	1,815	550,1	2639,7

3.14 Оцениваем погрешность результата расчёта:

$$\delta = (P_{заб.р} - P_{заб.и})100/P_{заб.и} \quad (2.11)$$

$$\delta = (25,3 - 24,8)100/24,8 = 2,02\%$$

4. Определяем забойное давление при котором обеспечивается приток требуемого количества жидкости к скважине:

$$P_{заб} = P_{пл} - Q_{ж.ст/к}; \text{ МПа} \quad (2.12)$$

Забойное давление определяем при максимально допустимой глубине спуска подъёмника. Глубину спуска подъёмника ограничим верхним интервалом перфорации. Размещение рабочего клапана не ниже 50 м от башмака Н КТ. Давление в кольцевом пространстве равняется давлению нагнетания газа с учётом потерь, которые составляют 0,4 МПа.

$$P_{\text{баш}} = 11,5 - 0,4 = 11,1 \text{ МПа} \quad (2.13)$$

$$P_{\text{заб}} = 25,6 - 200 / 68,75 = 22,69 \text{ МПа} \quad (2.14)$$

5. Рассчитываем и строим профиль давления нагнетаемого газа в затрубное пространство скважины, для чего последовательно вычисляем следующие параметры:

Принимаем ориентировочно в качестве среднего давления в затрубном пространстве:

$$P_{\text{ср}} = P_{\text{гв}} = 11,1 \text{ МПа.}$$

Относительную плотность газа по воздуху определяем:

$$\text{Для пачки Б: } \rho_{\text{г}} = 0,86$$

Приведённые параметры газа при:  $P = P_{\text{ср}} = 11,1 \text{ МПа}$  и  $T = T_{\text{ср}} = 313,54 \text{ К}$  определим по формуле:

$$P_{\text{пр}} = P_{10} * (46,9 - 2,06 * \rho_{\text{г}}^2) = 11,1 * 10 / (46,9 - 2,06 * 0,761^2) = 2,446 \text{ МПа} \quad (2.15)$$

$$T_{\text{пр}} = T_{\text{ср}} / (97 + 172 * \rho_{\text{г}}) = 330,04 / (97 + 172 * 0,761) = 1,348 \text{ К} \quad (2.16)$$

Коэффициент сверхсжимаемости газа при  $P = P_{\text{гв}} = 11,1 \text{ МПа}$  и  $T = T_{\text{ср}} = 313,54 \text{ К}$  определяем: для КТ-1:  $Z = 0,8683$  (для КТ-II:  $Z = 0,798$ )

Задаемся глубиной  $H = 1000 \text{ м.}$  и рассчитываем давление газа на этой глубине:

$$P_{\text{р}}(H) = P_{\text{гв}} * e^{\frac{0,003415 * \rho_{\text{г}} * H}{z_{\text{x}} * T_{\text{ср}}}} \quad (2.17)$$

$$P_{\text{р}} = P_{\text{р}}(H) = 12,583 \text{ МПа}$$

Наносим на поле  $p$ - $H$  точку ( $H = 1000 \text{ м, } p = 12,583 \text{ МПа}$ ). Соединяя данную точку с точкой ( $H = 0, p = p_{\text{гв}} = 11,1 \text{ МПа}$ ), получаем искомый профиль давления.

6. Накладываем кальку с координатными полями  $p$ - $H$  на диаграмму, совмещая при этом оси глубин. Перемещая диаграмму вниз, последовательно проводим из точки соответствующей  $p = 2,4 \text{ МПа}$ , профили давления в подъемной колонне выше возможных точек ввода газа общего удельного расхода  $\alpha = 467,2; 584 \text{ м}^3/\text{м}^3$

Перемещая таким образом кальку вверх, проводим из точки, соответствующей  $P_{\text{заб}} = 22,69 \text{ МПа}$ , профиль давления соответствующий  $\alpha_{\text{пл}} = 233 \text{ м}^3/\text{м}^3$ .

7. Определяем возможные режимы работы газлифтной установки, обеспечивающие отбор из скважины  $Q_{\text{ж.ст}} = 200 \text{ м}^3/\text{сут.}$  Данные режимы и их характеристики определяются по точкам пересечения профилей давления и

по расположению этих точек относительно профиля давления нагнетаемого газа в затрубное пространство. Работа установки при удельном расходе нагнетаемого газа  $R_{\Gamma}=161,1 \text{ м}^3/\text{м}^3$  ( $\alpha_{\text{пл}}=394,7 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ) не будет обеспечена, так как давление в затрубном пространстве меньше, чем давление в подъёмной колонне в точке ввода газа. Характеристики возможных режимов приведены ниже.

$R_{\Gamma}, \text{ м}^3/\text{м}^3$	$P_{\Gamma}, \text{ МПа}$	$H_{\text{вг}}, \text{ м}$	$W, \text{ кДж}/\text{м}^3$
233,6	15,9	2470	$5,192 \times 10^4$
350,4	10,5	2080	$5,833 \times 10^4$

8. Определяем для каждого из возможных режимов энергию для подъёма единицы объёма жидкости. Например:  $R_{\Gamma}=233,6 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ;

$$W=10^3 * \frac{n}{n-1} * R_{\Gamma} * P_o * \frac{P_{\Gamma}^{\frac{n-1}{n}}}{P_y} - 1, \text{ кДж}, \text{ м}^3 \quad (2.18)$$

где  $R_{\Gamma}$ -удельный расход нагнетаемого газа,  $\text{ м}^3/\text{м}^3$

$P_o$  -нормальное давление,  $P_o = 0,1 \text{ МПа}$

$P_{\Gamma}$  и  $P_y$ -соответственно абсолютные давления в колонне подземных труб в точке ввода газа и на устье скважины, МПа

$n$ - показатель политропы,  $n=1,2$

$$R_{\Gamma}=233,6 \text{ м}^3/\text{м}^3: W = 5,192 * 10^4, \text{ кДж}/\text{ м}^3$$

$$R_{\Gamma}=350,4 \text{ м}^3/\text{м}^3 : W = 5,863 * 10^4, \text{ кДж}/\text{ м}^3$$

9. Выбираем оптимальный режим работы газлифтной установки. Хотя при режиме ( $R_{\Gamma} = 233,6 \text{ м}^3/\text{м}^3$   $\alpha_{\text{пл}}= 467,2 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ) энергии для подъёма тратится меньше, однако точка пересечения с кривой  $R_{\Gamma} = 0$ ;  $\alpha_{\text{пл}}=233,6 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ) находится за пределами прямой распределения давления нагнетаемого газа  $P_{\Gamma y}=f(H)$ .

Поэтому для дальнейших расчётов выбираем режим удовлетворяющий всем критериям подбора на газлифтную эксплуатацию ( $R_{\Gamma}=350 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ;  $\alpha_{\text{пл}}=584 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ).

Удельный расход нагнетаемого газа составляет  $R_{\Gamma}=350,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$ .

Глубина установки рабочего клапана:  $L_{\text{рк}}=H_{\text{вг}}=2080 \text{ м}$ . (2.19)

Расчёт системы пуска скв.415, оборудованной газлифтной установкой непрерывного действия.

Клапан 1:

1. Рассчитываем глубину установки по положению статического уровня жидкости в скважине:

$$H_{ст} = L_c - 10^6 * P_{пл} / (\rho_{ж} * g), \text{ м} \quad (2.20)$$

$$H_{ст} = 2920 - 25,6 * 10^6 / (9,81 * 792,5) = -372,85 \text{ м}$$

Знак минус указывает на перелив в скважине.

2. Положение статического уровня может быть высоким или низким, что оценивают по превышению уровня жидкости в подъемной колонне  $H_{ст}$  над статическим при её продавке из затрубного пространства .

$$\Delta H_{ст} = \frac{10^6 * (P_{гв} - P_y)}{(1 - \frac{F_{гв}}{F_{кп}}) * \rho_{ж} * g} = \frac{10^6 * (P_{гв} - P_y) (1 - \frac{D_{гв}}{D_{экс}})}{(\rho_{ж} * g)}, \text{ м} \quad (2.21)$$

$$\Delta H_{ст} = 941,21 \text{ м}$$

Т.к.  $H_{ст}$  больше  $H_{ст}$ , статический уровень жидкости в скважине высокий и перелив её в процессе продавки из затрубного пространства начнётся раньше, чем уровень в затрубном пространстве достигает первого клапана.

3. Определяем глубину установки клапана  $L_1$ , для чего из точки  $P_y=2,4$  Мпа проводим прямую 7, параллельную профилю 1, а на расстоянии  $\Delta P_{кп}=0,3$  Мпа прямую, параллельную профилю 5. Координата  $P$  положения точки пересечения прямых определяет  $L_1=1335,0$  м.

На глубине 1335 м последовательно определяем следующие параметры: минимальное давление в подъемной колонне  $P_{Тmin1}=8,13$  МПа давление газа в затрубном пространстве  $P_{г1}=12,90$  МПа температуру газа в затрубном пространстве  $T_1=311\text{К}$

4. Расход газа через клапан ,при котором давление в подъемной колонне на глубине  $L_1$  снижается до  $P_{Тmin1}$  ( профиль 4). Так как профиль 4 соответствует оптимальным условиям работы скважины, то удельный расход газа будет минимально возможным или близким к нему. Расход газа через первый клапан, так же как и через последующие, при этих условиях будет одинаковым и равным:

$$V_{г} = R_{г} * Q_{ж.ст} / 86400, \text{ м}^3/\text{с} \quad (2.22)$$

$$V_{г} = 350,4 * 200 / 86400 = 0,811 \text{ м}^3/\text{с}$$

Часовой расход будет составлять :  $V_{г} = 350,4 * 200 / 24 = 2920 \text{ м}^3/\text{час}$

5. Пропускная способность скважинной линии БГРА -2 составляет  $2800 \text{ м}^3/\text{час}$ . Так как, часовой расход превышает проектные данные БГРА -2, то изменим шаг  $R_{г}$  в сторону уменьшения и произведем расчет профиля давления для  $R_{г} = 340 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . При  $R_{г} = 340 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , часовой расход нагнетаемого газа составит :

$$V_{г} = 340 * 200 / 24 = 2833,33 \text{ м}^3/\text{час}, \quad V_{г} = 2833,33 < V_{г} \text{ проект} = 2880 \text{ м}^3/\text{час}$$

Определяем выше пересчитанные показатели:  
при  $R_r = 340 \text{ м}^3/\text{м}^3$ :  $W = 6,734 * 10^4 \text{ кДж}/\text{м}^3$

#### Характеристики возможных режимов

$R_r, \text{м}^3/\text{м}^3$	$P_r, \text{МПа}$	Нв.г., м	$W, \text{кДж}/\text{м}^3$
340	13,28	2310	$6,734 \times 10^4$

$$L_1 = 1312 \text{ м}$$

$$R_{r\min} = 8,93 \text{ МПа}$$

$$R_{r1} = 12,70 \text{ МПа}$$

$$T_1 = 311 \text{ К}$$

$$V_r = 2833,33 \text{ м}^3/\text{час}, V_r = 340 \times 200 / 86400 = 0,787 \text{ м}^3/\text{с}$$

6. Рассчитываем диаметр отверстия седла клапана. Для чего предварительно определяем отношения давлений газа после и до отверстия:

$$R_2 / P_1 = P_{r\min} / P_{r1} = 8,93 / 12,70 = 0,703 \quad (2.23)$$

(сравниваем это отношение с критическим ( $P_2 / P_1$ )  $kr=0,555$  так, как действительное отношение давлений больше критического, истечение газа через отверстие будет находиться в докритической области); коэффициент  $C$  по справочным данным  $C = 0,440$  диаметр отверстия седла клапана:

$$d_{от} = \sqrt{0,0532 * V_r * (P_2 / T_0) * (\rho_r * T_1)^{0,5} / (P_1 * \eta * C)} \quad (2.24)$$

$$d_{от} = \sqrt{0,0532 * 0,787 * (0,1 / 273,1) * (0,761 * 311)^{0,5} / (12,7 * 0,85 * 0,440)} = 7,046 * 10^{-3} \text{ м}$$

где  $\eta$  - коэффициент расхода,  $\eta = 0,85$

$P_1 = P_{r1}$  - абсолютное давление до отверстия клапана

$\rho_r$  - относительная плотность газа по воздуху, для пачки "Б"  $\rho_r = 0,761$

7. Определяем диаметр отверстия по номограмме, для чего предварительно рассчитаем: поправочный коэффициент:

$$K_1 = 0,0731 * \sqrt{\rho_r * T_1} = 0,0731 * \sqrt{0,761 * 311} = 1,1246 \quad (2.25)$$

$$\text{расход газа: } V_{r1} = 8,64 * K_1 * V_r = 8,64 * 1,1246 * 0,787 = 76,5 \text{ м}^3/\text{сут.} \quad (2.26)$$

По номограмме  $d_{от} = 7 \text{ мм}$ , т.е. сравнительно близкая к расчетной.

8. Выбираем по таблице типоразмер клапана. Рассматриваемым условиям удовлетворяет клапан КС -25 с  $d_{от} = 8 \text{ мм}$ ;  $K_k = 0,190$

9. Определяем давление в сильфоне клапана на глубине его установки

$$P_{сп} = (P_i(L_n) - \sum_{i=1}^{n-1} \Delta P_i + P_{\min}(L_n) * K_{кн}) / K_{сп} \quad (2.27)$$

$$P_{сп1} = ( 12,70 + 8,93 \times 0,190 ) / 1,190 = 12,098 \text{ МПа}$$

где  $P_r(L_n)$  - min давление в колонне подъемных труб на глубине установки  $n$ -го клапана ;  $P_r(L_1) = 8,93 \text{ МПа}$

$K_{к.п}$ ,  $K_{с.п}$  - соответственно коэффициенты  $K_k=0,190$  и

$$K_c = K_k + 1 = 0,190 + 1 = 1,19 \quad (\text{для первого клапана}) \quad (2.28)$$

10. Рассчитываем татировочные параметры клапана:

Температурный коэффициент :

$$C_{T1} = T_1 / T_{ст} = 311 / 293 = 1,0614 \quad (2.29)$$

где  $T_1$  - температура на глубине установки

$T_{ст} = 293 \text{ К}$  - стандартная температура при которой заряжают клапан.

Давление ( номинальное ) тарировки определяем:

$$P_{тар1} = P_{с.ст} * K_c = 11,40 \times 1,19 = 13,57 \text{ МПа} \quad (2.30)$$

где  $P_{с.ст}$  - давление зарядки клапана.

$$P_{с.ст1} = (P_{r1} + P_{тmin} * K_k) / (K_c * C_T) \quad (2.31)$$

$$P_{с.ст1} = (12,7 + 8,93 \times 0,190) / 1,19 \times 1,0614 = 11,40 \text{ МПа}$$

Клапан 2 :

Определяем глубину установки клапан  $L_n$ , для чего из точки ( $H=L_1=1312 \text{ м}$ ; ( $P=P_{тmin1} = 8,93 \text{ МПа}$ )) проводим прямую 8 параллельную профилю 2,а на расстоянии  $P=P+P_1 = 0,4 \text{ МПа}$  прямую параллельную профилю 5 . Координата  $P$  положения точки пересечения прямых определяет  $L_2 = 1750 \text{ м}$ .

Определяем максимальное давление в подъемной колонне на уровне первого клапана. Проводим прямую 9 , соединяющую точку ( $H=0$  ;  $P=P_y=2,4 \text{ МПа}$ ) с точкой  $H=L_2=1750$ ;  $P = P_{r2} - \Delta P_{кл} - \Delta P_1 = 13,29 - 0,3 = 12,89 \text{ МПа}$ ). Координаты  $P$  точки пересечения горизонталями ( $H=L_1=1312 \text{ м}$ ) с кривой 9 определит  $P_{тmax1} = 10,22 \text{ МПа}$ . Рассчитываем снижение давления в затрубном пространстве , обеспечивающее закрытие первого клапана

$$\Delta P_1 = ( P_{тmax1} - P_{тmin1} ) * K_{к1} = ( 10,22 - 8,93 ) * 0,19 = 0,245 \text{ МПа} \quad (2.32)$$

На глубине установки клапана  $L_2 = 1750$  последовательно определяем:

$$P_{тmin2} = 10,91 \text{ МПа.}$$

Давление газа в затрубном пространстве:

$$P_{го2} = P_{r2} - \Delta P_1 = 13,29 - 0,245 = 13,045 \text{ МПа.} \quad (2.33)$$

Температуру газа в затрубном пространстве :  $T_2 = 317 \text{ К}$

Рассчитываем диаметр отверстия седла клапана, для чего предварительно определяем отношение давлений газа после и до отверстия :

$$P_2/P_1 = P_{T_{min2}}/ P_{T_{o2}} = 10,91/13,045 = 0,836 \quad (2.34)$$

(Сравниваем это отношение с критическими  $(P_2/P_1)_{кр} = 0,555$  т.к. больше критического , истечение газа через отверстие при рассматриваемых условиях будет находиться в докритической области);

Определяем  $C_2 = 0,362$  диаметр отверстия седла клапана:

$$d_{от} = \sqrt{0,0532 * 0,787 * (0,1/273,1) * (0,761 * 317)^{0,5} / (13,29 * 0,85 * 0,362)} = 7,63 * 10^{-3} \text{ м}$$

Выбираем по таблице типоразмер клапана. Рассматриваемым условиям удовлетворяет клапан КС-25 : с  $d_{от} = 8$  мм и  $K = 0,19$

Определяем давление в сильфоне клапана на глубине его установки :

$$P_{c2} = (13,29 - 0,245 + 10,91 * 0,19) / 1,19 = 12,872 \text{ МПа}$$

Рассчитываем тарировочные параметры клапана:

температурный коэффициент :  $C_{T2} = T_2/T_{ст} = 317/293 = 1,0819$  давление зарядки:  $P_{сст2} = (13,29 + 10,91 * 0,19) / (1,19 * 1,0819) = 11,933$  МПа. Номинальное давление тарировки :  $P_{тар2} = 11,933 * 1,19 = 14,20$  Мпа

Клапан 3:

Определяем глубину установки клапана  $L_3$  для чего из точки ( $H = L_2 = 1750$  м;  $P = P_{T_{min}} = 10,91$  МПа) проводим прямую 10 параллельно профилю 2, а на расстоянии  $\Delta P = \Delta P_{кл} + \Delta P_1 + \Delta P_2 = 0,3 + 0,245 + 0,1 = 0,645$  МПа прямую, параллельную профилю 5. Координата  $P$  положения точки пересечения прямых определяет ( $L_3 = 1995$  м;  $P = P_{T_{min3}} = 12,10$  МПа) ;  $P_{T3} = 13,69$  МПа.

Координата точки пересечения горизонтали ( $H = L_2 = 1750$  м) с кривой 11  $P_{T_{max2}} = 11,71$  МПа.

Рассчитываем снижение давления газа в затрубном пространстве, обеспечивающее закрытие второго клапана

$$\Delta P_2 = (P_{T_{max2}} - P_{T_{min2}}) * K_{к2} = (11,71 - 10,91) * 0,19 = 0,152 \text{ Мпа.} \quad (2.35)$$

На глубине установки клапана  $L_3 = 1995$  м последовательно определяем:

$P_{T_{min3}} = 12,00$  МПа;

$$P_{T_{o3}} = P_{T3} - \Delta P_1 - \Delta P_2 = 13,69 - 0,245 - 0,152 = 13,293 \text{ МПа} \quad (2.36)$$

Температуру :  $T_3 = 320$  К.

Рассчитываем диаметр отверстия седла клапана, для чего предварительно определяем отношение давлений газа после и до отверстия

$$P_2/P_1 = P_{\text{тmin3}}/ P_{\text{Г03}} = 12,00 / 13,293 = 0,910 \quad (2.37)$$

(Сравнивая это отношение с критическим  $(P_2/P_1)_{\text{кр}} = 0,555$ , т.к. больше критического, истечение газа через отверстие при рассматриваемых условиях будет находиться в докритической области) :

Определяем  $C_3 = 0,283$

Диаметр отверстия седла клапана :

$$d_{\text{от}} = \sqrt{0,053 * 0,787 * (0,1/273,1) * (0,76 * 320)^{0,5} / (13,69 * 0,85 * 0,283)} = 7,046 * 10^{-3} \text{ м}$$

Выбираем по таблице типоразмер клапана. Рассматриваемым условиям удовлетворяет клапан КС-38:  $cd = 95$  мм и  $K = 0,130$

Определяем давление в сильфоне клапана на глубине его установки:

$$P_{с3} = (13,69 - 0,245 - 0,152 + 1200 * 0,130) / 1,130 = 13,156 \text{ МПа}$$

Рассчитываем тарировочные параметры клапана: температурный коэффициент:

$$C_{\text{т3}} = T_3 / T_{\text{ст}} = 320 / 293 = 1,0922 \quad (2.38)$$

давление зарядки:

$$P_{с.ст3} = (13,69 + 12,10 * 0,13) / (1,13 * 1,0922) = 12,367 \text{ МПа.}$$

номинальное давление тарировки:

$$P_{\text{тар3}} = 12,367 * 1,13 = 13,975 \text{ МПа.}$$

Клапан 4:

Определяем глубину установки клапана  $L_4$ , для чего из точки ( $H=L=995$  м;  $P=P_{\text{тmin3}}=12,10$  МПа) проводим прямую 12 параллельно профилю 2, а на расстоянии  $\Delta P = \Delta P_{\text{кл}} + \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 = 0,3 + 0,245 + 0,152 + 0,1 = 0,797$  МПа - прямую, параллельную профилю 5. Координата положения точки пересечения прямых определяет ( $L_4 = 2170$  м ;  $P=P_{\text{тmin4}} = 12,4$  МПа)  $P_{\text{Г4}} = 13,89$  МПа

Определяем минимальное давление в подъемной колонне на уровне третьего клапана, проводим прямую 12, соединяющую точки ( $H=0$ ;  $P=P_y=2,4$  МПа) с точкой ( $H_4=2170$  м;  $P=13,89 - 0,3 - 0,245 - 0,1 = 13,093$  МПа) координата  $P$  точки пересечения с горизонталью ( $H=L_3=1995$  м) с кривой 1,2  $P_{\text{тmax3}}=12,2$  МПа.

Рассчитываем снижение давления газа в затрубном пространстве, обеспечивающее закрытие третьего клапана:



$$\Delta P_3 = (P_{\text{тmax}3} - P_{\text{тmin}3}) * K_{к3} = (12,2 - 12,1) * 0,13 = 0,013 \text{ МПа} \quad (2.39)$$

На глубине установки клапана  $L_4 = 2170$  м, последовательно определяем:

$$P_{\text{тmin}4} = 12,70 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{го}4} = P_{\text{г}4} - \Delta P_1 - \Delta P_2 - \Delta P_3 = 13,89 - 0,245 - 0,152 - 0,013 = 13,48 \text{ МПа.} \quad (2.40)$$

Температуру:  $T_4 = 322 \text{ К}$

Рассчитываем диаметр отверстия клапана, для чего определяем отношение давлений после и до отверстия:

$$P_2/P_1 = P_{\text{тmin}4}/P_{\text{го}4} = 12,79/13,48 = 0,942. \quad (2.41)$$

(Сравнивая это отношение с критическим  $(P_2/P_1)_{\text{кр}} = 0,555$ , т.к. больше критического, истечение газа через отверстие при рассматриваемых условиях будет находиться в докритической области) Определяем  $C_4 = 0,230$ .

Диаметр отверстия седла клапана:

$$d_{\text{от}} = 0,053 * 0,787 * (0,1/273,1) * (0,761 * 322)^{0,5} / (13,89 * 0,85 * 0,230) = 7,046 \times 10^{-3} \text{ м}$$

Выбираем по таблице типоразмер клапана. Рассматриваемым условиям удовлетворяет клапан КС-38 :  $d_{\text{от}} = 9,5$  мм и  $K = 0,130$ . Определяем давление в сильфоне на глубине установки клапана:

$$P_{с4} = (13,89 - 0,245 - 0,152 - 0,013 + 12,70 * 0,130) / 1,130 = 13,390 \text{ МПа}$$

Рассчитываем тарировочные параметры клапана:

температурный коэффициент:

$$C_{\text{т}4} = T_4 / T_{\text{ст}} = 322 / 298 = 1,099$$

давление зарядки:

$$P_{с.ст3} = (13,89 + 12,7 * 0,130) / (1,13 * 1,099) = 12,514 \text{ МПа}$$

номинальное давление тарировки:

$$P_{\text{тар}3} = 12,514 * 1,13 = 14,14 \text{ МПа}$$

Клапан 5:

Так как, глубина установки четвертого клапана близка к глубине установки рабочего клапана  $L_{\text{рк}} = 2310$  м, расчет установки пусковых клапанов прекращен и пятый клапан будет рабочим.

Учитывая специфику работы рабочего клапана (в процессе работы газлифтной установки - постоянно открыт), а также возможность перепада давлений (снижения) в системе нагнетания газа и большую инерционность во время пуска газлифтной установки. Предлагаем рабочий клапан заменить на рабочее отверстие и произвести соответствующий инженерный расчет диаметра отверстия.

Определяем максимальное давление в подъемной колонне на уровне четвертого клапана. Проводим прямую 13, соединяющую точку (H=0; P=P<sub>y</sub>= 2,4 МПа) с точкой (H=L<sub>кр</sub>=2310 м; P= P<sub>г5</sub>-ΔP<sub>к</sub>-ΔP<sub>1</sub>-ΔP<sub>2</sub>-ΔP<sub>3</sub>-ΔP<sub>4</sub> = 14,09-0,3-0,245-0,152-0,013-0,1=13,28МПа). Координата P точки пересечения горизонтали (H=L<sub>4</sub>= 2310 м) с кривой 13 определит P<sub>тmax4</sub> = 12,71 МПа

Рассчитываем снижение давления газа в затрубном пространстве обеспечивающее закрытие четвертого клапана

$$\Delta P_4=(12,71-12,70)*0,13 = 0,0013 \text{ МПа}$$

На глубине установки рабочего отверстия L<sub>5</sub>= 2310 м последовательно определяем :P<sub>тmin</sub>=13,28 МПа

$$P_{гo5}= P_{г4}-\Delta P_1- \Delta P_2- \Delta P_3- \Delta P_4=14,09-0,245-0,152 - 0,013 -0,0013=13,666 \text{ МПа}$$

Температуру: T<sub>5</sub> = 324 К

Рассчитываем диаметр рабочего отверстия для чего предварительного рассчитаем отношение давлений газа после и до отверстия:

$$P_2/P_1 = P_{тmin5} / P_{гo5} = 13,2/13,66 = 0,972$$

( сравнивая это отношение с критическим ( P<sub>2</sub>/P<sub>1</sub> )<sub>кр</sub> = 0,555, т.к. больше критического , истечение газа через отверстие при рассматриваемых условиях будет находиться в докритической области ): определяем C<sub>5</sub> = 0,164

Диаметр рабочего отверстия:

$$d_{от}=\sqrt{0,053*0,787*(0,1/273,1)*(0,761*324)^{0,5}/(14,09*0,85*0,164)}=7,046*10^{-3}\text{м}$$

т.е. диаметр рабочего отверстия должен быть не менее 11,07 мм, d<sub>от</sub>=11,5 мм.

Результаты расчета системы пуска газлифтной установки для скв.415 приведены в таблице:

Таблица 2.22

Результаты расчета системы пуска газлифтной установки для скв. №415

№к лап ан а	dотра с мм	Кла пан	dот мм	Кк	L ,м	T,К	Pг, МПа	Pтmin , МПа	Pi, МПа	Pс, МПа	Ст	Pтар МПа	Pсст, МПа	
1	7,046	КС	8	0,19	1312	311	12,70	8,93	0,245	12,09 8	1,061 4	13,57	11,40	-----
2	7,63	КС	8	0,19	1750	317	13,29	10,91	0,152	12,87 2	1,081 9	14,20	11,93 3	0,245

3	8,52	КС	9,5	0,13	1995	320	13,69	12,00	0,013	13,15 6	1,098 2	13,97 5	12,36 7	0,397
4	9,4	КС	9,5	0,13	2170	322	13,89	12,71	0,001 3	13,39 0	1,099	14,14	12,51 4	0,410
5	11,07	отв	11,5	-	2310	324	14,09	13,28	----	-----	-----	-----	-----	0,411

На основании проведенного расчета газлифтной установки составим график размещения клапанов (рисунок 1.3) и схему подземного оборудования для скв.№ 415

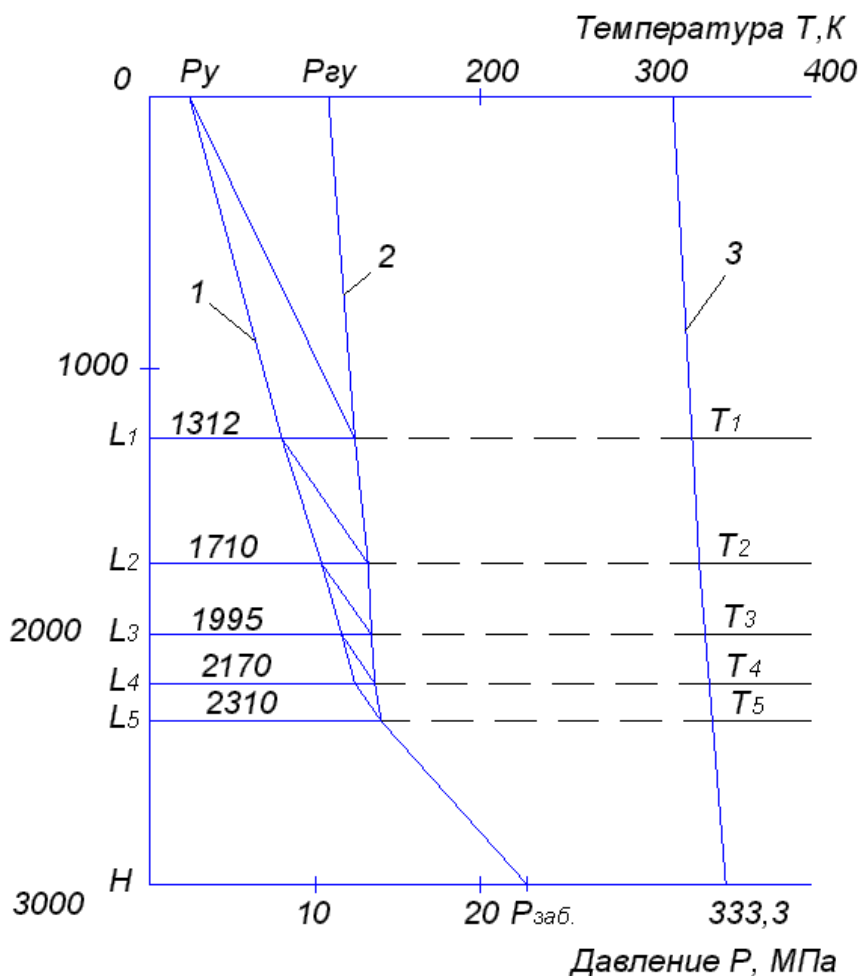


Рисунок 1.3 Результат расчета размещения газлифтных клапанов

1 – кривая давления при оптимальном режиме в НКТ, 2 – кривая давления в затрубном пространстве, 3 – кривая изменения температуры.

## 2.6 Схема подземного оборудования газлифтной скважины

На основании проведенного расчета для плавного пуска скв 415 на газлифтную непрерывную эксплуатацию необходима установка 4-х пусковых газлифтных клапанов (  $H_1 = 1312$  м;  $d_{от} = 8$  мм ) (  $H_2 = 1750$  м;  $d_{от} = 8$  мм ) (

НЗ=1995м; dot=9,5 мм)( Н4=2170м; dot = 9,5 мм) и одного рабочего клапана . Учитывая специфику работы рабочего клапана (в процессе работы газлифтной установки - постоянно открыт), а также возможность снижения давления в системе нагнетания газа и большую инерционность во время пуска газлифтной установки. При возможных перепадах давления в нагнетательных газопроводах может произойти срабатывание рабочего клапана (закрытие), что приведет к резкому снижению производительности газлифтной установки в целом. Вместо рабочего клапана предлагаем установить рабочее отверстие (Н5 =2310м; dot=11,5мм), которое облегчит пуск и работу газлифтной установки.

Установку рабочего отверстия произвести на 50 м выше установки пакера, следовательно пакер установить на глубине 2360м.

Предлагаем за основу принять схему компоновки подземного оборудования фонтанных скважин, принятую для месторождения Жанажол.

Сопоставим схемы компоновки подземного оборудования для газлифтных скважин месторождение Жанажол:

Таблица 2.23

Схема схемы компоновки подземного оборудования для газлифтных скважин месторождение Жанажол

Показатели	Схема размещения регуляторов РПС-73 при непрерывно дискретном газлифте	Результаты расчетов и схема клапанов для скв. № 415	Схема размещения клапанов, предусмотренная институтом "Гипростокнефть"
Объект разработки	2086(Дв+Дн), 645(В), 2133(Дв), 2378(ДШ)	Б	Б ; В
Методика расчета	Ф.Поэтмана- П. Карпендера	Ф.Поэтмана- П. Карпендера	А.П. Крылова
Размещение клапанов	скв 2086 - 1702,17 м скв 645 – 1631,41 м скв 2133 –1895,45 м скв 2378 – 1648,40 м	1 клапан -1312 м 2 клапан -1750 м 3 клапан -1995 м 4 клапан - 217 м раб. отв. -2310 м	1 клапан - 400 м 2 клапан - 1100 м 3 клапан - 1700 м 4 клапан - 2100 м 5 клапан - 2500 м

Литература	Новые технологии: Непрерывно - дискретный газлифт ТОО "МАБС" г. Актау	Мищенко И.Т. Сборник задач по технологии и техники нефтедобычи М: "Недра" 1988 г.	Схема комплексного обустройства 111 очереди месторождения Жанажол
------------	---	---	---

## 2.7 Схема обвязки устья скважин при переводе на непрерывный (компрессорный) газлифт на месторождении Жанажол

На устье газлифтной скважины устанавливаются арматура для подвески спущенных в скважину труб, герметизации межтрубных пространств, направления продукции скважины в выкидную линию, а сжатого газа в скважину. Нагнетаемый газ по проводящему газопроводу 57х4 мм направляется через запорную арматуру по затрубное пространство скважины. Контроль за показаниями давления нагнетаемого газа Р<sub>нагн</sub>. Осуществляется манометром, который подсоединен к запорной арматуре, соединяющей затрубное пространство скважины.

К этой же запорной арматуре подсоединяется блок-реагентов БР-2,5 который при помощи дозировочного насоса НД 16/400 производит подачу ингибитора коррозии «Нефтехим» и ингибиторов парафиногидратоотложений (СНПХ-ИПГ-11, метанол и др.) в затрубное пространство.

Кроме показаний давления нагнетаемого газа Р<sub>наг</sub> на устье газлифтной скважины измеряются манометрами: буферное давление Р<sub>буф.</sub>, устьевое давление Р<sub>уст.</sub>, межколонные перетоки Р<sub>м.у</sub>. Кроме того, в схеме обвязки устья скважины установлен двухленточный регистратор давления СW 600 (КНР) для регистрации буферного Р<sub>буф</sub> (трубного давления Р<sub>тр</sub>) и дифференциального (давления нагнетаемого газа Р<sub>нагн</sub>) давлений. Регистратор давления необходим для контроля за изменением буферного и затрубного (дифференциального), длительность замера должна быть не менее 8 часов, в течении которых регистратор давления установлен на устье скважины.

После замера регистратор давления демонтируется и устанавливается на устье другой скважины. Периодичность замера давлений должна быть не реже 1 раза в неделю (на установившемся режиме работы) и ежедневно (до вывода скважин на установившийся режим работы). Объем закачки газа Q<sub>г</sub> фиксируется на БГРА2. Блок реагентов БР-2,5 должен располагаться на расстоянии не менее 20м от устья скважины. В соответствии «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности РК» г. Алматы 1995г.

Устье газлифтной скважины должно быть оборудовано арматурой с манифольдом, имеющим продувочную линию (с обратным клапаном →←) с выводом на свечу, удаленную на расстоянии не менее 20 м от устья скважины и предназначена для проведения на газопроводе необходимых ремонтных работ.

Для скважин месторождения Жанажол переводимых на непрерывный газлифт расстояние от устья скважины до продувочной свечи должно быть не менее 25м.

Кроме того, в схеме обвязки устья скважин предусмотрено соединение трубного и затрубного пространств скважины диаметром 57х4 мм с установкой задвижки. Продувочная свеча необходима для продувки газопровода, подводящего подготовленный газ, который должен соответствовать требованиям ГОСТ – 5542-87 (газы природные).

### 3 Экономическая часть

#### 3.1 Оценка экономичности проекта

Газлифтный способ эксплуатации является строительной системой, он состоит из многих объектов. Ниже изложен расчёт капиталовложений на отдельном объекте, затем расчёт капиталовложений на всех работах газлифта.

Ориентировочный подсчёт каждой части отдельных объектов показаны на таблицах 3.24 – 3.29 [1] Ориентировочный подсчёт контроля положение производства газлифт примерно 20 тыс. долларов США. Ориентировочный подсчёт проектировочного расхода примерно 63,8 тыс. долларов США. [1]

Таблица 3.24

Ориентировочный расчёт капиталовложений на строительство станций компрессора газлифт

Объект	Кол-во	Стоимость единицы (x10 <sup>4</sup> )	Общая стоимость (x10 <sup>4</sup> )	Примеры
Компрессор	4	150	600	Учитывая закупки нового компрессора. Охватывает сеть труб, клапанов внутри станции
Расход на строительство			108	18% от стоимости оборудования
Итого			708	

Таблица 3.25

Ориентировочный подсчёт капиталовложений на работы наземной линии трубопроводов газоснабжения и распределение

Объект	Кол-во	Стоимость единицы (x10 <sup>4</sup> )	Общая стоимость (x10 <sup>4</sup> )	Примеры	
На месторождение	Магистральная линия газоснабжения	20,27	5,2/km	105,4	Диам. Вкл. Расход на строит. и клапан
	Ответвлённые линии газоснабжения	27,95	3,54/km	98,9	Диам. Вкл. Расход на строит. и клапан

Продолжение таблицы 3.25

	Трубопроводная линия газоснабжения	48,05	2,64/km	126,9	Диам. Вкл. Расход на строит. и клапан
	Итого			331,2	
Примечание: на месторождение 17 БГРА и 83 скважин					

Таблица 3.26

Ориентировочный подсчёт капиталовложений БГРА

Объект	Кол-во	Стоимость единицы (x10 <sup>4</sup> )	Общая стоимость (x10 <sup>4</sup> )	Примеры
БГРА	17	14498	24,65	Газорегуляторный клапан, система введения метанол, разные вентиля и детали
Измерительного прибора проходным газом	83	2000	16,6	
Другие расходы			1,23	5% от расхода компрессора
Итого			42,48	

Таблица 3.27

Ориентировочный подсчёт капиталовложений на расходы реконструкции устья газлифтных скважин

Объект	Кол-во	Стоимость единицы	Общая стоимость (x10 <sup>4</sup> )
Установка для добавки антикоррозийного средства	83	2000	16,6
Датчик буферного давления	83	500	4,15
Датчик затрубного давления	83	500	4,15
Реконструкция сообщения трубного и затрубного давления	83	500	4,15
Итого			29,5



Таблица 3.28  
Ориентировочный подсчёт капиталовложений на компоновку инструментов и на подземную колонку

Объект	Кол-во	Стоимость единицы	Общая стоимость (x10 <sup>4</sup> )
НКТ (t)			
Эксцентрическая рабочая камера (шт.)	3109,7t	1956	608,26
Газлифтный клапан (шт.)	698	2021	141,07
Головка ловителя	756	198	14,97
Пакер (комп.)	100	3500	35,00
Оседающие втулки	100	3635	36,35
Обратный клапан	100	526	5,26
Камера обратного клапана	100	436	4,36
Пакеровающий устройства (комп.)	5	12000	6,00
Башмак (шт.)	100	100	1
Разные запчасти			4
Итого			923,71

Таблица 3.29  
Ориентировочный подсчёт капиталовложений на газлифтную лабораторию

Объект	Кол-во	Стоимость единицы	Общая стоимость (x10 <sup>4</sup> \$)
Азотный баллон	10	200	0,2
Торировочный стенд (комп.)	1	80000	8
Испытательная камера	1		
Воздушный насос для увеличения давления	1		
Ванна	1		
Пневматический компресс	1		
Рабочий стол	1		
Сверло	1		
Шлифовальная машина	1		
Стенд верстак	1		
Опрессовочный насос	2		
Связка съёмочных инструментов	3	6100	1,83

Другие инструменты и детали			1,5
Расход на монтаж оборудования			0,5
Расход на строительство			3
Другие расходы			1
Итого			16,03

Таблица 3.30

Ориентировочный подсчёт капиталовложений для инструментов и оборудования ловильных работ

Объект	Кол-во	Стоимость единицы	Общая стоимость (x10 <sup>4</sup> \$)
Ловильная машина	1	200000	20
Лубрикатная головка	1	15000	1,5
Лубрикатор	1	8000	0,8
Привентор	2	5000	1
Гидолический индикатор весы	1	5000	0,5
Ручной насос	2	2000	0,4
Ловильный инструмент	2	200	0,04
	3	100	0,02
	3	800	0,24
	3	400	0,12
	3	3500	1,05
	3	100	0,03
Другой инструмент	3	1000	0,3
	3	5000	

Прим: на месторождении 2 агрегата, капиталовложение 56,2 тыс долл США

Таблица 3.31

Ориентировочный расход общего капиталовложения газлифтного способа эксплуатации

Объект	Ориентировочная стоимость (x10 <sup>4</sup> \$)
Станция для увеличения газлифт	708
Наземные линии трубопровода: снабжение и распределение газа	331,2
БГРА	42,48

Реконструкция устье	29,05
Комплектовка инструментов и подземные компоновки	923,71
Газлифтная лаборатория	16,03
Инструмент и оборудование ловильных работ	56,2
Система контролирования производства газлифт	20
Расход на проектировочные работы	63,8
Непредвиденные расходы	20
Итого	2210,47

### **3.2 Ориентировочный расчёт на расход годового хода газлифтного способа эксплуатации**

Расход годового хода газлифтного способа эксплуатации подсчитывается через себестоимость производства месторождения Жанажол и включает:

- амортизацию оборудования, расходы на переработку нефти и газа,
- расходы на заработную плату работников и т.д., (исчисляется 19,63 доллар США/т),
- расход на оборудование (расход на выведение из эксплуатации старых компрессоров, на год исчисляется 14,6 тыс. долларов США, расход ежегодных капиталовложений на новые компрессоры исчисляются 4%),
- расход на горючие из газа (стоимость горючего подсчитывается по 15000 тенге / 1000 м<sup>3</sup>),
- расход на сети трубопроводов распределение газа (ежегодно исчисляется 2 тыс. долларов США),
- расход на исследования и съёмочные работы (одна скважина ежегодно 2 раза, расход 0,1 тыс. долларов США / 1 раз),
- а также торировка и замена газлифтного клапана (каждый год для одной скважины заменяется 2 газлифтных клапана, расход на торировке 100 долларов США) и т.д. [22]

### **3.3 Прогноз на экономичность газлифтного способа эксплуатации**

В соответствии с вышеизложенным прогнозированием дебита газлифтного способа эксплуатации, настоящий проект, разделяя на годовой ход от 2005 г проводили анализ на капиталовложение и расход, результат анализа показан на таблицах №3.9, и №3.10. Результат экономической эффективности показан на таблице №3.11. Экономическая эффективность до 2019 г может возрасть до 36574,97 тыс. долларов США. [24]

Таблица 3.32

Прогнозируемый подсчёт капиталовложения (Единица: 10<sup>4</sup> \$)

Показатель года	Компрессор	БГРА	Линии трубопр. газл.	Под. инст.	Съём. обор.	Газл. лаб.	Рекон. устье	итого
Колич.	3	4		46	1	1	46	
Сумма	531	5,8	108,61	184,42	28,1	3	6,9	867,83
Колич.	1	1		30	1		12	
Сумма	177	1,45	39,15	119,8	28,1		1,8	267,3
Колич.				30				
Сумма				117,4				117,4
Колич.				30				
Сумма				117,4				117,4
Колич.				30				
Сумма				117,4				117,4
Колич.				30				
Сумма				117,4				117,4
Колич.				30				
Сумма				117,4				117,4
Колич.				30				
Сумма				117,4				117,4
Колич.				30				
Сумма				117,4				117,4
Колич.				30				
Сумма				117,4				117,4
Колич.				30				
Сумма				117,4				117,4
Колич.				30				
Сумма				117,4				117,4
Итого								2938,33

Прим: в 2005 г продолжить магистральную линию газлифт 10,8 км, линию трубопровода одной скважины 26,63 км. В 2006 г продолжить магистральную линию газлифт 2,2 км, линию трубопровода одной скважины 10,33 км. [1]

Таблица 3.33

Прогнозируемый расход (Единица: 10<sup>4</sup> \$)

Показатель года	Себестоимость	Расход на компр.	Расход на горючие	Расход на уход сети	Расход на исследования и	Расход на ториров	итого

	произв.			трубопр	ловильны	ке и	
				.	е работы	замены	
						клапана	
2005	525,89						
2006	1042,92						
2007	1087,89						
2008	1033,41						
2009	981,74						
2010	922,83						
2011	867,46						
2012	806,74						
2013	750,27						
2014	697,75						
2015	648,91						
2016	603,49						
2017	561,24						
2018	521,95						
2019	485,42						
результат	11537,91						

Прим: Время выпуска нового компрессора в 2005 г, и в 2006 г в среднем подсчитать 3 месяц.

Таблица 3.34

Оценка экономической эффективности газлифтного способа эксплуатации

Показат. Года	Ориентир. подсчёт капит. вложение ( $\times 10^4$ \$)	Ориентирп одсчёт расхода ( $\times 10^4$ \$)	Накопл. увелич. дебит ( $\times 10^4$ \$)	Доход увелич. сырой нефти ( $\times 10^4$ \$)	Эконом. эффект ( $\times 10^4$ \$)
2005	867,83	587,77	26,79	2384,31	928,49
2006	367,3	1118,32	53,87	4794,43	3308,31
2007	117,4	1174,07	55,42	4932,38	3640,91
2008	117,4	1119,59	52,64	4684,96	3447,97
2009	117,4	1067,92	50,1	4450,89	3265,57
2010	117,4	1009,01	47,01	4183,89	3057,48
2011	117,4	953,64	44,19	3932,91	2861,87
2012	294,4	901,4	41,1	3657,9	2462,1
2013	117,4	844,93	38,22	3401,58	2439,25
2014	117,4	792,41	35,55	3163,95	2254,14

2015	117,4	743,57	33,06	2942,34	2081,37
2016	117,4	698,15	30,74	2735,86	1920,31
2017	117,4	655,9	28,59	2544,51	1771,21
2018	117,4	616,6	26,59	2366,51	1632,5
2019	117,4	508,08	24,73	2200,97	1503,49
Результат	2938,33	12791,58	588,6	52377,39	36574,97
Результат( $\bar{T}$ )	534834,83	23283234,4	107135,97	9526451,73	6657376,04

## **5 Охрана труда и Техника безопасности**

### **5.1 Охрана труда**

Система управления охраной труда состоит из регламентированных законодательными актами и нормативными документами взаимосвязанных социально-экономических и организационных мероприятий, методов и средств, направленных на формирование безопасных и здоровых условий труда на производстве. Она устанавливает и регламентирует единый порядок разработки и осуществления организационно-профилактических мероприятий по обеспечению безопасных и здоровых условий для эффективного и высокопроизводительного труда.

Система управления охраной труда направлена на решение следующих задач:

- совершенствование организации работы в области охраны труда на всех уровнях управления производством;
- обеспечение безопасности производственного оборудования и производственных процессов;
- соблюдение требований охраны труда на стадии проектирования, строительства и приемки в эксплуатацию объектов производственного назначения;
- содержание зданий и помещений в нормальном состоянии;
- нормализация санитарно-технических условий труда;
- обеспечение работников средствами индивидуальной защиты;
- санитарно-бытовое обслуживание работающих;
- обеспечение своевременного и правильного расследования и учета несчастных случаев на производстве и устранение их причин;
- повышение активности и заинтересованности рабочих. Служащих и инженерно-технических работников в работе по обеспечению безопасных условий труда и вовлечение в нее широкого круга работающих, профсоюзного актива;
- укрепление трудовой и производственной дисциплины;
- повышение ответственности руководящих и инженерно-технических работников за безопасность труда.

Решение указанных задач обеспечивается совместной деятельностью руководящих и инженерно-технических работников предприятий и профсоюзной организацией в соответствии с возложенными на них функциями.

Роль критериев управления охраной труда играют показатели безопасности труда, имеющие количественное и качественное выражение. Большинство опасных и вредных производственных факторов можно измерить и полученные значения сравнить с нормативными или оптимальными

параметрами, установленными правилами, нормами, стандартами и другой нормативно-технической документацией по безопасности труда.

## **6 Охрана окружающей среды**

### **6.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду**

За последние годы проблемам охраны окружающей среды уделяется исключительное большое внимание [5]. Как в процессе разработки нефтяных месторождений, так и при обустройстве, необходимо осуществлять ряд мероприятий, направленных на сохранение и наиболее полное извлечение нефти и газа, а также на сохранение других месторождений полезных ископаемых. В первую очередь должны охраняться грунтовые и артезианские горизонты, являющиеся источниками водоснабжения населенных пунктов. Для этой цели скважины должны иметь соответствующую изоляцию водоносных горизонтов.

Разработка месторождений должна осуществляться по технологическим проектам, обеспечивающим полное извлечение из недр полезных ископаемых. Нарушение технологии разработки может привести к невосполнимым потерям нефти и газа в продуктивных пластах.

За охраной окружающей среды следит геологическая служба нефтегазодобывающих предприятий и разведочных организаций, а также органы Госгортехнадзора.

Рекомендуются следующие мероприятия по охране окружающей среды [16]:

Охрана окружающей среды при бурении, подготовке и эксплуатации скважин;

Повышение надежности рабочей системы сбора, подготовки и утилизации нефти, газа и воды;

Проведение охранных мероприятий по защите недр, лесов, полей, открытых водоемов и атмосферы от загрязнения;

Проведение контроля за состоянием окружающей среды на территории НГДУ;

Проведение других технических и организационных мероприятий, в том числе по озеленению промзоны и промысловых объектов, защите лесов от пожаров, повышению культуры производства.

Текущие мероприятия по охране окружающей среды по площади месторождения проводятся силами НГДУ. Они включают в себя контроль за строительством скважин, обустройством кустов, рекультивацией земель, организацию и ведение наблюдений за качеством вод.

По существующему фонду скважин ведется контроль за их состоянием посредством комплекса геофизических и гидродинамических методов,



проводятся изоляционные работы по ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн и затрубной циркуляции. Проводятся работы по доподъему цемента за эксплуатационной колонной.

По системам сбора и обустройства проводится внедрение систем автоматического контроля и регулирования, плановые замены устаревшего и изношенного оборудования, ликвидация аварии с сопутствующим комплексом природоохранных мероприятий (обваловки, устройство ловушек и сбор жидкости при аварийных разливах). Большие объемы работ проводятся по охране атмосферного воздуха от выбросов вредных газов, особенно при газлифтной эксплуатации скважин.

Задача по улучшению состояния водоснабжения населенных пунктов сводится к контролю за состоянием скважин близ населенных пунктов и недопущения перетоков пластовых вод в пресноводные горизонты. Для этого проверяется герметичность пакеров в нагнетательных и добывающих скважинах, контролируется состояние эксплуатационной колонны и цементного камня, а также ограничивается подача воды в нагнетательные скважины системы ППД.

С целью снижения техногенной нагрузки на почвенно-растительный покров рекомендуется осуществлять следующие мероприятия:

По окончании буровых работ обратить особое внимание на захоронение отходов бурения и восстановления почвы;

Не допускать сброса нефти и пластовых вод в земельные амбары, а использовать для этого специальные емкости для принятия жидкостей с последующей откачкой в систему сбора;

Вокруг скважин сооружать обваловки высотой 0,5...1,0 м.

При аварийных выбросах загрязняющих веществ, как на территории нефтепромысловых объектов, так и за их пределами немедленно произвести их сбор с поверхности почвы с последующей рекультивацией;

Осуществлять постоянный контроль за состоянием устьевого арматуры и обваловки.

## **Заключение**

При увеличении обводненности продукции скважин свыше 20-30% было решено перевести на непрерывную компрессорную газлифтную эксплуатацию 94 скважин. Основным сдерживающим условием введения компрессорного непрерывного газлифта на месторождении Жанажол являлись большие первоначальные капитальные затраты. К ним относится построение дорогостоящих и капиталоемких компрессорных станций для закачки газа в пласт. Однако, в условиях месторождения Жанажол данная проблема разрешима. Ввиду того, что на территории промысла находится газоперерабатывающий завод, в составе которого имеется газлифтный компрессорный цех, специально предназначенный для подготовки газа для газлифтной эксплуатации скважин. Поэтому, на мой взгляд, данный способ эксплуатации скважин является самым подходящим.

Конструкция скважин, намеченных на эксплуатацию газлифтным способом, должны удовлетворять требованиям, предъявленным к конструкции газовых скважин. Этим требованиям соответствуют следующие выбранные скважины: 131, 322, 327, 328, 415, 2077.

Дебит по жидкости скважин, переводимых на непрерывный газлифт, должен быть не менее 10,4 – 14,3 м<sup>3</sup>/сут. (соответственно для КТ-1 и КТ-II). Текущий дебит по скважинам 131, 322, 327, 328 составляет 1 – 2 м<sup>3</sup>/сут, без дополнительных геолого-технических мероприятий по увеличению нефтеотдачи по этим скважинам не рекомендуется переводить на непрерывный газлифт.

Также для перевода на непрерывную газлифтную эксплуатацию скважин необходимо добиться притока жидкости не менее 40 м<sup>3</sup>/сут. Этим критериям соответствуют скв. № 415, 2077.

При переводе на непрерывную газлифтную эксплуатацию значение забойного давления должно быть не менее давления нагнетаемого газа приведенного к забою скважин (барометрическая формула), следовательно для расчета газлифтной установки берем за основу данные по скважине № 415.

На основании проведенного расчета для плавного пуска скв. № 415 на газлифтную непрерывную эксплуатацию необходима установка 4-х пусковых газлифтных клапанов и одно рабочее отверстие, которое облегчит пуск и работу газлифтной установки .

Выполнен экономический анализ эффективности создания и внедрения системы, который показал, что ее внедрение выгодно и обосновано.

Приведены опасные факторы воздействия на человеческий организм при эксплуатации газлифтных установок и разработан комплекс мер по охране труда и охране воздушной среды.

## Список использованных источников

1. Технологический регламент нефтегазоконденсатного месторождения Жанажол, договор 92.34.0015.92 Том I, Научно-исследовательский институт по разработке нефтегазовых месторождений ОАО «СНПС АктобеМунайГаз» проект рабочей схемы. Актобе 2019.
2. РД 39-0147035-219-88. Методическое руководство по регулированию технологических режимов работы газлифтных скважин /Всесоюзный нефтегазовый научно-исследовательский институт ВНИИ.
3. Методическое руководство по регулированию технологических режимов работы газлифтных скважин / В. А. Леонов, Б. А. Ермолов и др. НижневартовскНИПИнефть, 1994.
4. Годовой отчет плано-экономического отдела месторождения Жанажол за 2013. Авторский надзор. Анализ разработки месторождения.
5. Теория и практика газлифта /Ю. В. Зайцев, Р. А. Максutow, О. В. Чубанов и др. - М.: Недра, 1987.
6. В. В. Девликамов, М. М. Кабиров, А. Р. Фазлутдинов Борьба с гидратами при эксплуатации газлифтных скважин: учебное пособие /М.: Недра. 1987.
7. В. И. Щуров Технология и техника добычи нефти./М.: Недра. 1983.
8. Ф. С. Абдуллин Добыча нефти и газа /М.: Недра. 1983.
9. 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.
10. И. Г. Белов. Теория и практика периодического газлифта.- М.: Недра, 1975.
11. Каталог.- М.: Изд. ЦИНТИхимнефтемаш, 1999.
- Техника и технология газлифтной эксплуатации скважин в Западной Сибири/ Р.
12. И. Медведский, Е. П. Эртэ, В. А. Попов и др. - М.: изд. ВНИИОЭНГ, 1975.
13. Оборудование для отсекаания фонтанных скважин. Каталог. - М.: ЦИНТИхимнефтемаш, 1980.