

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

SATBAYEV UNIVERSITY

Институт металлургии и промышленной инженерии

УДК: 622.243.133.24.05

На правах рукописи

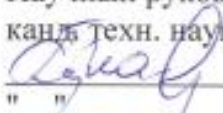
Жокенов Нурсултан Осиетович

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

На соискание академической степени магистра техники и технологий


Название диссертации " Разработка конструкции технической оснастки для  
бурения с обратной промывкой технологических скважин "

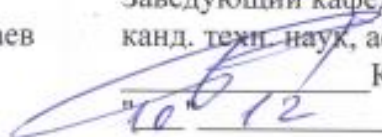
Направление подготовки 6М072400-Технологические машины и  
оборудование

Научный руководитель,  
канд. техн. наук, ассоц. профессор  
 Карманов Т.Д.  
" " 2019 г.

**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**  
НАО «КазНИТУ им.К.И.Сатпаева»  
Институт Металлургии и  
Промышленной инженерии

  
Рецензент  
главный энергетик  
 Стеценко И.В.  
" " 2019г.

Нормоконтроль  
канд. техн. наук, сениор лектор  
 С.А.Бортебаев  
"11" 12 2019 г.

**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**  
Заведующий кафедрой ТМиО  
канд. техн. наук, ассоц. профессор  
 К.К. Елемесов  
"10" 12 2019 г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН  
SATBAYEV UNIVERSITY

Институт металлургии и промышленной инженерии  
Кафедра "Технологические машины и оборудование"  
6M072400-Технологические машины и оборудование

**УТВЕРЖДАЮ**  
Заведующий кафедрой ТМиО  
канд. техн. наук, ассоц. профессор  
К.К. Елемесов  
10 2019 г.

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение магистерской диссертации**

Магистру Жокенову Нурсултану Осиетовичу

Тема: "Разработка конструкции технической оснастки для бурения с обратной промывкой технологических скважин"

Утверждена приказом Проректора по науке университета №1597-М от "30" 10 2017г

Срок сдачи законченной диссертации "05" декабря 2019 г.

Исходные данные к магистерской диссертации: *Размерность бурового оборудования для бурения технологических скважин; Режимы бурения уранового месторождения "Инкай" АО "Волковгеология".*

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

- а) краткие сведения о технологии бурения месторождений урана
- б) определение необходимости бурения технологических скважин методом с обратной промывкой;
- в) разработка конструкции специальных устройств для компоновки с обратной промывкой забоя технологических скважин;
- г) разработка методики гидравлического расчета с обратной промывкой забоя скважин;
- д) методика производственных экспериментов и описание использованного оборудования;
- е) получение экспериментальных данных работоспособности оснастки для бурения с обратной промывкой.

**ГРАФИК**  
подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Существующие методы с обратной промывкой		
Оптимальная компоновка с обратной промывкой на месторождении «Инкай»		
Специальные конструкции для бурения с обратной промывкой		
Материалы эрлифтного бурения на месторождении «Инкай»		

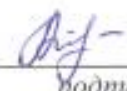
**Подписи**

консультантов и нормоконтролера на законченную магистерскую  
диссертацию с указанием относящихся к ним разделов диссертации

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Существующие методы с обратной промывкой	канд. техн. наук, ассоц. профессор Карманов Т.Д.	8.08.2019	
Оптимальная компоновка с обратной промывкой на месторождении «Инкай»	канд. техн. наук, ассоц. профессор Карманов Т.Д.	19.08.2019	
Специальные конструкции для бурения с обратной промывкой	канд. техн. наук, ассоц. профессор Карманов Т.Д.	3.09.2019	
Материалы эрлифтного бурения на месторождении «Инкай»	канд. техн. наук, ассоц. профессор Карманов Т.Д.	16.10.2019	

Научный руководитель

  
подпись Карманов Т.Д.

Задание принял к исполнению обучающийся  Жокенов Н.О.  
подпись

Дата «\_\_» \_\_\_\_\_ 2019г.

## **АННОТАЦИЯ**

В диссертационной работе приведены результаты аналитических, расчетно-экспериментальных и промышленных экспериментальных исследований по обоснованию применения технической оснастки для бурения рудной зоны с обратной промывкой с компоновкой в составе буровой насос, компрессорная установка, специальный вертлюг-сальник двухходовый, двойная бурильная колонна, смеситель-переходник З-89/3-50, одинарная бурильная колонна СБТ-50, узел преобразования направления потока промывочной жидкости, УБТ и долото PDC-215.

В результате исследований подтверждена принципиальная возможность их применения на технологических скважинах для добычи урановых руд. Полученные результаты могут представлять научный и практический интерес при разработке новых конструкций технологической оснастки для проходки рудных интервалов технологических скважин.

## **АНДАТПА**

Диссертациялық жұмыста құрамында бұрғылау сорабы, компрессорлық қондырғысы, арнаулы екі тесікті ұршығы, екі қабатты бұрғылау тізбегі, З-89/3-50 арнаулы араластырғыш аудармасы, біртекті СБТ-50 тізбегі, жуу сұйығы бағытын өзгертетін түйіні, ауырлатылған бұрғылау құбырлары, PDC-215 қашауы бар, өнімдік қабатты кері ағыс әдісімен бұрғылауға арналған техникалық жасақтың талдаулық, есептік-эксперименттік және өндірістік эксперименттік зерттеулері нәтижелері келтірілген.

Зерттеу нәтижесінде жоғарыда аталған техникалық жасақты уран кен өндіру технологиялық ұңғыларында пайдаланудың іргелі мүмкіндігі бекітілді. Алынған нәтижелер технологиялық ұңғылардың өнімдік қабаттарын бұрғылауға арналған техникалық жасақтың жаңа конструкцияларын жасауда ғылыми және тәжірибелік қызығушылықты тудыруы мүмкін.

## **ANNOTATION**

The dissertation presents the results of analytical, computational and experimental and industrial experimental studies on the rationale for the use of technical equipment for drilling the ore zone with backwash with the composition of the mud pump, compressor unit, special two-way swivel box, double drill string, mixer adapter Z -89 / 3-50, single drill string SBT-50, a unit for converting the flow direction of flushing fluid, drill collar and PDC-215 bit.

As a result of the studies, the fundamental possibility of their application in technological wells for the extraction of uranium ores was confirmed. The results obtained may be of scientific and practical interest in the development of new designs of technological equipment for sinking ore intervals of technological wells.

## **ВВЕДЕНИЕ**

Одной из основных причин уменьшения дебита скважин, при применении подземного скважинного выщелачивания (ПСВ) является первоначальная закольматированность прифилтровой зоны рудоносного пласта во время бурения технологических скважин, которая вызывает увеличение гидравлических сопротивлений и снижение притока раствора в скважины. Кольматирующим веществом при проходке рудоносного горизонта являются задавливаемые глинистые частицы инфильтрат бурового раствора, который, взаимодействуя с пластовой водой, вызывает выпадение некоторых продуктов в результате химических реакций в осадок. Если фильтрационные свойства рудоносного пласта первоначально занижены по причине применения прямой промывки бурения, то заполнение фильтра механическими взвешьями происходит в течение всего периода эксплуатации скважин.

На основе исследовательской работы и анализа закономерностей падения дебита технологических скважин был предложен способ проходки рудной зоны обратной промывкой, который дает значимый эффект за счет сокращения количества ремонтно-восстановительных работ и средств затрачиваемых на проведения этих работ.

Предлагаемая технология отличается от других тем, что она применима в период бурения скважины и не требует вложений на реконструкцию. Это отражается в количестве ремонтно-восстановительных работ (РВР), которое в результате использования предлагаемой технологии уменьшится в 2 и более раза. Соответственно, уменьшится и число остановок на РВР, расходы на их проведение. Многолетний опыт применения глинистых растворов для вскрытия водоносных пластов показывает, что проникновение раствора и шлама в пласт снижает проницаемость и водоотдачу пласта в 10–20 раз и требует дорогостоящих и длительных мероприятий по разглинизации в период освоения скважины. Основным фактором, снижающим проницаемость пласта, является кольматация, которая проявляется в проникновении в поры и трещины пласта шлама, выбуренной породы, дисперсной фазы (глинистых частиц) и фильтрата промывочной жидкости и образовании слабопроницаемой глинистой корки на стенках скважины – кольматация. Это- процесс искусственного проникновения частиц в поры и трещины горных пород. Уменьшается дебит скважины, соответственно уменьшается добыча урана. При уменьшении дебита на 50% работа группы скважин останавливается на 3-5 дней, производится РВР (ремонтно-восстановительные работы). Внедрение результатов предлагаемой исследовательской работы в два раза уменьшает проведение выше указанных работ, повышается производительность скважин.

**Цель исследовательской работы** заключается в теоретических исследованиях и разработке конструкций технической оснастки для бурения с обратной промывкой технологических скважин. В создании бурильной компоновки для бурения с обратной промывкой технологических скважин с применением разработанных узлов и деталей. Расчет и разработка режимов бурения технологических скважин в предполагаемых месторождениях Казахстана с применением предлагаемой технической оснастки и агрегатов.

**Объектом разработки** является выбор и расчет технической оснастки компоновки для бурения с обратной промывкой технологических скважин.

**Предмет исследования** - оценка работоспособности узлов для изменения направления потока промывочной жидкости и его параметров.

**Задачи исследований:**

- анализ современного состояния бурения технологических скважин с применением обратной промывки;
- разработка конструкции технологического оборудования и оснастки для способа бурения с обратной промывкой для сохранения первоначальных фильтрационных свойств рудоносного горизонта технологических скважин;
- составление гидравлических расчетов для предлагаемой рабочей схемы работы технологического оборудования в производственных условиях;
- определение возможности применения разработанных механизмов для обратной промывки;
- оценка экономической эффективности внедрения в производство проведенных автором исследований.

**Научная новизна** работы заключается в том, что:

- предложена методика расчета с применением технологической оснастки для бурения с обратной промывкой;
- предложена методика определения типоразмеров элементов технологической оснастки для бурения с обратной промывкой в геологидрогеологических условиях урановых месторождений НАК "Казатомпром";
- обоснованы рекомендации по выбору типа дополнительных агрегатов и механизмов для ведения бурения с обратной промывкой технологических скважин, разработанных автором.

**Практическая значимость** в разработке конструкции с натуральными размерами и получение реальных параметрических данных на основе промышленных испытания на месторождении "Инкай".

**Апробация полученных результатов.** Опубликованы две статьи в изданиях, рекомендуемых ККСОН.

Для достижения поставленной цели использованы следующие методы научных исследований: изучение, обобщение и анализ существующего опыта исследований механизмов для бурения скважин с обратной промывкой; аналитические и экспериментальные исследования с применением методов математической статистики; проведение конструкторских и опытно-промышленных работ с разработкой конструкций; оценка экономической эффективности внедрения в производство результатов исследований и разработок.

На основании проведенных исследований предложена методика расчета параметров оснастки и агрегатов для обратной промывки. При непосредственном участии автора разработаны новые конструкции механизмов для обратной промывки при бурении скважин в реальных

геолого-технических условиях. Новизна конструктивных решений подтверждена одним патентом на полезную модель.

По результатам исследований опубликовано 2 научных работ.



## **1 Анализ существующих методов бурения с обратной промывкой скважин**

Для анализа существующих методов бурения скважин с обратной промывкой прибегнул к литературным источникам, в частности автору книги В.П. Дерусову "Обратная промывка при бурении геологоразведочных скважин", Недра 1984г.

В зависимости от направления подачи промывочной жидкости к породоразрушающему буровому инструменту все скважины делятся на прямую и обратную промывку.

При прямой промывке очистной агент от бурового насоса, через бурильные колонны подается к породоразрушающему буровому инструменту, охлаждая его и по пространству между бурильной колонной и стенками скважины выносит выбуренный шлам на-гора.

При обратной промывке промывочная жидкость от насоса по пространству между бурильной колонной и стенками скважин подается к забою, омывает породоразрушающий инструмент, обратно поднимается через центральный канал бурильной колонны вынося с собой выбуренный шлам.

Другие исследователи более детально изучая определили разновидности системы промывки скважин на три вида: прямую, обратную и комбинированную, а некоторые на четыре: прямую, обратную, периодическую и комбинированную.

Группа исследователей все разновидности обратной промывки разделили на две группы по схеме гидравлического контура циркуляции: 1) система обратной промывки с выходом на дневную поверхность; 2) внутрискважинная обратная промывка без выхода жидкости на поверхность.

Ученый Л.Д. Базанов в своей классификации предусмотрел три группы обратной промывки: 1) промывка по всему стволу скважины; 2) промывка в призабойной зоне; 3) комбинированная промывка по всему стволу скважины.

Ученый В.П. Дерусов развил все эти классификации по-своему и учел достоинства и недостатки этих классификации. Его классификация исходить из того, что вся система промывки делится на прямую, обратную и комбинированную подразделяющуюся на последовательную и параллельную.

По воздействию на промывочную жидкость различными устройствами, создающих обратную промывку поделены на три группы: нагнетательные, всасывающие и комбинированные (нагнетательно-всасывающие).

Нагнетательная обратная промывка создается с помощью буровых насосов, установленных на буровой площадке и от них промывочная жидкость по пространству между стенками скважины и бурильной колонной, подается к забою или по двойной бурильной колонне через межтрубное пространство. В этом случае в пространство между стенками скважины и двойной бурильной колонной закачивается утяжеленный буровой раствор.

Всасывающая обратная промывка создается при помощи специальных вакуумных насосов, устанавливаемых на поверхности или погружными насосами встроенных в состав бурильной колонны.



Комбинированная обратная промывка может быть с периодическим изменением прямой промывки на обратную, другими словами одновременное применение прямой и обратной промывки.

Таблица 1.1- Классификация методов обратной промывки при бурении скважин

Тип привода	Метод создания обратной промывки	Характер промывки у породоразрушающего инструмента	Область применения	Условия, ограничивающие применение
1	2	3	4	5
Гидравлический	<p>Бурение с отсосом жидкости из скв-н центробежным или водоструйным насосом.</p> <p>Закачка буровой пр. жидкости в затрубное пространство.</p> <p>Пром.жидкость закачивается в кольцевое пространство двойной колонны бурильных труб.</p> <p>Преобразованием прямого потока в призабойной зоне в обратный.</p> <p>Погружными насосами типа ПН-1, ПН-2, ПГН</p> <p>Погружными водоструйными насосами.</p> <p>Снарядом обратной промывки В.Большакова.</p>	<p>Непрерывная</p> <p>Пульсирующая</p>	<p>Скважины большого диаметра</p> <p>Для увеличения процента выхода керна</p> <p>При бурении с гидротранспортом керна</p> <p>Для увеличения процента выхода керна.</p>	<p>1.Глубина скв-ны</p> <p>2.Расстояние от поверхности до уровня жидкости не более 4м.</p> <p>Наличие поглощения пром. жидкости в скв-не</p> <p>1.Требуется спец. трубы.</p> <p>2.Большой расход пром. жидкости.</p> <p>3.Бурение мягких пород.</p> <p>1.Большая разработка ствола скважины.</p> <p>2.Поглощение промывочной жидкости.</p>
Пневматический	<p>Отсосом жидкости из скважины эрлифтным насосом.</p> <p>Эрлифтным снарядом</p> <p>Снарядом обратной пульсирующей промывки</p> <p>Погружным</p>	Пульсирующая	<p>Бурение с большим диаметром.</p> <p>1.Для увеличения выхода керна.</p> <p>2.При поглощении</p> <p>1.Для увеличения</p>	<p>1.Низкий уровень жидкости в скважине.</p> <p>2. Полное поглощение промывочной жидкости.</p> <p>Затруднено бурение по мягким породам из-за недостаточного перепада давления у долота.</p> <p>1.Недостаточная надежность</p>

Механический	пневматическим пульсационным насосом. Путем периодического вытеснения жидкости из колонны бурильных труб сжатым воздухом.	Непрерывная Пульсирующая	выхода керна. 2. При поглощении	распределительного устройства. 2. Неглубокая скважина. 3. Низкий к.п.д. 1. Плохая очистка 2. Ограниченная глубина бурения. 1. Сложная конструкция. 2. Ограниченная глубина бурения.
	Погружным насосом		1. Для увеличения выхода керна. 2. При полном поглощении	Глубина скважин не более 500 м. Требуется специальные трубы и механизм для расхождения поршня насоса.
	Снарядом насосного Бурения без			Низкая подача. Недостаточная надежность распорных устройств Небольшой срок службы.
	Колонковым снарядом КСБ-3 и КСБ-5 Буровым снарядом В.И. Максимова	Непрерывная	При исследовании и нефтяных и газовых пластов.	Сложная конструкция Низкая подача Недостаточная прочность распорных устройств
Глубинным насосом Колонковым снарядом А.А. Волокитенкова				
Глубинным насосом конструкции СГИ Колонковым снарядом с винтовым насосом				

При использовании периодической промывки направление потока промывочной жидкости периодически меняется с прямой промывки на обратную и наоборот в зависимости от сложности геологического разреза и возникающей необходимости, и целесообразности.

Изменение направления промывочной жидкости, подаваемой к забою скважины, обычно осуществляют на поверхности за счет обвязки насоса и устья скважины.

Комбинированная обратная промывка может быть создана путем нагнетания промывочной жидкости к забою по двойной колонне бурильных труб с возвращением ее на поверхность как по кольцевому зазору между стенками скважины и буровым снарядом, так и по внутренней колонне бурильных труб. Для увеличения скорости подъема жидкости по внутренней колонне бурильных труб часто применяют эрлифтный отсос жидкости через колонну.

Параллельным вариантом нагнетательно-всасывающей промывки является применение эжекторных (водоструйных) насосов, размещаемых в

колонковых наборах. В этом случае промывочная жидкость сначала подается в скважину по бурильным трубам, т. е. как при прямой промывке, но, дойдя до эжекторного насоса, эта жидкость через отверстия в специальных переходниках подается в кольцевой зазор между стенками скважины и колонковой трубой. Вследствие разрежения, создаваемого в камере эжекторного насоса, соединенной через колонковую трубу с забоем, происходит отсос жидкости с забоя через колонковую трубу. Таким образом, от забоя скважины часть жидкости движется на поверхность по кольцевому зазору, а часть создает обратную призабойную промывку.

Нагнетательно-всасывающая обратная промывка, осуществляемая с помощью эжекторных насосов, имеет несколько разновидностей: с одинарной колонковой трубой, с двойной колонковой трубой, с пакерным устройством.

Большое число предложенных схем обратной промывки свидетельствует об отсутствии универсальных способов, пригодных для различных условий бурения. Эффективность применения того или иного способа бурения с обратной промывкой зависит прежде всего от правильности выбора для каждого конкретного случая, от соответствия способа данным геологическим, гидрогеологическим и техническим условиям. Так, некоторые способы могут быть применены только при отсутствии поглощения промывочной жидкости в скважине, например, нагнетательная обратная промывка по всему стволу скважины с герметизацией устья. Большинство способов всасывающей обратной промывки применимо при полном поглощении промывочной жидкости, но требует наличия в скважине грунтовых вод или столба жидкости, достаточного для создания необходимого перепада давления (20—30 м), а при эрлифтном способе высота столба жидкости должна быть не менее 20-100 м. от забоя.

Некоторые способы обратной промывки ограничиваются применением породоразрушающего инструмента, например, безнасосное бурение эффективно только с использованием твердосплавных коронок.

Каждый из указанных способов обладает специфическими особенностями, достоинствами и недостатками. Однако все варианты обратной промывки имеют одно общее достоинство: улучшают выход керна - важное качество при бурении геологоразведочных скважин.

При обратной циркуляции промывочная жидкость нагнетается насосом через превентор, установленный над устьем скважины, в кольцевой зазор между буровым снарядом и обсадными трубами (см. рис. 1.1). По этому зазору жидкость доходит до забоя, далее через прорезы коронок она направляется вместе со шламом и разрушенным керном внутрь колонкового снаряда и бурильной колонны. В циркуляционную систему жидкость попадает через промывочный сальник, закрепленный на бурильных трубах, и отводной шланг.

При нагнетательной обратной промывке одним из важных факторов является скорость выходящего потока промывочной жидкости, которая удерживает в колонковой трубе мелкие кусочки керна и шлама, получаемые при проходке данного интервала, во взвешенном состоянии, обеспечивает равномерное распределение дроби под торцом дробовой коронки, сохраняет

кern и шлам от повторного разрушения и переизмельчения, которые имеют место при прямой промывке.

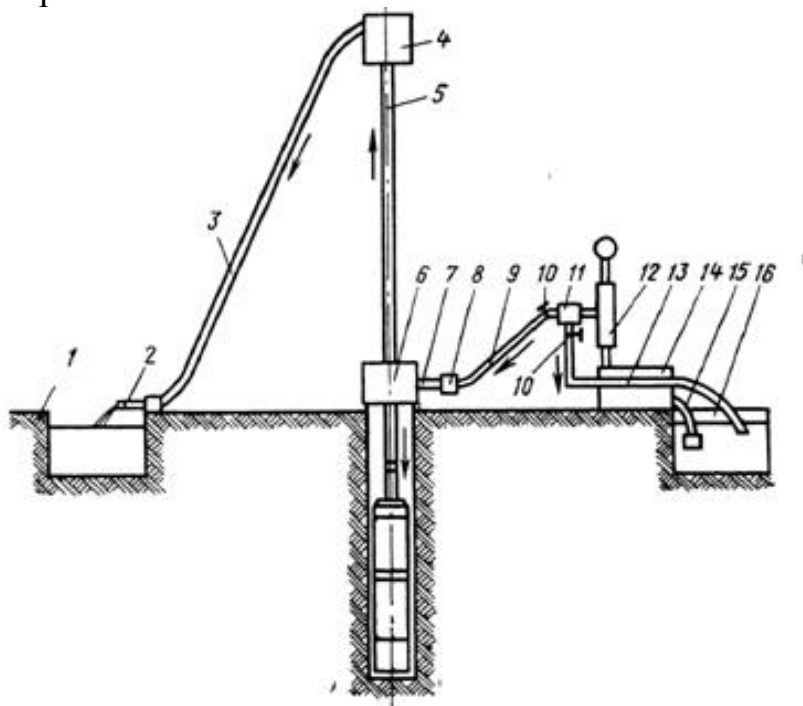


Рисунок 1.1- Обвязка насоса при бурении с обратной нагнетательной промывкой.

Нагнетательную обратную промывку можно применять при твердосплавном и алмазном бурении. Для бурения скважин с нагнетательной обратной промывкой используют то же оборудование, что и при прямой промывке, кроме оборудования устья скважины и системы обвязки бурового насоса.

Устье скважины при бурении с нагнетательной обратной промывкой оборудуют следующим образом. Скважину крепят обсадными трубами до устойчивых пород. Затрубное пространство обязательно цементируют (полностью или частично). При частичном цементировании цементируют только устье скважины или устье скважины и башмак обсадных труб. При цементировании только устья скважины возникают потери промывочной жидкости большие, чем при цементировании устья и башмака колонны обсадных труб. Это объясняется тем, что устье скважины и большая часть колонны обсадных труб расположены в слабых породах.

При бурении скважин с нагнетательной обратной промывкой над устьем скважины должен быть установлен герметизатор, который часто называют превентором или буровой головкой, или сальником для обратной промывки.

Герметизатор (рисунок-1.2) выполняет роль сальника при создании обратной циркуляции промывочной жидкости. Через него в затрубное пространство скважины подается от насоса промывочная жидкость, которая, омывая забой, попадает внутрь бурового снаряда и, двигаясь в нем до поверхности, сбрасывается в циркуляционную систему.

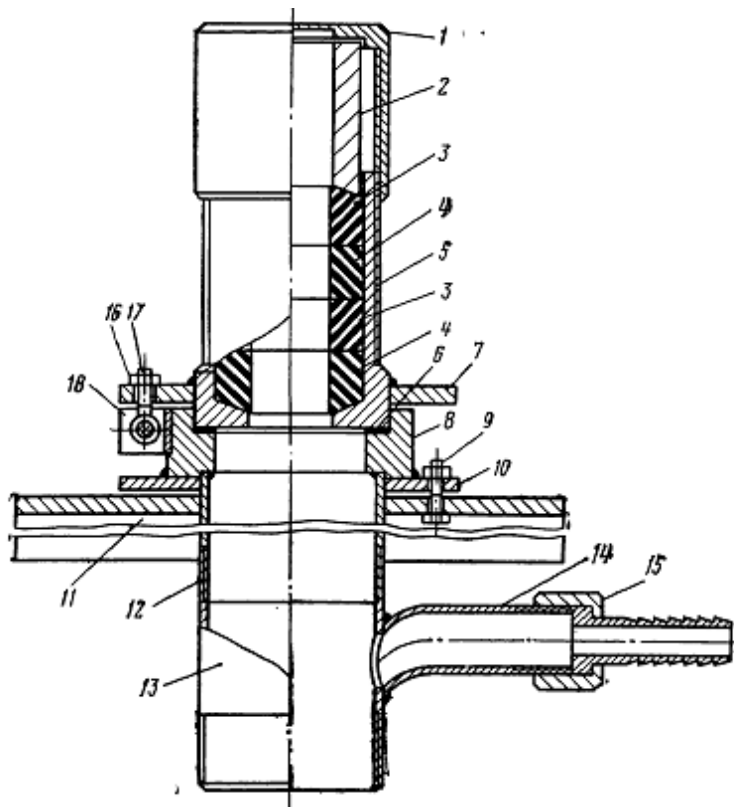


Рисунок 1.2-Превентор для герметизации устья скважины при бурении с обратной нагнетательной промывкой

Герметизатор должен отвечать следующим требованиям: быть герметичным в местах присоединения его к обсадным трубам и проходить через него рабочей штанги; иметь простую конструкцию, легко разбираться и собираться на отдельные детали; быть небольшим по высоте и не препятствовать возвратно-поступательному перемещению шпинделя бурового станка; легко отсоединяться от обсадных труб в случае замены обратной промывки на прямую; быстро разбираться для замены сальниковых уплотнений и ремонтироваться; легко и прочно подсоединяться к обсадным трубам; свободно пропускать буровые трубы при вращении без нарушения сальниковых уплотнений; работать безотказно и долго в случае нарушения соосности ведущей штанги или герметизирующего устройства.

Выбор герметизирующих устройств зависит от типа буровой установки и формы сечения ведущей штанги, наличия или отсутствия механизмов для свинчивания или развинчивания штанг.

Превентор имеет две части: нижнюю и верхнюю, соединенные между собой тремя шарнирными откидными болтами 17 с гайками 16.

Нижняя часть превентора состоит из тройника 13 с резьбами под обсадные трубы и ниппель 12, патрубка 14. Гайка 15 вместе с нагнетательным шлангом от насоса навинчивается на патрубок 14 тройника 13.

К ниппелю 12 приварены фланец 10 и воронка 8 с ушками 18 для болта 17. Фланец 10 и швеллер 11 крепятся между собой тремя болтами 9. Швеллер 11 служит для создания большей устойчивости превентора при бурении. Он крепится к полу или к продольным рядам откоса вышки с помощью

металлических скоб или болтов. При неглубоком бурении швеллер не применяют.

Верхнюю часть превентора устанавливают на ведущей штанге бурового станка, и он перемещается вместе с ней. Для герметизации зазора между верхней и нижней частями превентора на нижнюю часть укладывают резиновую прокладку 6.

Верхняя часть превентора состоит из корпуса 5 с газовой резьбой, на которую навинчивается гайка 1. К нижней части корпуса приварен фланец 7, служащий для соединения обеих частей превентора с помощью шарнирных откидных болтов 17. Внутри корпуса 5 находятся резиновые сальники (уплотнения) 3 и 4, а также грандбукса 2, служащая для уплотнения сальников 3 и 4. Сальники изготавливаются из старых автомобильных покрышек и могут служить более двух недель без замены. Превентор прост по конструкции и может быть сделан в механических мастерских геологоразведочной партии.

### **1.1 Технология бурения применяемая на месторождений "Инкай" НАК "Казатомпром"**

Способ добычи урана методом подземно-скважинного выщелачивания (ПСВ) был впервые использован в 1960-х годах и составлял 50% мирового производства урана в 2017 году. Метод ПСВ, в сравнении с традиционными способами, обеспечивает более низкую стоимость добычи, оказывает меньшее негативное влияние на окружающую среду и обеспечивает высокие показатели в сфере безопасности производства и охраны труда.

Благоприятные геологические условия Республики Казахстан, подходящие для добычи методом ПСВ, обеспечивают АО «НАК «Казатомпром» уникальное конкурентное преимущество. 100% добычи урана АО «НАК «Казатомпром» осуществляется методом ПСВ.

АО «НАК «Казатомпром» является лидером в добыче урана методом ПСВ с производительностью 12,1 тыс. тонн (~ 20% мировой добычи урана в 2017 году), значительно превосходя своих основных конкурентов.

Подземное выщелачивание - прогрессивный метод, широко применяемый в Республике Казахстан, при добыче урана. Этот метод прошел все стадии исследований, разработки и промышленного внедрения на гидрогенных месторождениях Шу-Сарысуской и СырДарьинской урановых провинциях, залегающих в проницаемых осадочных породах депрессионных зон земной коры, где вскрытие и подготовка рудных тел и добыча урана осуществляются через буровые скважины.

Скважины подземного выщелачивания — скважины, предназначенные для вскрытия рудных тел и извлечения продуктивных растворов из недр. По своему назначению они подразделяются на *технологические (закачные и откачные), наблюдательные, контрольные и специальные*

*Скважины закачные* - скважины, через которые в рудные тела подается рабочий раствор.

*Скважины откачные* - скважины, через которые из продуктивного горизонта выдается на поверхность продуктивный раствор. В практике подземного выщелачивания закачные и откачные скважины могут меняться назначением.

*Скважины наблюдательные* -предназначены для постоянного или периодического наблюдения за процессом подземного выщелачивания или режимом подземных вод (растворов) в выщелачиваемой горной массе.

*Скважины контрольные* — используются для вскрытия в заданном месте обрабатываемого рудного тела с целью определения

При разработке этого типа месторождений весь цикл работ по добыче состоит из следующих немногих процессов:

- Бурение и оборудование технологических скважин
- Выщелачивание урана из рудных тел, т. е. перевод металла в раствор
- Откачка из недр и транспортировка технологических растворов;
- Сорбция урана из продуктивных растворов и десорбция;
- Экстракция и реэкстракция.

Преимущество метода ПВ заключается не только в значительном сокращении переделов, но и в том, что процессы добычи приобрели совершенно иную качественную характеристику в части затрат человеческого труда, орудий труда и средств производства.

При использовании этого метода отпадает необходимость строительства дорогостоящих рудников или карьеров, а также гидromеталлургических заводов, расходования многих материалов; сокращается численность работающих на строительстве и при эксплуатации месторождений; увеличиваются природные сырьевые ресурсы в результате разработки месторождений с бедным и убогим содержанием урана в руде, залегающих в сложных гидрогеологических условиях (их разработка традиционными способами экономически невыгодна).

На сегодняшний день в состав АО «НАК «Казатомпром», входит 13 уранодобывающих предприятия, в том числе 3 предприятия, которые оказывают услуги по добыче и переработке урана, с 21 действующим рудником в Туркестанской, Кызыл-Ординской и Акмолинской областях Республики Казахстан.

Проектные координаты расположения скважин определяются Заказчиком. Далее Заказчик закрепляет их на местности пикетами и передает Подрядчику по акту. Определение (топографическая привязка) фактических координат расположения принятых и ликвидированных скважин так же осуществляет Заказчик.

Бурение 0-530 м (до проектной глубины) осуществляется в один этап диаметром не менее 215 мм с использованием системы очистки бурового раствора от шлама с помощью вибросита или гидроциклонной установки. На откачных скважинах интервал 0-110м разбуривается диаметром 295 мм.

Конструкция обсадной колонны и интервал установки фильтров задаются Заказчиком после обработки данных первичного каротажа. Для обсадки скважины применяются обсадные материалы согласно таблице выше, предоставляемые Заказчиком.



Для обсыпки фильтровой колонны через гидроэлеватор используется гравий фракцией 2-5мм. Подрядчик, по предварительному согласованию с Заказчиком, в качестве эксперимента может использовать гравий-гильзы для создания обсыпки в фильтровой колонне в ограниченном количестве скважин.

Гидроизоляция затрубного пространства технологических скважин производится для предотвращения перетока технологических растворов в вышележащие горизонты из рудного горизонта, а так же для предотвращения загрязнения питьевого водоносного горизонта. Усреднённые данные по интервалам и способам гидроизоляции приведены в таблице ниже (таблица №2), уточнённые данные по расположению интервалов гидроизоляции будут выдаваться сотрудниками службы сооружения скважины Заказчика по каждой скважине в геологическом задании после проведения первичного комплекса ГИС.

Цементный раствор применяемый для гидроизоляции должен вызывать устойчивое повышение температуры при застывании, которое должно позволять зафиксировать место расположения цементного кольца при проведении ГИС методом термометрии и обеспечивать по всей протяженности превышение максимума термоаномалии над уровнем диаграммы нормального температурного градиента не менее чем на 2,5 °С.

Таблица 1.2- Способ гидроизоляции затрубного пространства

№ п.п.	Интервал (глубина по стволу скважины относительно дневной поверхности)	Способ гидроизоляции	Примечание
1	От 0 до 10,0 м.	Засыпка местным грунтом	После засыпки грунт должен быть уплотнён
2	От 10,0 м. до ≈ 245,0 м.	Заполнение густым глинистым раствором	
3	От ≈ 245,0 м. до ≈ 295,0 м.	Заполнение цементным раствором	Необходимо полностью перекрыть Уванасский водоносный горизонт
4	От ≈ 295,0 м. до ≈ 460,0 м.	Заполнение густым глинистым раствором	
5	От ≈ 460,0 м. до ≈ 480,0 м.	Заполнение цементным раствором*	Нижняя граница цементации должен быть не менее 10 м над верхом фильтров

*\*Основным способом гидроизоляции затрубного пространства является заполнение цементным раствором затрубного пространства в заданных интервалах. Подрядчик, по предварительному согласованию с Заказчиком, в качестве эксперимента может использовать бентогильзы для*

Промывка скважины осуществляется технической водой буровым насосом через буровой снаряд опущенный в обсадную колонну, по интервально (через каждые 100м) до пробки отстойника и выхода чистой воды из устья обсадной колонны. Затем поэтапно сверху вниз промывается фильтровая колонна (по согласованию с заказчиком допускается применение иных методик промывки скважин).

Освоение осуществляется в три этапа, общее время освоения составляет не менее 24 часов при минимальном времени освоения скважины после достижения стабильного заданного дебита – 6 ч. Освоение скважины должно проводиться не позднее 2-х дней после окончания сооружения скважины.

Этап 1. Воздухонагнетательный шланг опускается на глубину 60 метров. Выполняется импульсная подача воздуха 3 – 4 рывка, с целью разрушения глинистой корки в интервале фильтров.

После получения в скважине непрерывного притока воды из пласта, начинается прокачка скважины аэрлифтным методом. Прокачка ведется 5 часов, с 20 минутной остановкой для воздействия на водоносный горизонт, через каждый 1 час прокачки.

Этап 2. Опустить воздухонагнетательный шланг до глубины 80 метров. Прокачивать колонну аэрлифтным методом, с остановками по 20 минут для воздействия на водоносный горизонт, через каждые 2 часа, время прокачки 8 часов. Перед каждой остановкой замерять дебит скважины, данные заносить в журнал освоения скважины.

Этап 3. Опустить воздухонагнетательный шланг до глубины 100 метров, прокачивать скважину аэрлифтным методом 10 часов при максимальном возможном дебите.

При сдаче скважины Подрячиком, сотрудниками службы добычи Заказчика замеряется гидрогеологические параметры: дебит и содержание мех. взвесей в два этапа:

1. При заглубке воздухонагнетательного шланга до глубины 100 метров, замеряется максимальный дебит.

2. При заглубке воздухонагнетательного шланга до глубины 60 метров замеряется дебит.

При проведении освоения на скважинах, осветленные водные растворы и технологические растворы должны через передвижную емкость, насосом по трубопроводам 63мм подаваться в сборный трубопровод РВР, а далее в пескоотстойник, точки подключения к трубопроводу РВР предоставляет Заказчик. Ёмкость для прокачки обеспечивает сбор мех. взвесей и осветление растворов полученных при освоении скважин и оборудована насосом (параметры насоса: высота подъёма не менее 80 метров производительность 30-35 м<sup>3</sup>/час).

В откачных скважинах после освоения перед проведением каротажа в обязательном порядке, производится спуск шаблона в эксплуатационную колонну на глубину до перехода обсадных труб 195 – 90мм ≈ 100÷120 м.

Размеры шаблона: длина – 300 см, диаметр по всей длине – 160 мм. Шаблонирование производится в присутствии представителя Заказчика.

Допускается выполнение работ по сооружению скважины в два этапа:

Буровые работы с использованием буровых агрегатов обеспечивающих необходимые параметры.

Работы по обсадке скважины, обсыпке гравием и цементации. Для выполнения работ по 2 второму этапу может использоваться оборудование, отличающееся от используемого при выполнении работ по первому этапу. Освоение скважины осуществляется с помощью эрлифтной прокачки и сдача Заказчику.

Применяемое оборудование, материалы, реагенты, приспособления и т.п. должны обеспечивать безаварийное сооружение скважины и ее последующую эксплуатацию.

Все стадии работ контролируются ответственными сотрудниками Заказчика, имеющими беспрепятственный допуск на любой объект Подрядчика. Обо всех несоответствиях, инцидентах и других подобных моментах Подрядчик должен незамедлительно информировать Заказчика.

Все случаи выявления какого-либо нарушения, несоответствия, брака, некорректного поведения и т.п. – должны рассматриваться с участием представителей Заказчика и Подрядчика с оформлением протокола.

Скважины с выявленными нарушениями, несоответствиями должны быть ликвидированы (фильтровая колонна засыпана гравием, ствол скважины залит цементным раствором, верхняя часть колонны обрезана на глубину 1 метр), согласно требованиям инструкции по ликвидации скважин.

Регламент сооружения откачной, закачной скважины на месторождении СП Инкай состоит из ряда обязательных работ;

Подготовка подъездных путей, площадок под БУ: Исполнитель подготавливает подъездные пути, горизонтальную площадку для бурового агрегата и каротажной станции, зумпфы для бурового раствора из трёх изолированных частей, объёмом не менее полуторного объёма скважины.

Установка бурового агрегата на репер: Установка репера на местности производится маркшейдерской службой Заказчика и предоставляет его буровой службе Исполнителя. Отклонение от проектной точки заложения не более 1,0м. Монтаж предусматривает центровку бурового агрегата, устройство устья скважины, циркуляционной системы, приведение в рабочее состояние механизмов и оборудования. Размещение оборудования проводится согласно схемы.

Бурение пилот скважины: 0-495м бурение производится гидромониторными пикобурами  $\varnothing$ -161мм(1 пикобур 0-300м; 2 пикобур 300-400м; 3 пикобур 400-480м), при этом применяется следующая компоновка бурильной колонны: УБТ-89 длиной 6 – 8м, УБТ-73мм длиной 6 – 8м, БТ  $\varnothing$ 63 с ребрами центраторами длиной 6м, направляющая длиной-10м с ребрами центраторами (диаметр направляющей не более диаметра бурения), СБТМ-50.

Бурение с ребристым расширителем до глубины 495м. Режимы бурения :по глинам  $P$ -400÷600 кгс, по пескам  $P$ -100÷200 кгс,  $n$ -200÷266 об/мин,  $Q$ -220÷250 л/мин.

В качестве промывочной жидкости в интервале 0-70м, используется глинистый раствор взятый с предыдущей скважины в объеме 8м<sup>3</sup>, с параметрами:  $g-1,1\div 1,12$  г/см<sup>3</sup>,  $B-25\div 30$  см<sup>3</sup>/30мин,  $T-22\div 25$  сек,  $P<4$ . В процессе бурения в интервале 70-180м в наработанный глинистый раствор периодически добавляется техническая вода (общим объемом не более 70м<sup>3</sup>) для поддержания следующих параметров глинистого раствора.  $g-1,1\div 1,12$  г/см<sup>3</sup>,  $B-25\div 30$  см<sup>3</sup>/30мин,  $T-22\div 25$  сек,  $P<4$ . Очистка глинистого раствора от мех. взвесей производится через основные зумпфы в интервале 0 – 495м и гидроциклонной установкой с глубины 250м.

Промежуточные геофизические исследования (инклинометрия): Перед проведением ГИС инклинометрии в интервале 0-495м скважина прорабатывается шарошечным долотом  $\varnothing-161$ мм, промывается глинистым раствором, с параметрами:  $g-1,08\div 1,10$  г/см<sup>3</sup>,  $B-10-16$  см<sup>3</sup>/30мин,  $T-20\div 22$  сек,  $P<4\%$  и прорабатывается в местах возможного образования глинистых сальников. Глинистый раствор берется с глинозавода на базе ГРЭ№7.

Разбурка ствола скважины: Разбурка пилот- скважины производится по этапно разбурниками  $\varnothing 190$ мм и  $\varnothing 215$ мм на закачных скважинах в интервале 0-495м. На откачных скважинных в интервале 0-120м разбуривается разбурником  $\varnothing -295$ мм и в интервале 120-495м по этапно разбурниками типа «вертолет»  $\varnothing 190$ мм и  $\varnothing 215$ мм. Компоновка снаряда состоит из разбурника  $\varnothing- 295(190-215)$ мм , УБТ-89мм  $L=12$ м, бурильные трубы СБТМ – 50. В качестве промывочной жидкости используется глинистый раствор с параметрами:  $g-1,1\div 1,12$  г/см<sup>3</sup>,  $B-25\div 30$  см<sup>3</sup>/30мин,  $T-22\div 25$  сек,  $P<4\%$ .

Для поддержания выше указанных параметров глинистого раствора в интервале 70-180м в зумпф добавляется техническая вода. Избыточный глинистый раствор вывозится на шламохранилище. Разбурка ведётся в режимах:  $P-300\div 400$  кгс;  $n-166\div 203$  об/мин;  $Q-250\div 270$  л/мин. Очистка глинистого раствора от мех. взвесей производится через основные зумпфы в интервале 0 – 495м.

Процесс бурения с обратной промывкой: На глубине 495 м бурение останавливается, долото РДС Ф 215мм приподымается от забоя до 390 м. В состав буровой колонны СБТМ-50 включаются двойные бурильные трубы  $\varnothing 89$  мм. со смесителем на глубине 105 м. Буровой насос отключается, нагнетательный рукав от насоса отсоединяется и его конец погружается в зумпф с промывочным раствором. Запускается компрессор. Сжатый воздух от компрессора по межтрубному пространству двойных бурильных труб через специальную ведущую трубу подается в воздухосмеситель. В пространстве ствола скважины произойдет смещение (барботаж) воздуха и промывочной жидкости по центральному каналу бурильной колонны, начнется циркуляция промывочной жидкости и очистка забоя скважины от выбуренной породы.

После восстановления циркуляции бурильная колонна приводится во вращательное движение и буровое долото медленно опускается на забой. начинается процесс бурения рудного интервала технологической скважины.

По мере увеличения глубины ствола скважины производится наращивание колонны двойных бурильных труб до 140 м.

- Вскрытие рудной зоны: Бурение интервала 495-530м производится 3<sup>х</sup> лопастным долотом РДС  $\varnothing 215$ мм. Технологический режим бурения:

- Нагрузка на долото 1000-1500кг.
- Скорость вращения шпинделя  $n=166-203$  об/мин.
- Производительность бурового насоса  $Q=350-370$ л/мин. Перед бурением рудного интервала перейти на малоглинистый раствор с параметрами:  $\gamma=1,08$ г/см<sup>3</sup>,  $T=18-22$ сек;  $V=20-30$  см<sup>3</sup>/30 мин.  $\Pi < 4\%$

Первичные геофизические исследования: Перед проведением первичных ГИС скважина промывается глинистым раствором, с параметрами  $\gamma=1,08 \div 1,10$  г/см<sup>3</sup>,  $V=25 \div 30$  см<sup>3</sup>/30мин,  $T=20 \div 25$  сек,  $\Pi < 4\%$  и прорабатывается в местах возможного образования глинистых сальников.

Обсадка скважины колонной обсадных труб. Допустимое отклонение фактического интервала установки фильтров от заданного – 10% от длины фильтровой колонны: Конструкция обсадной колонны и интервал установки фильтров задаются Заказчиком после обработки данных первичного каротажа. Для обсадки скважины применяются трубы ПВХ-90/8 и ПВХ-195/18, фильтра КДФ-118/90 и ФЩ-113.

Перед обсадкой скважину тщательно проработать, промыть глинистым раствором с параметрами  $\gamma=1,08-1,10$ г/см<sup>3</sup>,  $T=20-22$ сек;  $V=25$  см<sup>3</sup>/30 мин. Спуск труб в скважину производить в строгой последовательности от первой до последней согласно нумерации. Перед обсадкой скважины проводится визуальный осмотр обсадных труб и фильтров с целью выявления видимых дефектов, проверка внутреннего диаметра труб ПВХ 90/8 шаблоном  $\varnothing=65$ мм длиной 500мм, трубы ПВХ-195/18 калибром  $\varnothing=160$ мм длиной 3000мм.

Резьбовые соединения труб обсадной колонны герметизируются клеем Tangit. Отстойник колонны закрывается в нижней части герметично заглушкой. Длина отстойника технологических скважин, не зависимо от назначения по режиму эксплуатации, должна быть 10м., минимальная открытость отстойника не менее 8,5м.

Технологическая колона на откачных: +0,3-2м ПНД-225/22; 2-103м трубы ПВХ-195/14, раструб ПВХ195/195, переход ПВХ195/90; 103м – 504м трубы ПВХ-90/8; 504м-510м переход ПНД90/113 фильтр ФЩ-113, переход ПНД113/90; 510м-520м отстойник из трубы ПВХ-90/8, пробка отстойника ПНД110/18. На закачных: +0,3-2м труба ПНД-110/18; 2-503м трубы ПВХ-90/8; 503м-509м фильтр КДФ118/90; 509м-520м отстойник из трубы ПВХ-90/8, пробка отстойника ПНД110/18.

После установки фильтровой колонны и обсадных труб в заданном интервале, обсадная колонны закрепляется с помощью хомута на устье скважины. Срез обсадной колонны должен быть снабжён заглушкой и выступать над поверхностью не менее чем на 0,3м. Размер щели между дисками на фильтрах не более 1,0мм.

Геофизические исследования скважины: Проверка целостности колонн, проверка интервала установки фильтров: Производится токовый каротаж сразу после установки обсадной и фильтровой колонн. Допустимое отклонение фактического интервала посадки фильтровой колонны от заданного не более 10% от длины фильтровой колонны.

Промывка затрубного пространства, обсыпка фильтровой колонны кислотостойким гравием, ООГ: Для обсыпки фильтровой колонны гравием

используется речной гравий фракцией 2-5мм. Расчетное количество гравийной обсыпки выдаётся геофизической службой Заказчика по данным кавернометрии и проверяется буровым мастером. Для проведения гравийной обсыпки необходимо провести промывку затрубного пространства малоглинистым раствором, для чего необходимо установить низ бурового снаряда в водоупорен (глинах) над фильтровой колонной, промыть затрубное пространство. Далее заглубить буровой снаряд до отстойника и промыть фильтровую зону в течении 10-15мин. Промывку затрубного пространства проводить до уравнивания давления растворов в затрубном пространстве и буровом снаряде. Нижняя часть бурильной колонны длиной 14м должна быть гладкоствольной, конец снаряда –закругленным. Затрубное пространство промывать гл. раствором с параметрами:  $\rho$ -1,05-1,07г/см<sup>3</sup>; T-16-18сек. Обсыпку проводить через гидроэлеватор в три этапа снизу вверх поэтапно от низа фильтров через каждые 5-7м. Интервал обсыпки-до 2-3 метров выше и ниже интервала установки фильтров (в соответствии с заданием).

По окончании процесса обсыпки – ООГ не менее 3 часов. Затем производится определение места положения обсыпки, проверяется буровым снарядом, при не соответствии места нахождения обсыпки, производится досыпка гравия.

Установка цементного кольца для гидроизоляции водоносных горизонтов: Установка цементного кольца производится в интервалах установленными Заказчиком в два этапа; Первый интервал устанавливается над фильтрами мощностью -10м. Второй интервал мощностью не менее 30м устанавливается в Уванаском горизонте.

Геофизические исследования качества цементного кольца. Определение мощности, качества и интервала установки цементного кольца: Производится термометрическим методом после 8 - 10 часов ОЗЦ с применением ускорителя и через 17 часов без ускорителя. Время на ОЗЦ корректируется лабораторными испытаниями качества цемента.

Промывка скважины: Скважину промыть технической водой буровым насосом через буровой снаряд опущенный в обсадную колонну по интервально с наращиванием глубины (через 100м) до пробки отстойника и выхода чистой воды из обсадной колонны. Затем поэтапно промывается фильтровая колонна: Сверху вниз по интервально, через 30см, от верха фильтра, до низа фильтра промывать фильтровую колонну. Время промывки одного метра секции фильтра 60 мин. Перед спуском снаряда в скважину проверяется работа перфорированной насадки: распыление должно составлять не менее 70 см (При необходимости производится ремонт бурового насоса). При этом используется следующая компоновка колонны: бурильные трубы d-42мм длиной 28м (на конце бурильных труб устанавливается ГАЛ-6М или перфорированная насадка из муфты замкового соединения d-42мм). Далее бурильные трубы d-50мм. Промывка скважины осуществляется через зумпф. Контроль за качеством промывки ведется работниками СП Инкай.

Демонтаж агрегата с сооруженной скважины: Буровой агрегат снимается с площадки, скважина сдаётся бригаде УОС по промывке и

освоению скважин. Демонтаж бурового агрегата, снимаются ограждения зумпфа, поднимается трап, и.т.д.

Контрольные замеры фактической глубины скважины после освоения на предмет запесоченности отстойника, проводится в присутствии представителя СП «Инкай». Запись замеров заносится в Акт.

**2 Выбор и обоснования возможности применения технической оснастки для бурения с обратной промывкой на месторождении "Инкай" НАК "Казатомпром"**



Процессы вскрытия продуктивного пласта и его освоения при сооружении технологических скважин подземного выщелачивания урана являются решающими для получения высокопроизводительной и долговечной технологической скважины.

Применение оптимальной технологии в процессе проведения этих работ значительно повышает эффективность бурения таких скважин.

Основным условием повышения эффективности буровых работ является применение таких методов вскрытия и освоения продуктивного пласта, которые обеспечивают сохранение естественной его пористости и проницаемости или способствуют их увеличению в призабойной части скважины.

Многолетний опыт применения глинистых растворов для вскрытия водоносных пластов показывает, что проникновение раствора и шлама в пласт снижает проницаемость и водоотдачу пласта в 10–20 раз и требует дорогостоящих и длительных мероприятий по разглинизации в период освоения скважины.

Вскрытие продуктивного пласта – это технологический процесс, при котором в пласте образуется выработка для раствороприемной части скважины.

Освоение пласта – это технологические операции, обеспечивающие оборудование раствороприемной части скважины и восстановление естественной водоотдачи пласта или искусственное увеличение ее для достижения максимального дебита скважины.

Современный уровень развития буровой техники и технологии бурения позволяет совмещать технологические операции по вскрытию и освоению продуктивных пластов, при этом часто достигается положительный эффект.

Решающим фактором при выборе способов вскрытия и освоения продуктивного пласта является характеристика устойчивости пород, слагающих вскрываемые пласты.

Неустойчивые пласты, обычно сложенные рыхлыми песками или подобными горными породами, весьма склонны к обрушению и деформациям при вскрытии их скважиной.

Применение обратной промывки – важный фактор повышения эффективности вскрытия пластов и производительности скважин. При этом способе бурения в качестве промывочной жидкости может быть использована вода, которая поступает на забой по зазору между стенками скважины и бурильными трубами, а образовавшаяся в процессе бурения пульпа поднимается на поверхность по бурильным трубам с помощью эрлифтов или гидроэлеваторов (эжекторов). Вскрытие водоносных пластов с обратной промывкой водой дает наибольший эффект по сравнению с другими методами; при этом сохраняются естественные условия пористости и проницаемости пласта.

Для применения обратной промывки при вскрытии пласта должны соблюдаться следующие основные условия:

- пластовое давление при бурении неустойчивых и слабоустойчивых

пластов должно быть на 0,02–0,03 МПа меньше, чем полное гидростатическое давление столба жидкости в скважине;

– запас воды должен быть достаточным, чтобы компенсировать ее поглощение при избыточном давлении на пласт не менее 0,03 МПа;

– глубина залегания продуктивного пласта должна быть в пределах 200 м (в отдельных случаях и более).

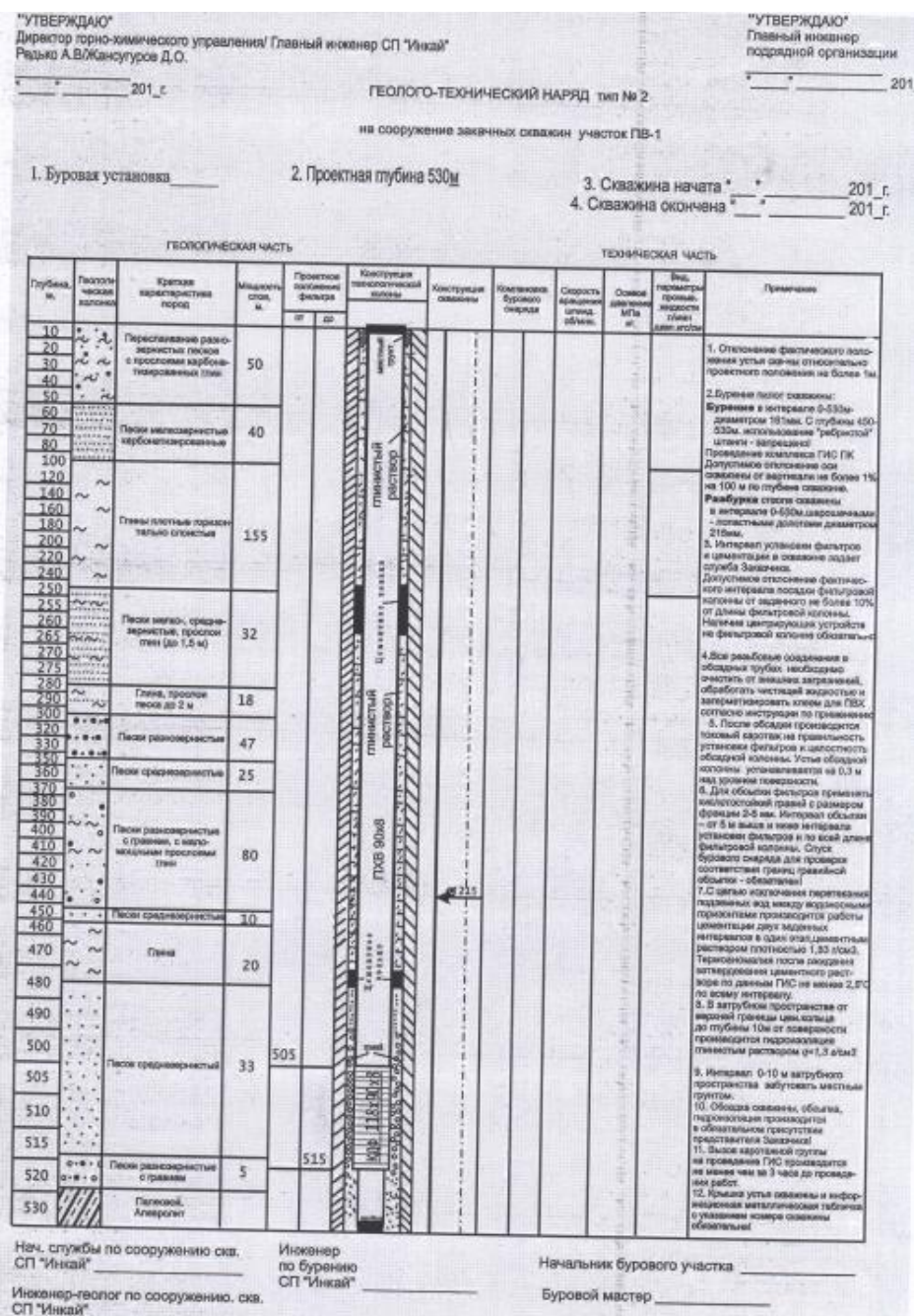


Рисунок 2.1- Геолого-технический наряд по месторождению Инкай

Однако при сооружении технологических скважин ПВ способ вскрытия продуктивных пластов с обратной промывкой пока не нашел широкого применения по следующим причинам:

– Отсутствуют серийно выпускаемый специальный инструмент и приспособления для бурения с обратной промывкой;

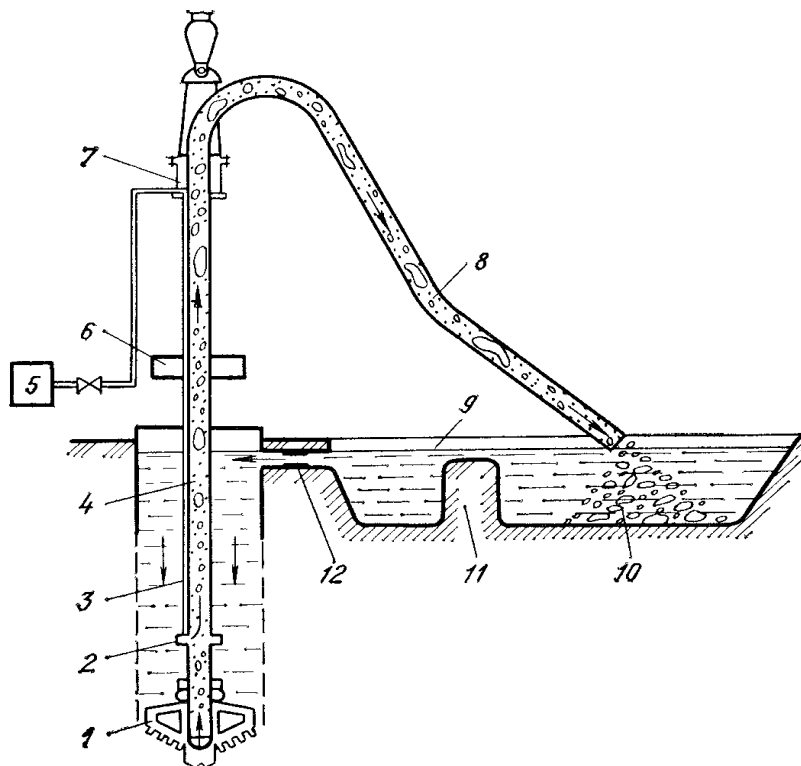
– небольшие диаметры технологических скважин;

– значительная глубина и наличие зон поглощения промывочной

жидкости.

Потенциальный поставщик, предварительно изучив особенности гидрогеологических, геологических и иных условий месторождения «Инкай», предоставляет в технической спецификации следующую информацию:

1. Способы, методы и режимы производства работ на всех этапах при сооружении скважин обеспечивающие:



1— долото; 2 — смеситель; 3 — воздушные трубы; 4 — буровая колонна; 5 — компрессор; 6 — ротор; 7 — вертлюг; 8 — рукав; 9 — емкость для жидкости; 10 — буровой шлам; 11 — перемычка; 12 — желоб для соединения емкости для жидкости со скважиной

Рисунок 2.2-Схема бурения с обратной промывкой при использовании для создания циркуляции эрлифта

Бурение скважин 0-530 м (до проектной глубины) диаметром 215 мм за один этап (без промежуточных диаметров) с использованием системы очистки бурового раствора от шлама;

Максимально возможную скорость проходки ствола скважины, без потери качества сооружения и с соблюдением допуска по горизонтальному смещению забоя скважины относительно устья в проекции на дневную поверхность;

2. Полное описание каждого этапа производства работ на примерах откачной, закачной и наблюдательных скважин.

3. Технические параметры оборудования применяемого в процессе бурения:

Тип и марка буровых агрегатов, которые будут использоваться на каждом этапе сооружения скважины (бурение, обсадка, обсыпка, цементация и т.д.);

Насосы и вспомогательное оборудование (бурильные трубы, рукава высокого давления и т.д.) обеспечивающее объем перекачки промывочной жидкости при прямой промывке забоя со скоростью восходящего потока не менее 0,6 м/с при диаметре бурения 215 мм.;

Типы и конструктивные особенности породоразрушающего инструмента (ПРИ);

Характеристики применяемого бурового раствора для каждой стадии буровых работ:

Состав, плотность, вязкость бурового раствора.

Описание и технические характеристики системы очистки бурового раствора от шлама обеспечивающей очистку бурового раствора от выбуренной породы размерностью от 0,3мм. В процессе проведения очистки отсеянный твердый материал должен собираться в отдельный зумпф, ёмкость или ее аналог для дальнейшей перевозки и складирования в шламонакопителе. Общий объем отсеянного твердого материала должен составлять не менее 60% от общего объема пробуренного ствола скважины. Необходимо предоставить документацию (паспорта, тех. характеристики и способы работы) на все оборудование, применяемое для очистки бурового раствора, его складирования и перевозки.

Описание и технические характеристики оборудования применяемого для промывки и освоения скважин, а так же транспортировки откачиваемых растворов на пескоотстойники заказчика (точки подключения к линиям перекачки обеспечивает заказчик).

## **2.1 Выбор исходных параметров и методика расчета основных элементов оснастки для бурения с обратной промывкой.**

Бурение технологической скважины с поверхности до рудного интервала производится трехлопастным пикабуром  $\varnothing 161$  мм с последующим расширением ствола скважины трех шарошечным долотом  $\varnothing 215,9$  мм. Все работы на данном этапе должны проводиться при прямой подаче промывочной жидкости на забой скважины и стандартной применяемой на сегодня компоновке бурового снаряда  $\varnothing 50$  мм.

Опытно-технологические работы по вскрытию рудного интервала с глубины 495 метров до проектной глубины (530м), предполагается проводить эрлифтным способом, применением нижеперечисленного оборудования:

- специального промывочного сальника ВС-20;
- двойной ведущей шестигранной трубы;
- двойные буровые трубы  $\varnothing 89$  мм;
- компрессорная установка DENAIR DA-22.

В качестве очистного агента по рудному интервалу использовать свежеприготовленный на базе ГРЭ-7, буровой раствор на основе бентонитовых глин и хим. реагентов для поддержания плотности, вязкости и водоотдачи.

Краткое описание проведенных опытных испытательных работ:

1 этап. бурение с поверхности до рудного интервала  $\varnothing 161$ мм, расширение  $\varnothing 215,9$ мм до рудного интервала, при прямой подаче бурового раствора в скважину.

2 этап. демонтаж ведущей шпindelьной трубы, нагнетательной линии, монтаж экспериментального оборудования, бурение интервала 495-530 метров проводилось  $\varnothing 215,9$  мм с применением эрлифта при следующей компоновке бурового снаряда:

- Шарошечное долото  $\varnothing 215,9$  мм;
- УБТ  $\varnothing 89$ мм 12 метров;
- Стальные буровые трубы СБТ  $\varnothing 50$ мм;
- Специальный переход 89/50;
- Двойные буровые трубы  $\varnothing 89$ мм;
- Двойной ведущей шестигранной трубы;
- Специальный вертлюг сальник ВС-20;
- Компрессорной установкой DENAIR DA-22.

При проходке рудной зоны технологических скважин выбор в качестве бурильной компоновки в составе бурового вертлюга-сальника двухходового, двойной ведущей трубы, двойных бурильных труб ниже которых располагается смеситель воздуха, соединенной с помощью переходника 89х50 с одинарной бурильной колонной СБТ-50, далее переходящей к утяжеленным бурильным трубам ниже которых присоединяется долото РДС диаметром 215мм обусловлен технологией добычи руды методом ПСВ.

При выборе конструктивных габаритов и массы вертлюга-сальника двухходового учитывали инерционный момент вращающегося ведущей трубы, на которой присоединяется вертлюг-сальник для параллельной подачи воздуха и промывочной жидкости. Штроп, другие грузонесущие корпусные детали и ствол вертлюга рассчитан на грузоподъемность до 20-ти тонн и имеет соответствующие габариты по прочности.

Ведущая труба имеющей две концентрический расположенные высококачественные стальные трубы, предназначена для параллельной подачи воздуха и промывочной жидкости в скважину. Воздух дойдя до смесителя расположенного на нижнем конце двойных бурильных труб выходит в полость образованной между двойными бурильными трубами и стенками скважины и происходит процесс барботажа промывочного раствора со шламом и воздуха.

Подача промывочной жидкости до узла преобразования направления потока промывочной жидкости осуществляется по бурильным трубам СБТ-50 (желательно 63,5мм трубы) под давлением бурового насоса. Узел преобразования направления потока промывочной жидкости имеет боковые калибрующие твердосплавные резцы и по диаметру равняется диаметру бурового долота. Форма этого узла в средней части цилиндрический, а по концам имеет скошенную форму для удобства выхода потоков промывочной жидкости в том или в другом направлениях. Промывочная жидкость ниже узла преобразования направления потока проходит по полости между стенками УБТ и скважины, далее вместе со шламом входит во внутреннюю полость долота и УБТ, и дойдя до выхода из отверстия узла преобразования

направления потока в полость между стенками СБТ-50, двойных бурильных труб и скважины. В этой полости на глубине 100-130 метров производится процесс барботажа промывочного раствора со шламом и воздуха, осуществляется эффект эрлифтной откачки промывочной жидкости со шламом на гора, что снижает давление столба промывочной жидкости на забой технологических скважин.

Для подачи воздуха в бурильную колонну был выбран электрический винтовой воздушный компрессор с производительностью до 3м<sup>3</sup>/мин при давлении до 1,5 МПа, совместного производства Германия-Китай. Компрессор работает почти бесшумно и по сравнению с аналогичными поршневыми компрессорами по энергопотреблению сильно выигрывает.

В качестве породоразрушающего инструмента будет выбрано долото PDC диаметром 215мм, что обусловлено буримостью разреза проходимой толщи.

Длина УБТ зависит от необходимой нагрузки на долото PDC диаметром 215мм, которая может быть в пределах 1500-2000 кгс.

### **3 Разработка конструкции специальных устройств для компоновки с обратной промывкой забоя технологических скважин**

Для производства буровых работ по задуманному в исследовательской работе методу понадобится ряд оборудования и специальных конструкции таких как:

- компрессор воздушный производительностью до 3м<sup>3</sup>/мин, давлением до 15атм;
- армированный шланг воздуха, для давления до 50 атм, длиной 25 м;
- двойная бурильная колонна длиной до 150 метров, Ø89мм;
- вертлюг-сальник двухходовый для одновременной подачи промывочной жидкости и воздуха;
- переходник (89х50мм) со смесителем для барботажа воздуха;
- эжекторный переходник для преобразования направления прямого потока промывочной жидкости в обратную;
- долото-пикобур с PDC вооружением.

Конструкция вертлюг-сальника двухходового будет изготовлен по чертежам разработанным совместно с руководителем проекта.

Вертлюг-сальник (рисунок 3.1) двухходовый состоит из составного корпуса 1, 2 и установленного в нем ствола 3 с трубкой 4, внутри которых

проходить труба подачи жидкости 5 закрепленной на радиальном подшипнике 6 со сальниковыми уплотнениями 7 и 8. Вертлюг-сальник двухходовый к полиспасту буровой установки подвешивается с помощью переходника 9 с отверстием, который с манифольдом циркуляционной системы буровой установки соединяется через колено 10. Составной корпус к переходнику подвешивается с помощью ствола 3 и упорного 11, радиальных 12, 13 подшипников, а также через муфту 14 соединяется с ведущей трубой буровой установки. Для подачи воздуха к стволу вертлюг-сальника двухходового крепится патрубок 15 с помощью хомута 16.

Вертлюг-сальник двухходовый работает следующим образом.

Промывочная жидкость от бурового насоса подается по манифольду через колено 10 в трубу подачи жидкости 5 и далее к бурильной колонне. В это же время к двойной бурильной колонне до глубины расположения воздухосмесителя подается воздух от компрессора через патрубок 15 и кольцевое пространство между стволом 3 с трубой 4 и внутренней трубой подачи жидкости 5. Таким образом осуществляется способ бурения эрлифтом для промывки выбуренного шлама, тем самым создавая депрессию на призабойную зону необходимую для проходки рудоносного интервала при добыче урановых руд методом подземного выщелачивания.

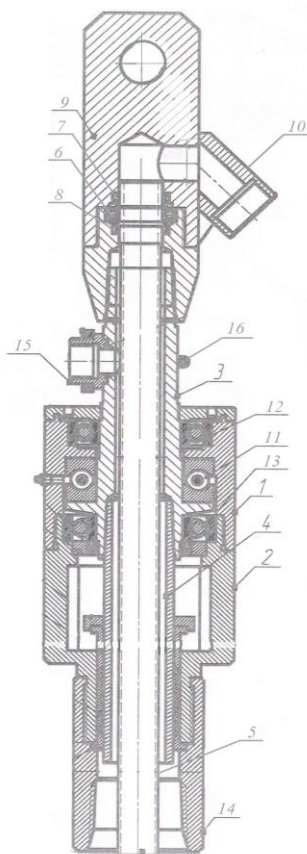


Рисунок 3.1 Вертлюг-сальник двухходовый

Двойные бурильные трубы – стальные ТБДС-89 (рисунок 3.2) предназначены для бурения эрлифтным способом с обратной промывкой скважин глубиной до 500 м в породах II-VII категорий по буримости с пропластками пород до VIII категории по буримости. Двойная бурильная



труба ТБДС-89 состоит из концентрично расположенных наружной и внутренней труб. К наружной трубе с помощью цилиндрических резьб со стабилизирующими и гладкими конусами присоединены детали замка – ниппель и муфта из стали 40ХН ГОСТ 4543-71.

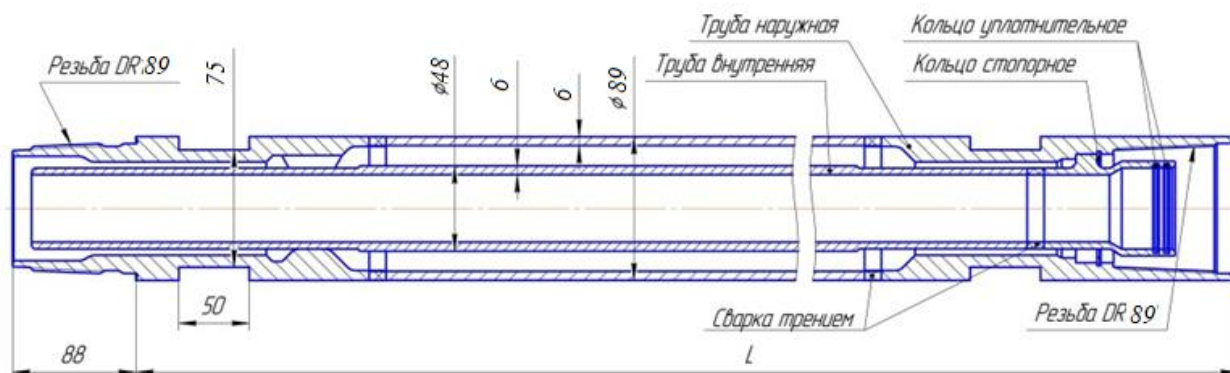


Рисунок 3.2- Двойные трубы ТБДС-89

После включения в состав бурильной колонны двойных бурильных труб технология бурения не меняется до глубины выше рудоносного горизонта на 10-15м. На этой отметке бурение останавливается, долото 1 от забоя приподнимается на расстояние 2-5м, буровой насос отключается, нагнетательный рукав от насоса отсоединяется и его конец погружается в зумф с промывочным раствором. Запускают компрессор для сбора и сжатия воздуха. Сжатый воздух от компрессора по межтрубному пространству двойных бурильных труб подается в воздухосмеситель, рисунок 3.3.

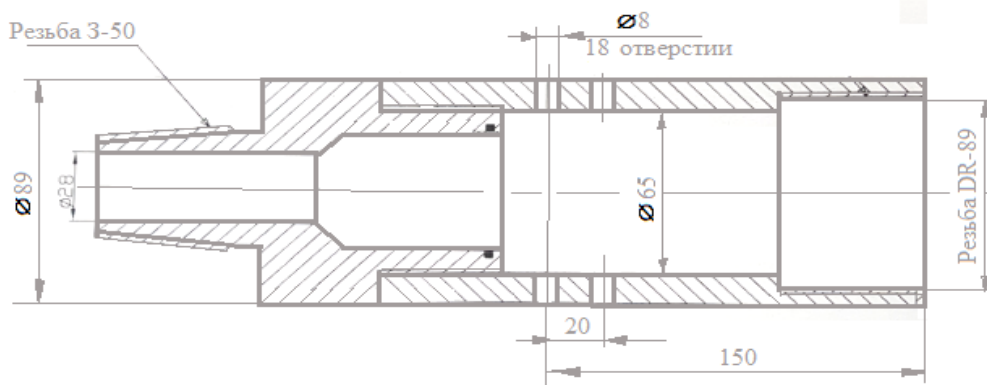


Рисунок 3.3- Воздухосмеситель

В настоящее время на объектах АО "Волковгеология" бурение технологических скважин производится вращательным способом с помощью передвижных установок БПУ-1200М, где в качестве двигателя бурильной колонны служит квадрат размером 60х60мм, длиной 9 метров. Для бурения с применением эрлифта, где подача промывочной жидкости и воздуха производится параллельно понадобится двойная ведущая труба, размер в поперечном сечении которой доходить как минимум до 80х80 мм. Так как длина двойных бурильных труб равняется 6 метрам, то с учетом

высоты вращателя (1,5м) станка ЗИФ-1200 длина ведущей трубы (рисунок 3.3) с поперечным сечением 80x80мм будет равняться 8 метрам.

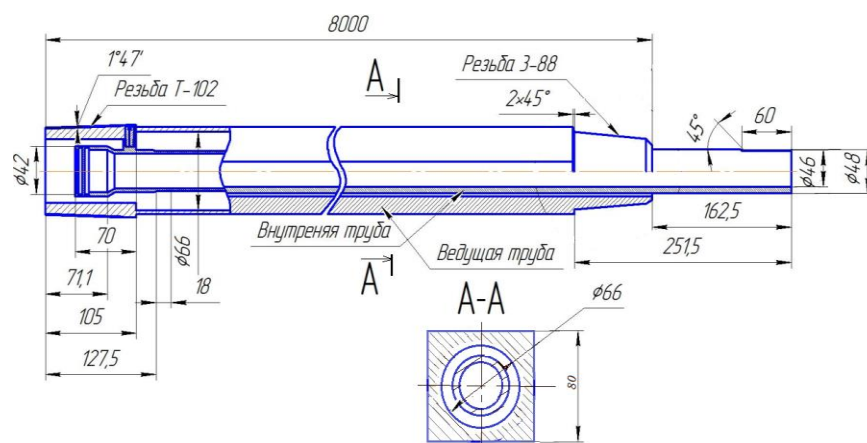


Рисунок 3.4- Двойная ведущая труба

Для передачи вращения и осевой нагрузки, подачи промывочного раствора на долото при бурение технологических скважин применяются бурильные трубы СБТ-50. Во время применения предлагаемого способа бурения в состав бурильной колонны включается двойные бурильные трубы, воздухосмеситель и предлагаемый мною конструкция (рисунок 3.4) для изменения направления потока промывочной жидкости в призабойной зоне. Эта конструкция изготавливается из круга стали марки 40Х и имеет пробковидную форму, где на концах нарезаются резьбы для присоединения с СБТ-50 и УБТ расположенных выше долота. Бочкообразная боковая поверхность конструкции армируется твердосплавными резцами ВК-8 и диаметр по верхам этих резцов равняется диаметру долота. Конструкция имеет отверстия в центральной части для подачи промывочной жидкости к забою и пропуска обратного потока через отверстия специального долота и по трубам УБТ и через свой корпус, далее в пространство между колоннами бурильных труб и стенками скважины. На глубине 100-120 метров в циркуляционный процесс включается эрлифтный эффект, который способствует бесперебойной работе предлагаемый мною методу обратной промывки. Отверстие в конструкции диаметром 40мм, которое обеспечивает обратный поток со шламом, оно достаточно для пропускной способности по крупности помола шлама породоразрушающим инструментом.

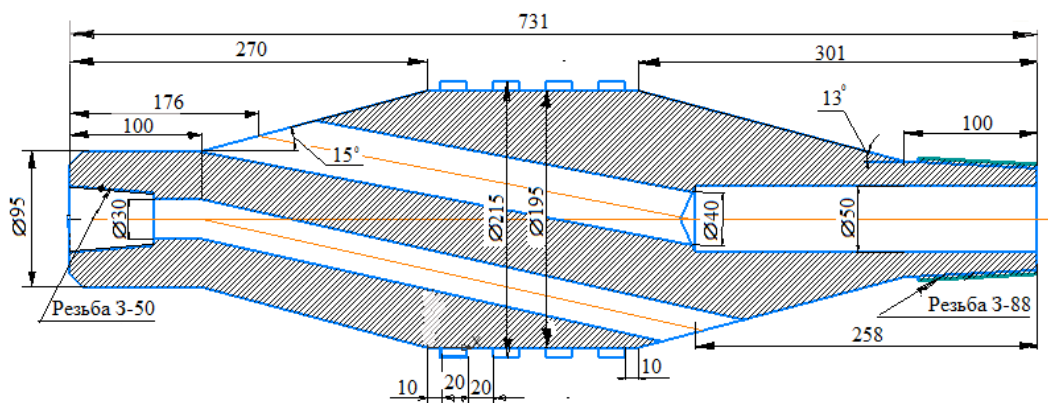






Рисунок 3.7 - Винтовой компрессор DENAIR DA-22

### 3.1 Гидравлический расчет циркуляционной системы при бурении с обратной промывкой.

Гидравлический расчет составной бурильной колонны, состоящей из двойных труб ТБДС-89 и бурильных труб СБТ-50, из УБТ-108 длиной 20 метров.

Расчет потери давления в циркуляционной системе буровой установки для следующих условий:

- Глубина скважины, м -530;
- Диаметр скважины, м-0,215;

Двойные бурильные трубы - ТБДС-89, внутренний диаметр 40мм; СБТ-50х7мм, УБТ-108мм.

Расчет скорости потока промывочной жидкости в трубах ТБДС-89 (по внутренней трубе) и СБТ-50 соответственно:

$$V_m = 4Q / \pi d_m^2 = 4 \cdot 4 \cdot 10^{-3} / 3,14 \cdot 0,04^2 = 3,18 \text{ м/с.}$$

$$V_{\text{тр.СБТ50}} = 4Q / \pi d_{\text{тр.СБТ50}}^2 = 4 \cdot 4 \cdot 10^{-3} / 3,14 \cdot 0,036^2 = 3,93 \text{ м/с}$$

Эффективная вязкость для потока жидкости по внутренней трубе ТБДС-89:

$$\eta_s = \frac{\tau \cdot D_T}{8 \cdot V_m} + \eta = \frac{7,68 \cdot 0,04}{8 \cdot 3,18} + 12 \cdot 10^{-3} = 24,07 \cdot 10^{-3}.$$

Эффективная вязкость для потока жидкости по трубе СБТ-50

$$\eta_s = \frac{\tau \cdot D_T}{8 \cdot V_m} + \eta = \frac{7,68 \cdot 0,036}{8 \cdot 3,93} + 12 \cdot 10^{-3} = 20,79 \cdot 10^{-3}.$$

Определяем число Рейнольдса для потока по внутренней трубе ТБДС-89:

$$Re = \frac{V \cdot D \cdot \rho}{\eta_s} = \frac{3,18 \cdot 0,04 \cdot 1060}{24,07 \cdot 10^{-3}} = 5602.$$

Определяем число Рейнольдса для потока по трубе СБТ50:

$$Re = \frac{V \cdot D \cdot \rho}{\eta_s} = \frac{3,93 \cdot 0,036 \cdot 1060}{20,79 \cdot 10^{-3}} = 7214.$$

Коэффициенты гидравлических сопротивлений определяем по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,316}{\sqrt[4]{5602}} = 0,0365.$$

$$\lambda = \frac{0,316}{\sqrt[4]{7214}} = 0,03429.$$

Потери давления в трубах ТБДС-89 с внутренним диаметром 40мм,

$$\Delta P_1 = \frac{\lambda \cdot \rho \cdot V_m^2}{2 \cdot d_{тр.вн}} \cdot L_{мп.} = \frac{0,0365 \cdot 1060 \cdot 3,18^2}{2 \cdot 0,04} \cdot 130 = 635779 \text{ Па} = 0,63 \text{ МПа}.$$

Потери давления в бурильных трубах СБТ50х7мм.

$$\Delta P_2 = \frac{\lambda \cdot \rho \cdot V_m^2}{2 \cdot d_{тр.вн}} \cdot L_{мп.} = \frac{0,0365 \cdot 1060 \cdot 3,93^2}{2 \cdot 0,036} \cdot 380 = 3153805 \text{ Па} = 3,15 \text{ МПа}.$$

Потери давления в замковых соединениях бурильной колонны СБТ-50:

$$P_{тр.зам.} = \left[ \left( \frac{d_T}{d_{зам.}} \right)^2 - 1 \right]^2 \cdot \frac{V_m^2}{2} \cdot \rho \cdot 0,067 \cdot L = \left[ \left( \frac{0,036}{0,028} \right)^2 - 1 \right]^2 \cdot \frac{3,93^2}{2} \cdot 1060 \cdot 0,067 \cdot 380 = 83364 \text{ Па} = 0,08 \text{ МПа}.$$

Суммарные потери давления в бурильной колонне:

$$\Delta P_{бур.кол.} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + P_{тр.зам.} = 0,63 + 3,15 + 0,08 = 3,86 \text{ МПа}.$$

Потери давления в УБТ диаметром 108мм.

$$V_{УБТ} = 4 \cdot Q / \pi \cdot d_{УБТ}^2 = 4 \cdot 4 \cdot 10^{-3} / 3,14 \cdot 0,038^2 = 3,53 \text{ м/с}.$$

$$\eta_3 = \frac{\tau \cdot D_T}{8 \cdot V_{\text{ВГ}}} + \eta = \frac{7,68 \cdot 0,038}{8 \cdot 3,53} + 12 \cdot 10^{-3} = 22,33 \cdot 10^{-3}.$$

$$\text{Re} = \frac{V \cdot D \cdot \rho}{\eta_3} = \frac{3,53 \cdot 0,038 \cdot 1060}{22,33} = 6367.$$

$$\lambda = \frac{0,316}{\sqrt[4]{6367}} = 0,0354.$$

$$\Delta P_1 = \frac{\lambda \cdot \rho \cdot V_m^2}{2 \cdot d_{\text{тр.вн}}} \cdot L_{\text{тр.}} = \frac{0,0354 \cdot 1060 \cdot 3,53^2}{2 \cdot 0,038} \cdot 20 = 123048 \text{ Па} = 0,12 \text{ МПа}.$$

Потери давления в долоте PDC диаметром 215 мм, с четырьмя насадками 9,4 мм,  
общая площадь насадок  $A=277,5 \text{ мм}^2$

$$P_{\text{дол}} = \frac{Q^2 \cdot \rho}{2 \cdot A^2} = \frac{4^2 \cdot 1060}{2 \cdot 277,5^2} = 0,11 \text{ МПа}.$$

Потери давления в кольцевом пространстве, состоящие из потерь по гладкой части труб и в области замковых соединений.

Скорость потока в кольцевом пространстве:

$$V_{\text{кол}} = Q / 0,785 \cdot (D_{\text{скв}}^2 - d_{\text{СББ}}^2) = 4 \cdot 10^{-3} / 0,785 \cdot (0,215^2 - 0,05^2) = 0,12 \text{ м/с}$$

Эффективная вязкость и число Рейнольдса:

$$\eta_3 = \frac{\tau \cdot (D_{\text{скв}}^2 - d_{\text{СББ}}^2)}{8 \cdot V_{\text{кольц}}} + \eta = \frac{7,68 \cdot 0,044}{8 \cdot 0,12} + 12 \cdot 10^{-3} = 364 \cdot 10^{-3}.$$

$$\text{Re} = \frac{V \cdot D \cdot \rho}{\eta_3} = \frac{0,12 \cdot 0,044 \cdot 1060}{364 \cdot 10^{-3}} = 15.$$

$$\lambda = \frac{64}{15} = 4,3.$$

$$\Delta P_1 = \frac{\lambda \cdot \rho \cdot V_m^2}{2 \cdot d_{\text{тр.вн}}} \cdot L_{\text{тр.}} = \frac{4,3 \cdot 1060 \cdot 0,12^2 \cdot 400}{2 \cdot 0,044} = 298342 \text{ Па} = 0,3 \text{ МПа}.$$

Гидравлические потери давления в кольцевом пространстве между стенками скважины и бурильной колонной длиной 130 м. ТБДС-89.

Скорость потока в кольцевом пространстве:

$$V_{кол} = Q / 0,785 \cdot (D_{скв}^2 - d_{ТБДС-89}^2) = 4 \cdot 10^{-3} / 0,785 \cdot 0,038 = 0,13 м/с$$

Эффективная вязкость и число Рейнольдса:

$$\eta_э = \frac{\tau \cdot (D_{скв}^2 - d_{ТБДС-89}^2)}{8 \cdot V_{кольц}} + \eta = \frac{7,68 \cdot 0,038}{8 \cdot 0,13} + 12 \cdot 10^{-3} = 292 \cdot 10^{-3}.$$

$$Re = \frac{V \cdot D \cdot \rho}{\eta_э} = \frac{0,13 \cdot 0,038 \cdot 1060}{292 \cdot 10^{-3}} = 17,9.$$

$$\lambda = \frac{64}{18} = 3,55.$$

$$\Delta P_1 = \frac{\lambda \cdot \rho \cdot V_m^2}{2 \cdot d_{тр.вн}} \cdot L_{мп.} = \frac{3,55 \cdot 1060 \cdot 0,12^2 \cdot 130}{2 \cdot 0,038} = 334709 Па = 0,1 МПа.$$

Гидравлические потери в манифольде:

$$P_M = 0,000001 \cdot 4 \cdot 1060 \cdot 1,06 \cdot 4^{1,86} = 0,06 МПа.$$

Суммарные потери давления в бурильной колонне:

$$P_{цпр.} = 0,63 + 3,15 + 0,08 + 0,12 + 0,011 + 0,3 + 0,1 + 0,06 = 4,45 МПа.$$

Наряду с потерями в трубах и затрубном пространстве, которые представляет собой гидравлические потери по длине, в состав циркуляционной системы бурящейся скважины входят значительное число местных сопротивлений, которые следует рассчитывать по специальным формулам.

К одному из главнейших видов местных гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе бурящихся скважин прежде всего должны быть отнесены замки бурильных труб.

Гидравлическое сопротивление в замках типа З-63,5 с внутренним диаметром 35 мм рассчитываем по формуле Борда:

$$P_з = \frac{8\gamma}{\pi^2 g} \left[ \left( \frac{1}{d_з} \right)^2 - \left( \frac{1}{d_T} \right)^2 \right]^2 Q^2 \frac{L}{l} \quad (1)$$

где  $p_3$ - потери давления в замках, атм;  $Q$ - расход жидкости м<sup>3</sup>/с;  $d_3$ - наименьший внутренний диаметр проходного сечения в замковом соединении, м;  $d_T$ - внутренний диаметр труб, м;  $L$ - общая длина бурильных труб, м;  $l$ - среднее расстояние между замками в бурильной колонне, м;  $\gamma$ - удельный вес промывочного раствора, кг/м<sup>3</sup>.

$$p_3 = \frac{8 \cdot 1200}{9,8596 \cdot 9,8} \left[ \left( \frac{1}{0,035} \right)^2 - \left( \frac{1}{0,051} \right)^2 \right]^2 0,000016 \frac{400}{9,4} = 12,87 \text{ атм.}$$

если  $\gamma = 1060$  кг/м<sup>3</sup> то давление измениться:

$$p_3 = \frac{8 \cdot 1060}{9,8596 \cdot 9,8} \left[ \left( \frac{1}{0,035} \right)^2 - \left( \frac{1}{0,051} \right)^2 \right]^2 0,000016 \frac{400}{9,4} = 11,4 \text{ атм.}$$

В этом случае прежде всего нужно найти среднюю скорость течения жидкости по трубопроводу:

$$v = \frac{Q}{F},$$

где  $Q = 0,0042$  м<sup>3</sup>/с, заданный секундный расход  $F = 0,001256$  м<sup>3</sup>.

$$v = \frac{0,0042}{0,001256} = 3,34 \text{ м/с.}$$

Для определения величины гидравлических потерь жидкости, проходящей по внутренней трубе двойной бурильной колонны, применяем формулу Дарси-Вейсбаха.

$$\Delta p_T = 82,6 \lambda \frac{\gamma \cdot Q^2 \cdot L}{d^5}, \text{ атм.} \quad (2)$$

где  $\lambda$  - коэффициент гидравлических сопротивлений;

$\gamma$  - удельный вес промывочного раствора, г/см<sup>3</sup>;

$Q$  - расход промывочной жидкости, л/с;

$L$  - длина двойных бурильных труб, м;

$d$  - внутренний диаметр трубы, см.

Коэффициент гидравлических сопротивлений  $\lambda$  зависит от шероховатости стенок труб и режима течения.

Для определения режима течения в бурильных трубах пользуются обобщенным критерием Рейнольдса.



$$Re = \frac{10^4 \cdot \gamma \cdot Q}{d \left( 1.028 \times 10^{-3} \frac{\tau_0 d^3}{Q} + 7,85 \eta \right)} \quad (3)$$

где  $\tau_0 = 60 \text{ дн/см}^2$  – динамическое напряжение сдвига,;  
 $\eta = 4 \text{ дн/см}^2$  - структурная вязкость.

$$Re = \frac{10^4 \cdot 1,06 \cdot 4,1}{20 \left( 1.028 \times 10^{-3} \frac{60 \times 20^3}{4,1} + 7,85 \cdot 0,04 \right)} = 407,6.$$

При ламинарном режиме течения жидкости,

$$\lambda = \frac{64}{Re} = \frac{64}{407,6} = 0,157.$$

Далее по формуле (2) определяем потери давления в двойных трубах

$$\Delta p_T = 82,6 \times 0,157 \frac{1,06 \cdot 4,1^2 \cdot 130}{4^5} = 29,3 \text{ атм.}$$

Нормальная работа эрлифта определяется величиной отношения глубины погружения смесителя в скважине к высоте подъема воды, считая от динамического уровня до уровня излива. Это отношение называется коэффициентом погружения смесителя. Предлагаемой нами технологии это отношение будет переменной, поэтому расчет ведем для начала бурения и для конца.

По полученным от производства данным динамический уровень жидкости по месторождению Инкай около 80 метров. Тогда для начала бурения эрлифтным способом глубина погружения смесителя 100 метров и по мере углубления забоя в конце бурения 130 метров.

Будет правильным если динамический уровень принять на уровне устья бурящейся скважины, потому что это поддерживается подачей промывочной жидкости буровыми насосами.

Коэффициент погружения для начала бурения.

$$K = H / h = 100 / 80 = 1,25 \quad (1)$$

$$K = H / h = 130 / 80 = 1,625 \quad (2)$$

где  $H$ - глубина погружения смесителя от уровня излива в м;  
 $h$ - глубина динамического уровня жидкости в скважине от уровня излива в м.

С увеличением глубины погружения смесителя ниже динамического уровня жидкости в скважине к.п.д. эрлифта увеличивается.

Гидравлический КПД. эрлифта:

$$\eta = (K - 1)^{0.85} / (1.05K) = (1.25 - 1)^{0.85} / (1.05 \cdot 1.25) = 0.23$$

$$\eta = (1.625 - 1)^{0.85} / (1.05 \cdot 1.625) = 0.5$$

Удельный расход воздуха  $V_0$  необходимый для подъема из скважины  $1\text{ м}^3$  жидкости ( $1\text{ м}^3$  воздуха на  $1\text{ м}^3$  жидкости):

$$V_0 = (10 \cdot \eta \cdot \ln\left(\frac{(H - h + 10)}{10}\right)) / h = \left(10 \cdot 0.23 \cdot \ln\left(\frac{100 - 80 + 10}{10}\right)\right) / 80 = 0.03\text{ м}^3 / \text{с}$$

Расход необходимой промывочной жидкости из условия полного выноса шлама с забоя скважины:

$$Q = \pi / 4 (D^2 - d^2) v_n$$

где  $Q$ -расход промывочной жидкости,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$D$  – наибольший внутренний диаметр скважины или обсадных труб, м;

$d$ - наружный диаметр двойных бурильных труб, м;  $89\text{ мм} = 0,089\text{ м}$ .

$v_n$ - скорость восходящего потока промывочной жидкости в затрубном кольцевом пространстве, м/с. При промывке глинистым раствором ( $v_n = 0,2 \div 0,5$ ).

На устье скважины направления не устанавливается поэтому внутренний диаметр скважины равно  $215\text{ мм} = 0,215\text{ м}$ .

$$Q = 0,785(0,215^2 - 0,089^2) \times 0,2 = 0,006\text{ м}^3/\text{с} = 360\text{ л}/\text{мин}.$$

Давление компрессора, необходимое для пуска эрлифта в работу должно быть:

$$P_{\text{пуск}} = \rho g h \left( 1 + \frac{d_{\text{в}}^2}{D_{\text{н}}^2} \right), \text{ Па},$$

где  $P_{\text{пуск}}$  – давление компрессора, необходимое для пуска эрлифта, Па;

$\rho$  – плотность рабочей жидкости,  $\text{кг}/\text{м}^3 - 1060$ ;

$g$  – ускорение свободного падения,  $\text{м}/\text{с}^2 - 9,80$ ;

$h$  – геометрическое погружение смесителя, м –  $100 \div 130$ ;

$d_{\text{в}}$  – внутренний диаметр воздухопровода, м –  $0,06$ ;

$D_{\text{п}}$  – диаметр подъемной трубы, м –  $0,196$  м.

$$P_{\text{пуск}} = 1060 \times 9,8 \times 100 \times (1 + 0,06^2 / 0,196^2) = 11,36\text{ атм}.$$

$$P_{\text{пуск}} = 1060 \times 9,8 \times 130 \times (1 + 0,06^2 / 0,196^2) = 14,8\text{ атм}.$$

Рабочее давление эрлифта определяется по формуле:

$$P_{раб} = \rho g \left[ h - \left( \frac{\rho_n}{\rho} - 1 \right) (H_m - h) \right] - \Delta P_{подв}$$

где  $P_{раб}$  – рабочее давление эрлифта, Па;

$\rho_n$  – плотность пульпы, кг/м<sup>3</sup>- 1100 кг/м<sup>3</sup>;

$H_m$  – высота столба жидкости, м- 400 м;

$\Delta P_{подв}$  – потери давления в соединениях и трубах,  $15 \times 10^5$  Па.

Потери давления в соединениях и трубах определяются по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$P_i = \lambda_i \frac{\rho v_i^2 L_i}{2(D_i - d_i)}$$

$v$  – скорость жидкости на данном участке, м/с;

$$v = \frac{0,006}{60 \cdot 0,785 \cdot 0,196^2} = 0,003 \text{ м/с.}$$

$L$ - длина канала на этом участке; =130 м;

$D$ - наружный диаметр кольцевого канала прохода жидкости; =0,196 м;

$d$ - внутренний диаметр кольцевого канала прохода жидкости; =0,06 м;

$\rho$ - плотность промывочной жидкости; 1060 кг/м<sup>3</sup>;

$\lambda$ - коэффициент гидравлических сопротивлений.

При промывке скважины глинистым растворами режим движения потока характеризуется обобщенным параметром Рейнольдса:

$$Re = \frac{v D_s \rho}{\eta'}$$

где  $\eta'$  - эффективная вязкость глинистого раствора, определяемая по формуле:

$$\eta' = \eta + 0,17 \frac{\tau_0 D_s}{v},$$

$D_s = 0,196$  м;

$\eta$ - коэффициент структурной вязкости;

$\tau_0$ - динамическое напряжение сдвига. При расчетах в системе СИ можно для нормальных глинистых растворов принимать значения в пределах  $\eta = 5 \times 10^3 \div 2 \times 10^{-2}$ ,  $\tau_0 = 2 \div 10$ . Принимаем  $\eta = 1 \times 10^{-2}$ ;  $\tau_0 = 6$ .

$$\eta' = 10^{-2} \cdot 0,17 \frac{6 \times 0,196}{0,003} = 0,66.$$

$$Re = \frac{0,003 \times 0,196 \times 1060}{0,66} = 0,94.$$

Так как  $Re < 2000 \div 3000$  величина  $\lambda$  рассчитывается по формуле Стокса

$$\lambda = \frac{64}{Re} = \frac{64}{0,94} = 68,1.$$

$$P_i = \lambda_i \frac{\rho v_i^2 L_i}{2(D_i - d_i)} = 68,1 \cdot \frac{1060 \times (0,003)^2 \times 130}{2 \times 0,126} = 157870 \text{ кг/м}^2.$$

Второй участок где диаметр бурильной колонны 50мм, и узкое место канала 28 мм.

$$v = \frac{0,011}{60 \cdot 0,785 \cdot 0,028^2} = 0,3 \text{ м/с}$$

$$\eta' = 10^{-2} + 0,17 \frac{6 \times 0,028}{0,3} = 0,105$$

$$Re = \frac{0,3 \times 0,028 \times 1060}{0,105} = 85$$

$$\lambda = \frac{64}{Re} = \frac{64}{85} = 0,75.$$

$$P_i = \lambda_i \frac{\rho v_i^2 L_i}{2(D_i - d_i)} = 0,75 \frac{1060 \times (0,3)^2 \times 130}{2 \times 0,028} = 255535 \text{ кг/м}^2$$

$$P_{\text{раб}} = 1150 \times 9,8 [130 - (1150/1060 - 1) (400 - 1300)] - 4,1 \times 10^5 = 16,5 \text{ атм.}$$

Удельный расход воздуха определяется по формуле:

$$q = \left( \frac{2}{\alpha} - 1 \right) \left( 1 + \frac{\rho g h}{2P_a} \right),$$

где  $q$  – удельный расход воздуха,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;

$\alpha$  – относительное погружение смесителя, 1,5;

$P_a$  – атмосферное давление, Па ( $P_a = 101325$  Па).

$$q = (2/1,5 - 1) (1 + 1060 \times 9,8 \times 80 / 2 \times 101325) = 1,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

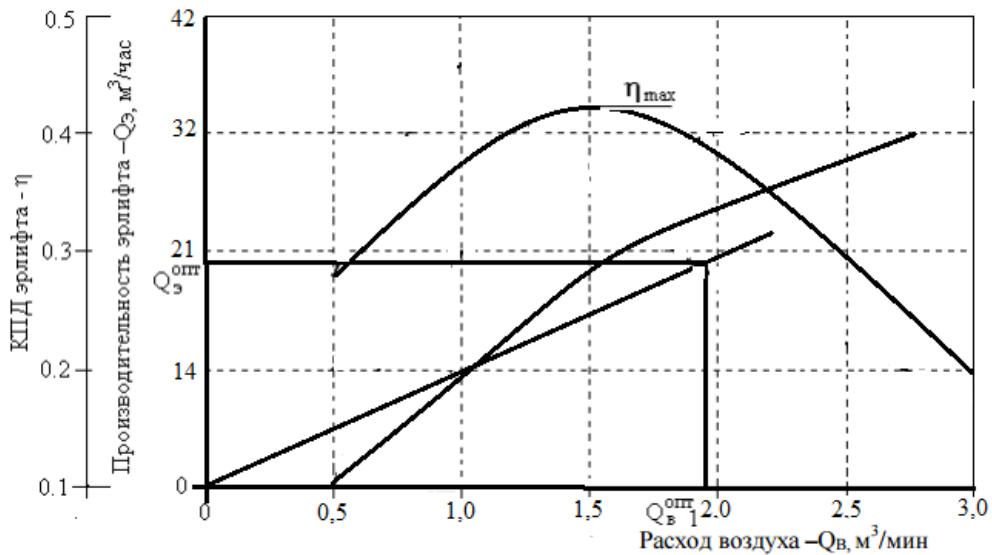


Рисунок 3.8 - Графическое определение оптимальных параметров эрлифта

Определение потери давления в замках по формуле Борда

$$p_3 = \frac{8\gamma}{\pi^2 g} \left[ \left( \frac{1}{d_3} \right)^2 - \left( \frac{1}{d_T} \right)^2 \right]^2 Q^2 L/l,$$

где  $p_3$ -потери давления в замках;

$Q$ -расход жидкости;

$d_3$ - наименьший внутренний диаметр проходного сечения в замковом соединении;

$d_T$  -внутренний диаметр трубы;

$L$ - общая длина бурильных труб;

$l$ - среднее расстояние между замками в бурильной колонне.

Подача эрлифта определяется по формуле 2.41:

$$Q_э = \frac{1}{1+q_n} \sqrt{\frac{\alpha}{\varphi} \left( 1+q_n - \frac{1}{\alpha} \right) g D_n^5},$$

где  $Q_э$  – подача эрлифта, м³/с;

$\varphi$  – коэффициент сопротивления справочные данные  $\varphi=0,78$ ;

$D_n$  – диаметр подъемной трубы эрлифта, 0,196 м;

$q_n$  – удельный расход воздуха, приведенный к среднему манометрическому давлению по длине подъемной трубы эрлифта, 1,5 м³/м³.

$$Q_э = \frac{1}{1+1,5} \sqrt{\frac{1,5}{0,78} \left( 1+1,5 - \frac{1}{1,5} \right) 9,8 \times 0,196} = 0,36 \text{ м}^3/\text{с}$$

Расход воздуха определяется по формуле:

$$Q_e = Q_3 \cdot q = 0.36 \times 1,5 = 0,54 \text{ м}^3/\text{с}.$$

где  $Q_3$  – расход воздуха,  $\text{м}^3/\text{с}$ .

#### **4 Материалы производственных испытаний эрлифтной промывки технологических скважин на месторождении "Инкай"**

Сжатый воздух подавался скважину через специальный вертлюг сальник ВС-20, где по двойным буровым трубам с глубины 110 метров на специально разработанном переходнике 89/50, в затрубном пространстве происходил «барботаж» и аэрирование буровых растворов в скважине, что позволило увеличить скорость восходящего потока на поверхность и уменьшить удельное давления на забой.

Показания давления на манометре бурового насоса НБ-50, до проведения аэрирования на глубине 310 метров равны  $P=19-23$  бар, в

процессе проведения аэрирования, показание давления на манометре бурового насоса НБ-50 составило  $P=5-7$  бар.

Давление сжатого воздуха на DENAIR DA-22 составило:

- на глубине 310 метров 7 бар,
- на глубине 325 метров до 10 бар.

Характерно, что во время бурения с аэрированием буровых растворов по рудному интервалу в пределах 310-325м наблюдался интенсивный вынос песка с рудного горизонта. Данные проведенного ГИС (геофизические исследования скважины) КМ (кавернометрия) на этом интервале показывают диаметр по стволу скважины в пределах 220-225мм при бурении шарошечным долотом  $\varnothing 215.9$ мм.

Вторая проблема, с чем столкнулись при бурении в данном интервале то, что в следствии уменьшения удельного давления на забой скважины привело к обводнению вскрываемых интервалов. Буровой раствор в отобранной пробе у устья скважины, при замере показал повышенную водоотдачу. Раствор с такими параметрами в дальнейшем приведет к катастрофическому обвалу стенок скважины с прихватом бурового инструмента на забое. Данное предположение подтвердилось, что при остановке подачи раствора и сжатого воздуха в скважину, для проведения наращивания бурового снаряда произошло резкое оседание песка в растворе и наращивание без дополнительной промывки становилось не возможным.

Учитывая риск возникновения аварии, специалистами ГРЭ-7 принято решение о проведении работ по бурению скважины традиционным способом, без применения аэрлифта, и компоновку бурового инструмента в скважине оставить прежней.

3 этап. бурение с интервала 325-340 метров проводилось  $\varnothing 215,9$  мм без изменения компоновки бурового инструмента в скважине при прямой подачи бурового раствора. Данные ГИС КМ в данном интервале показали средний диаметр 215 мм.

4 этап. подъем бурового инструмента из скважины для проведения ГИС ПК. Демонтаж обвязки воздушных и гидравлических рукавов, двойной ведущей шестигранной трубы, подъем из скважины двойных буровых труб  $\varnothing 89$ мм, буровых труб  $\varnothing 50$ мм, УБТ  $\varnothing 89$ мм. Общее время демонтажа составило 4 часа.

Для проведения опытных работ были разработаны и согласованы с руководством ГРЭ-7 следующие документы:

Регламент сооружения технологических скважин в СП «Инкай» на УБР №3.

Программа испытаний по вскрытию рудной зоны технологических скважин.

По результатам проведенных испытаний определен перечень работ необходимых для дальнейшей реализации Проекта «Производство технологического оборудования и оснастки для способа бурения с сохранением первоначальных фильтрационных свойств рудоносного горизонта» и составлен Протокол общего собрания участников Проекта.

## **5 Анализ результатов производственных испытаний эрлифтного способа бурения технологических скважин**

В соответствии с Протоколом общего собрания, для осуществления работ в оставшийся до конца 2018 года период, ТОО «Иновация ДП» поставила перед собой ряд задачи и виды работ по проработке производственных, технических, технологических и организационных вопросов:

Решить вопросы технического перевооружения

а) Вращателя бурового станка ЗИФ 1200 МР – Проработать возможность поставки вращателя, который обеспечивал бы безопасные методы производства бурения и СПО (спускоподъемные операции)

б) Разработать адаптированную рецептуру бурового промывочного раствора, параметры, которого обеспечивали бы оптимальные режимы бурения эрлифтным методом

в) Для обеспечения эрлифтного способа бурения решить вопрос приобретения / или аренды, компрессорной установки, соответствующей мощности и производительности, которая может обеспечить оптимальные



технологические режимы бурения, при одновременной подаче бурового раствора и сжатого воздуха, исключают обводнение вмещающих пород – «суффозию», которая может привести к обрушению стенок скважины и прихвату колонны бурильных труб.

г) Для обеспечения безопасных методов проведения испытаний и бурения эрлифтным методом проработать использование бурового квадрата, который бы соответствовал техническим требованиям безопасной эксплуатации и проведения процесса бурения буровым персоналом.

2. Для обеспечения своевременного обеспечения испытаний необходимыми материалами, инструментами, вспомогательным оборудованием, и доставки сотрудников ТОО «Иновация ДП» решить вопрос транспортного обслуживания на период проведения испытаний – решить вопрос аренды автотранспорта на месте проведения испытательных работ

3. В связи с тем, что по результатам испытаний на участке ПВ03 (участок №3) месторождения Инкай, в ТОО СП «Инкай» получен предварительный положительный результат, необходимо решить ряд вопросов, которые были определены Протоколом от 17.08.2018г.. Возникла необходимость обратиться в ТОО СП «Инкай», и согласовать с буровой службой филиала ГРЭ-7 АО «Волковгеология» вопрос о проведении дополнительных испытаний на месторождении Инкай, с адаптированной рецептурой бурового раствора.

4. Актуализировать Календарный план ТОО «Иновация» на оставшийся период до конца 2018 года, с тем, чтобы выполнить все виды запланированных работ.

5. Доработать и скорректировать Регламент бурения рудной зоны методом эрлифтной циркуляции.

6. По результатам проведенных испытаний на участке ПВ-3 (участок №3) месторождения Инкай, актуализированы фактические данные по работе гидравлической системы, прорабатывается для эрлифтного способа бурения, адаптированная рецептура бурового раствора.

7. Получено согласие со стороны недропользователя ТОО СП «Инкай» и буровой службы филиала ГРЭ-7 «АО «Волковгеология» об организации следующих испытаний по реализации Проекта «Производство технологического оборудования и оснастки для способа бурения с сохранением первоначальных фильтрационных свойств рудоносного горизонта» - середина мая 2019 года на месторождении Инкай.

Также, на основании Протокола технического совещания по проведению экспериментальных работ по вскрытию рудной зоны технологических скважин эрлифтным способом в ТОО СП «Инкай» и в соответствии с Отчетом по результатам испытаний ОК1 был составлен Акт устранения недостатков и доработки, Приложение 11.

По результатам ранее проведенных работ, командировок, переговоров, технических совещаний, в соответствии с Календарным планом выполнены следующие мероприятия по доработке конструкции технологической оснастки ОК1,

1. Проведено усовершенствование конструкции вращателя бурового агрегата под ЗИФ 1200 (ЗМО -1500) с большим проходным отверстием для ведущей шестигранной трубы, Приложение 12.

2. Разработаны технические характеристики на изготовление бурового наконечника (долото) Ф215мм для скоростной проходки рудного интервала, соответствующего геологическим и технологическим условиям СП «Инкай», Приложение 13. Необходимо продолжить проведение опытных работ на разных участках СП «Инкай». Для проведения опытных работ предоставить ячейки технологических скважин.

3. Разработана рецептура бурового промывочного раствора, адаптированного для эрлифтного метода бурения, для исключения большой разбурки ствола скважины, исключения кавернообразования, а также исключения процесса «суффозии» вмещающих пород, могущей привести к обрушению стенок скважины, что может привести к прихвату колонны бурильных труб.

Компрессорной установкой XRVS-336 сжатый воздух подавался скважину через специальный вертлюг сальник ВС-20, где по двойным буровым трубам с глубины 110 метров на специально разработанном переходнике 89/50, в затрубном пространстве происходил «барботаж» и аэрирование буровых растворов в скважине, что позволило увеличить скорость восходящего потока на поверхность и уменьшить удельное давления на забой.

Показания давления на манометре бурового насоса НБ-50, до проведения аэрирования на глубине 310 метров равны  $P=19-23$  бар, в процессе проведения аэрирования, показание давления на манометре бурового насоса НБ-50 составило  $P=5-7$  бар.

Давление сжатого воздуха на XRVS-336 составило:

- на глубине 310 метров 7 бар,
- на глубине 325 метров до 10 бар.

Характерно, что во время бурения с аэрированием буровых растворов по рудному интервалу в пределах 310-325м наблюдался интенсивный вынос песка с рудного горизонта. Данные проведенного ГИС (геофизические исследования скважины) КМ (кавернометрия) на этом интервале показывают диаметр по стволу скважины в пределах 220-225мм при бурении шарошечным долотом  $\varnothing 215.9$ мм.

Вторая проблема, с чем столкнулись при бурении в данном интервале то, что в следствии уменьшения удельного давления на забой скважины привело к обводнению вскрываемых интервалов. Буровой раствор в отобранной пробе у устья скважины, при замере показал повышенную водоотдачу. Раствор с такими параметрами в дальнейшем приведет к катастрофическому обвалу стенок скважины с прихватом бурового инструмента на забое. Данное предположение подтвердилось, что при остановке подачи раствора и сжатого воздуха в скважину, для проведения наращивания бурового снаряда произошло резкое оседание песка в растворе и наращивание без дополнительной промывки становилось не возможным.

## **6 Расчетная оценка экономической эффективности от внедрения бурения с обратной промывкой технологических скважин**

Проведение ремонтно-восстановительных работ в процессе эксплуатации скважин является необходимым технологическим процессом в ПСВ урана. По мере интенсификации отработки месторождения затраты на РВР неуклонно растут.

Практика проведения РВР на технологических скважинах глубиной 500 и более метров показала, что наибольший эффект дает применение установки 1БА-15В, позволяющий сочетать промывку скважин, химическую обработку, свабиrowание и прокачку скважин эрлифтом. Но недостатком данного способа является большие затраты времени и высокая стоимость.

Внедрение обратной промывки технологических скважин при проходке рудной зоны, позволит заменить процессы пневмоимпульсной обработки, прокачки скважин компрессорами, свабиrowание.

Таблица 6.1 - Затраты на РВР по руднику месторождения Инкай

<b>Вид РВР</b>	<b>Кол-во обработок</b>	<b>Затраты времени ч</b>	<b>Затраты на РВР, тенге</b>	<b>Применяемая установка</b>
Пневмоимпульсная обработка	1182	2,5	11003470	АСП-ПВ
Чистка скважин	673	3,7	9272330	УОС
Прокачка эрлифтом	544	5,5	11141240	-

Промывка скважин	41	11	1679380	УРБ-3А-3
Химобработка	220	-	-	-
Тяжёлый ремонт	84	33,6	10509710	УРБ-2А-2, УБ-3К
Свабирование	53	3	592060	УРБ-3А-3
Перебурка всего; -откачных скважин -закачных скважин	2 2 0	300	2234210	УБ-3К
Всего	2797	-	44198190	-
Средние затраты на ремонт одной скважины	-	-	15802	-

Средняя сумма средств на одну скважино-обработку составляет – 15802 тенге/скв.

Применение способа бурения с обратной промывкой при проходке рудной зоны технологических скважин продолжительность срока межремонтного цикла увеличивается на 50%. В связи с этим количество скважино-обработок также уменьшится на 2 раза.

$$2797:2=1398 \text{ скважино-обработок.}$$

Тогда годовые затраты на РВР по руднику Инкай равняется:

$$1398 \text{ скважино-обработок} \times 15802 \text{ тенге} = 22\,091\,196 \text{ тенге.}$$

Ожидаемая экономия средств от сокращения скважина-обработок составит:

$$44\,198\,190 - 22\,091\,196 = 22\,106\,994 \text{ тенге.}$$

Ожидаемая экономия потерь металла за счет сокращения времени на проведение РВР составит:

Дополнительный доход за счет получения дополнительного количества металла составит:

$$1398 \times 3 \times 2200 = 9\,226\,800 \text{ тенге.}$$

В среднем, итоговая экономия средств за год при внедрении бурения с обратной промывкой рудного интервала месторождения Инкай составит:

$$22\,106\,994 + 9\,226\,800 = 31\,333\,794 \text{ тенге.}$$

Ожидаемый экономический эффект от внедрения бурения с обратной промывкой рудного интервала технологических скважин образуется за счет сокращения затрат времени и средств на проведение РВР, исключения из практики или значительного сокращения тяжелых видов РВР.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном разделе приведены результаты производственных испытаний гидроударного способа воздействия на месторождении Северный Карамурун.

Через производственные испытания были выявлены и устранены в дальнейшем многие недостатки по конструктивному исполнению, по технологии применения забойной машины.

Разработанная забойная машина позволяет создавать гидродинамическое поле, разрушающее кольматантную корку на поверхности фильтровой колонны и механические взвеси, накапливающиеся в прифильтровой зоне.

Теоретические расчеты гидродинамических параметров забойной машины экспериментально подтверждено в условиях месторождения Северный Карамурун, что направленное гидроимпульсное воздействие на фильтровую колонну и прифильтровую зону, является более эффективным способом проведения РВР

Применение гидроимпульсного метода на ремонтно-восстановительных работах технологических скважин может дать большой экономический эффект за счет сокращения времени технологического процесса и удлинения межремонтного цикла.

Как видно из результатов испытания, что применение гидроимпульсного метода может дать повышение восстановленной эксплуатационной производительности скважины на 60% больше чем другие методы РВР.

Учитывая вскрытые недостатки, а также положительные результаты испытаний забойной гидроударной машины и большие потенциальные возможности ее использования в повышении дебита откачных скважин, необходимо продолжить работы по разработке технологии применения данного устройства на объектах НАК «Казатомпром» с учётом конкретных условий каждого месторождения.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Аренс В.Ж. Физико-химическая геотехнология.- Москва,: Изд. МГГУ, 2001.-656с.
- 2 Скороваров Д.И. Справочник по геотехнологии урана. – Москва,: «Энергоиздат», 1997. -672с.
- 3 Кедровский О.Л. «Комплексы подземного выщелачивания», Москва,: «Недра» 1986г.- 272с.
- 4 Мамилов В.А.«Добыча урана методом подземного выщелачивания», Москва, Атомиздат 1980г.-248с.
- 5 Михайлов Н.Н. Изменение физических свойств горных пород в околоскважинных зонах Москва, «Недра» 1987г 152с.
- 6 Башкатов А.Д. Сооружение высокодебитных скважин.- Москва, «Недра», 1992г.-109с.
- 7 Оноприенко М.Г. Бурение и оборудование гидрогеологических скважин.-Москва, «Недра», 1978г.-165с.
- 8 Мирзаджанзаде А.Х., Крылов В.И., Аветисов В.И. Теоретические вопросы проведения скважин в поглощающих пластах.-М.: Изд.ВНИИОЭНГ, 1973,-66с.
- 9 Сушко С.М., Дауренбеков С Д., Бегун А.Д., Касенов А.К., Федоров Б.В. Технология и техника сооружения геотехнологических скважин при подземном выщелачивании урана. Алматы, 2007.-259с.
- 10 Корн Г.,Корн Т., Справочник по математике для научных работников и инженеров. М.: Наука, 1978г.-831с.
- 11 Волков А.С., Волокитенков А.А. Бурение скважин с обратной циркуляцией промывочной жидкости. Недра, 1970. -184 с.
- 12 Дерусов В.П. Обратная промывка при бурении геологоразведочных скважин.- М: Недра, 1984. 184с.