

ФГБОУ ВО «РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ имени Серго Орджоникидзе»
МГРИ-РГГРУ

На правах рукописи



Смашов Нурлан Жаксобекович

**Обоснование и разработка технологии и технических
средств для бурения направленных геологоразведочных
скважин с использованием малогабаритных забойных
гидравлических двигателей**

Специальность:

25.00.14 - "Технология и техника геологоразведочных работ"

Диссертация

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель

д.т.н., проф. Соловьев Н.В.

Москва 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|---|----|
| Введение..... | 4 |
| Глава 1. Современное состояние забойных средств для бурения геологоразведочных скважин и основные направления повышения эффективности их работы | 10 |
| 1.1. Геологические условия буровых работ в Республике Казахстан.. | 14 |
| 1.2. Анализ технологии бурения направленных скважин на твердые полезные ископаемые с целью достижения эффективного геологического опробования месторождений..... | 18 |
| 1.3. Перспективы применения технологий направленного бурения скважин на углеводороды для решения задач геологоразведочных работ на твердые полезные ископаемые..... | 23 |
| 1.4. Выводы и задачи исследований..... | 25 |
| Глава 2. Методика исследований..... | 27 |
| 2.1. Методика проведения конструкторско-технологических исследований..... | 27 |
| 2.2. Теоретические исследования..... | 29 |
| 2.3. Лабораторные исследования параметров забойных двигателей малых диаметров..... | 33 |
| 2.4. Лабораторные исследования навигационной системы..... | 35 |
| 2.5. Производственные испытания опытных образцов..... | 39 |
| 2.6. Оценка достоверности проводимых исследований..... | 42 |
| Глава 3. Теоретические вопросы проектировании забойных гидродвигателей и разработки технологии бурения направленных скважин с их применением..... | 47 |
| 3.1. Анализ существующих конструкций забойных гидродвигателей и условий их применения..... | 47 |
| 3.2. Обоснование методики расчета параметров забойных гидродвигателей лопастного типа..... | 50 |

| | |
|--|-----|
| 3.3. Гидродинамические процессы в рабочей камере лопастного забойного гидродвигателя..... | 56 |
| 3.4. Обоснование теоретических предпосылок создания забойных гидродвигателей (ЗГД) нового поколения..... | 64 |
| 3.5. Теоретические исследования динамики движения жидкости в каналах ротора гидродвигателя..... | 71 |
| 3.6. Кинематика движения жидкости в проточном узле гидродвигателя..... | 76 |
| 3.7. Разработка методики проектирования рациональных компонок и основных элементов технологии бурения, применительно к пространственно-ориентированным профилям... | 81 |
| 3.8. Разработка элементов забойной компоновки для бурения направленных скважин..... | 85 |
| Глава 4. Исследование конструктивных параметров гидродвигателей в лабораторных и производственных условиях..... | 100 |
| 4.1. Подготовка стендов и проведение лабораторно-стендовых испытаний опытного образца управляемой забойной компоновки с внесением конструктивных уточнений..... | 102 |
| 4.2. Экспериментальные исследования забойной компоновки с забойным гидродвигателем ЗГД-70 и навигационной системой... | 107 |
| 4.3. Скважинные испытания многоточечных инклинометров МИГ-47 и МИГ-47м..... | 111 |
| Глава 5. Расчет ожидаемого годового экономического эффекта от внедрения в производство эффективных забойных средств сооружения геологоразведочных скважин | 113 |
| Заключение..... | 117 |
| Список литературы..... | 120 |
| Приложения..... | 129 |

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы: В работах, посвященных проблемам направленного бурения скважин отмечается, что принципиально новыми для их эффективного решения следует считать технические средства и методы, которые не традиционны для геологоразведки, базирующиеся на применении винтовых забойных двигателей (ВЗД) и колонковых наборов, которые обеспечивают получение новых качественных показателей по регулированию интенсивности искривления скважин и управлению трассой скважин.

Наиболее важным, и значимым по достигаемому результату видом средств для повышения эффективности процесса бурения предлагаются объемные ВЗД, которые имеют ряд технологических преимуществ:

- процесс бурения ведется при не вращающейся бурильной колонне, что способствует достижению сохранения заданного направления трассы скважин;
- обеспечивается плавность и равномерность набора кривизны скважины;
- снижаются износ бурового инструмента и энергозатраты на процесс бурения;
- возможность контроля и управления пространственным положением скважины в процессе бурения с помощью следящей системы, встроенной в не вращающийся корпус над ВЗД.

Однако имеется ряд факторов, сдерживающих применение объемных ВЗД для бурения направленных скважин в области геологоразведочных работ на твердые полезные ископаемые. К ним относятся: значительный расход промывочной жидкости, необходимый для создания крутящего момента при низкой частоте вращения вала ВЗД, что не соответствует базовым условиям технологии алмазного бурения скважин, а также габаритные размеры этого двигателя и жесткость его корпуса, что не позволяет вписываться в угол набираемой кривизны при проводке скважины по сложной с меняющимися направлениями траектории.

Задача направленного бурения геологоразведочных скважин с применением ВЗД требует решения и является актуальной.

Нами сформулированы основные требования, предъявляемые к конструктивным параметрам и технологическим возможностям компоновок забойных гидродвигателей (ЗГД), средствам слежения и управления трассой скважин в сложных горно-геологических условиях.

Объект исследования: элементы системы бурения направленных скважин, включающей силовой привод для передачи крутящего момента на породоразрушающий инструмент непосредственно на забое без вращения колонны бурильных труб, а также средства слежения и управления трассой скважин в процессе бурения.

Идея работы заключается в создании системы для бурения направленных скважин, образующей силовой привод для передачи крутящего момента на породоразрушающий инструмент непосредственно на забое без вращения колонны бурильных труб, и позволяющей включать средства слежения и управления трассой скважин.

Целью работы является повышение эффективности, улучшение качества конструктивных параметров ЗГД, малогабаритных по длине, малорасходных по количеству промывочной жидкости, удовлетворяющих условиям алмазного бурения скважин и предусматривающих использование средств слежения и управления трассой скважин.

Задачи исследований:

- анализ геолого-технических условий бурения направленных скважин с применением традиционных технических средств при вращающейся бурильной колонне;
- анализ технических характеристик ЗГД (забойные винтовые двигатели, турбобуры) применительно к условиям бурения направленных скважин на твердые полезные ископаемые;
- разработка и обоснование технологических требований к конструкции компоновок, конструктивных схем ЗГД, методики расчета их рабочих

характеристик (крутящий момент, частота вращения) в зависимости от входных параметров (расхода и давления) промывочной жидкости;

- разработка конструкторско-технологической документации и изготовление опытных образцов ЗГД разработанных конструктивных схем;

- проведение экспериментальных работ в лабораторных условиях по уточнению конструктивных параметров ЗГД, уточнение пределов изменения значений их силовых характеристик в зависимости от расхода и давления подаваемой промывочной жидкости;

- апробация компоновок с использованием ЗГД в производственных условиях при бурении направленных скважин;

- оценка экономической эффективности бурения направленных скважин с применением компоновок ЗГД с встроенной системой слежения и управления трассой скважин.

Методы исследования: Системный анализ источников информации посвященных вопросам бурения направленных скважин, рациональным условиям их проводки и видам технических средств с учетом конструктивных особенностей и технологических режимов их применения.

Исследования были направлены на обоснование и выбор конструктивной схемы компоновки ЗГД необходимой для бурения направленных скважин в сложных условиях, установление функциональной зависимости значений выходных рабочих параметров (частота вращения, крутящий момент) от расхода и давления промывочной жидкости.

Экспериментальные работы выполнялись на стенде, оснащенный буровым станком СКБ-41, буровым промывочным насосом НБЗ-120/40, специальным электромагнитным расходомером ППД-113, тахометром UNJ-T для измерения частоты вращения вала и измерителем крутящего момента ЗГД ОМ-40 с целью проверки работоспособности разработанных технических средств и оценки сходимости расчетных параметров с экспериментальными данными.

Апробация созданных технических средств, технологических режимов их работы проведены на действующей скважине, имеющей сложную траекторию при бурении в твердых горных породах.

Научная новизна диссертационной работы:

- получены закономерности изменения показателей зенитных и азимутальных углов направленного бурения с использованием ЗГД малых диаметров в зависимости от частоты вращения вала этих двигателей, величины осевой нагрузки, угла перекоса компоновки, что позволяет оценить технико-экономическую эффективность таких технологий по сравнению с традиционными;

- установлены зависимости рабочих характеристик ЗГД малого диаметра от рабочего расхода бурового раствора, что предопределило технологическую эффективность применения такого привода вращения породоразрушающего инструмента при бурении направленных геологоразведочных скважин;

- получены зависимости основных параметров системы управления проектным профилем геологоразведочных скважин от рабочих характеристик ЗГД, позволяющие оперативно отслеживать положение оси скважин в пространстве и корректировать ее относительно проектной трассы.

Научные положения, выносимые на защиту:

- Малогабаритные ЗГД, создающие и передающие крутящий момент непосредственно на породоразрушающий инструмент - эффективные средства бурения направленных геологоразведочных скважин в твердых горных породах.

- Для повышения эффективности работы малогабаритного ЗГД необходимо конструктивно предусмотреть совпадение направлений течения бурового раствора и окружной скорости вращения его ротора, что обеспечивает достижения максимального крутящего момента, передающего на породоразрушающий инструмент.

- Применение малогабаритных ЗГД обеспечивает процесс бурения направленных геологоразведочных скважин с высокой интенсивностью искривления при непрерывном слежении и управлении их трассы с помощью навигационной системы.

Достоверность и обоснованность научных положений, выводов и рекомендации подтверждается сравнительными данными традиционных и предлагаемых технических средств и технологии бурения скважин, хорошей сходимостью результатов теоретических и экспериментальных данных по исследованию рабочих параметров ЗГД, результатами практического внедрения испытания технических средств на плановых скважинах, подтвержденного актами опытных испытаний.

Личный вклад автора заключается в постановке задач исследований, разработке методики их решения, выполнении теоретических и экспериментальных исследований, проведении производственной апробации созданных технических средств и отработки технологических режимов их работы.

Практическая значимость представляемой диссертационной работы заключается в методическом обосновании эффективности применения технических средств для силового привода при создании крутящего момента на породоразрушающий инструмент непосредственно на забое скважин без вращения колонны бурильных труб, в выборе конструктивной схемы малогабаритного ЗГД, малорасходного по количеству необходимой для эффективной работы промывочной жидкости с высокими значениями выходных силовых параметров, а также в совершенствовании конструктивных параметров, обеспечивающих эти параметры и разработке технологий и технических средств слежения и управления трассой скважин.

Реализация результатов исследований. Опытные образцы малогабаритных ЗГД и созданная система слежения и управления трассой скважин прошли производственные испытания на объектах производства бурения геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые ТОО

«Центрогеолсъёмка», АО «Волковгеология» и ТОО «Бурмаш» (г.Алматы) на Копалинском месторождении золота.

Входит в перечень бюджетной программы: 217 «Развитие науки», подпрограмма 102 «Грантовое финансирование научных исследований» ГУ «Комитет науки Министерства образования и науки РК» по теме проекта: №1958/ГФ4-15-ОТ проекта «Исследование характеристик гидродинамического двигателя со уступообразным ротором для бурения скважин».

Опытные образцы ЗГД были изготовлены ТОО «Массагет Плюс» г.Алматы.

Апробация и внедрение результатов: Основные результаты диссертационной работы были доложены на заседаниях кафедры «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых» Казахского Национального Технического университета им.К.И.Сатпаева и современных технологий бурения скважин МГРИ-РГГРУ имени Серго Орджоникидзе, на выставке Республиканского конкурса достижений в области изобретательской деятельности прошедшей в г.Астана, 22-24 мая 2012 г., на 14-ой Международной конференции "Ресурсо-воспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр", посвящённой 20-летию Естественно-технического факультета КРСУ 15-18.09.2015г. Москва (Россия) - Бишкек (Киргизстан).

Работа была обсуждена и получено положительное решение на заседании Научно-технического совета ТОО «Научно-внедренческого центра Алмас».

Публикации по теме диссертации: Результаты исследований по теме диссертации опубликованы в 12 работах, в том числе 3-х работах из перечня научных журналов и изданий, рекомендованных ВАКом РФ, получены патенты на изобретения – 6, из них Республики Казахстан – 3, Российской Федерации – 3.

Объем и структура диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, 5 глав, заключения, списка литературы из 103 наименований, 4 приложений, содержит 128 стр. машинописного текста, 33 рисунка, 5 таблиц.

Глава 1. Современное состояние забойных средств для бурения геологоразведочных скважин и основные направления повышения эффективности их работы

Во введении указывалось, что производство геологоразведочных работ обладает определенной спецификой, выраженной в большом разнообразии геологических объектов разведки, их сложности и неопределенности строения, что затрудняет выбор средств для бурения скважин и принятие однозначного технико-технологического решения для оценки полноты и достоверности запасов минерального сырья.

Аналогичная неопределенность наблюдается и при бурении, когда на единой физической основе одновременно производятся различные технологические процессы: разрушение забоя, выбуривание и сохранение керна, искривление ствола скважин в заданном направлении, вынос на поверхность продуктов разрушения породы и т.д. Причем все указанные процессы протекают в строгом взаимодействии и взаимосвязи, подчиняясь единому технологическому режиму, один процесс влияет на другой, например, способ углубки скважин определяет характер искривления, а процесс управления трассой скважины способствует формированию ствола и при необходимом выходе керна.

В этих условиях, особенно с учетом неопределенности строения месторождений, очень трудно прогнозировать результаты бурения. Нужна корректировка и анализ данных результатов рассматриваемых процессов при углубке скважины для того, чтобы оперативно вмешиваться в технологические процессы.

Однако существующая геологоразведочная техника практически исключает возможность такого оперативного вмешательства. Буровые станки, применяемые для бурения скважин, передают энергию на породоразрушающий инструмент посредством неуравновешенной бурильной колонны, которая под влиянием осевых и центробежных сил многократно изгибается и гребнями своих полуволн трется о стенки скважины, вызывая поперечные и крутильные неупорядоченные

колебания, приводящие к преждевременному износу колонны и породоразрушающего инструмента. Разработанные и освоенные на практике способы борьбы с вибрациями – смазка бурильной колонны, применение эмульсионных промывочных жидкостей, легкосплавных бурильных труб, амортизаторов и др. не решают данной проблемы коренным образом, но лишь несколько расширяют область применения высоких частот вращения при бурении. Помимо износа оборудования и высоких непроизводительных энергетических затрат, данный способ бурения из-за высокого уровня хаотичных вибраций не позволяет применять высокие скорости вращения бурильного вала и разместить в при забойной части контрольно-измерительную аппаратуру, которая могла бы отслеживать технологические процессы и управлять ими.

В попытках сгладить указанные негативные явления и избежать многовариантных решений, в процессе многолетней практики геологоразведочных работ выработаны определенные схемы их планирования и управления, основанные на методе аналогий, при котором объектом разведки является не конкретное месторождение, а его типовой аналог. Опора на обширный фактический материал определяет достаточно высокую степень обоснованности, но обладает многими серьезными проблемами. Результаты бурения здесь будут соответствовать не задачам и особенностям разведки данного месторождения, а всем возможным задачам и особенностям, присущим объектам данного типа. При таком подходе часто завышаются требования к результатам процесса, когда многие его показатели, как например, объемы бурения, выход керна, предельные отклонения трасс скважин и др., не имеют необходимого обоснования и формализуются с учетом опыта предыдущих работ и нормативных требований.

Для того чтобы изменить существующую тенденцию в планировании и производстве геологоразведочных работ необходимо, в первую очередь, изменить парадигму восприятия конечного результата работ и положить в его основу строго определенную цель: получить максимум информации с каждого пробуренного метра при минимуме материальных затрат. Этот постановочный

тезис накладывает определенные требования на применяемые средства сооружения скважин, которые должны обладать более высокой информативностью и технологичностью, базирующимися на использовании современных достижений в области информационно-телекоммуникационных технологий с учетом специфики геологоразведочного производства. В первую очередь, это касается контрольно-измерительных приборов, отслеживающих направление оси скважины. Отсутствие систем подобного типа снижает точность вывода забоя скважины в требуемую точку. Причем, с увеличением длины ствола фактическая траектория скважины будет все более отклоняться от проектной, что требует применения соответствующих технических средств для управления траекторией скважин, включающих специальные отклонители, средства их ориентации и инклинометры для определения координат скважины, что необходимо производить до и после каждого процесса искривления.

Указанные операции ложатся тяжелым бременем на стоимость, длительность и достоверность разведки полезных ископаемых, себестоимости конечной продукции.

Такой традиционно-эмпирический метод предопределил медленный эволюционный характер развития средств и технологий геологоразведочного бурения, а в последние десятилетия в связи с резким сокращением объемов бурения, практически привел к застою отечественных научных исследований. Без преувеличения можно сказать, что лишь только в ТОО «Научно-внедренческий центр Алмас» (руководитель- доктор технических наук, академик РАН Мендебаев Т.Н.) в рамках выполнения госбюджетных программ в области прикладных исследований продолжаются научные изыскания в области современных технологий геологоразведочного бурения, в частности: разработан и пользуется широким спросом комплекс алмазного породоразрушающего инструмента; постоянно увеличивается потребность производственных организаций в оперативных инклинометрах и керноориентаторах; на стадии промышленного освоения находятся средства для панорамного визуального каротажа стенок скважин, позволяющего исследовать породы массива в

естественном состоянии, что является альтернативой процессу бурения с отбором керна; получены первые результаты трехмерных построений межскважинного геологического пространства вместо плоскостных разрезов и карт. И, тем не менее, с точки зрения современных требований к рациональным технологиям и методам разведки, необходимо коренным образом изменить и расширить функциональные возможности буровой техники. Необходимы новые революционные веяния наподобие тех, которые произошли в нефтяной отрасли, где произошел «взрыв» новых технологий с разрушением традиционных границ в области направленного бурения и, в том числе бурения многоствольных скважин с многообразием вариантов их сооружения. Техническая и аппаратная часть этих технологий, основана на использовании телеметрических каналов связи с высокоразвитыми компьютерными технологиями и навигационными системами, забойных двигателей, гибких элементов бурового инструмента и прочих новшествах.

Однако, воспользоваться достижениями нефтегазовой отрасли в области проектирования и сооружения скважин для целей разведки месторождений на твердые полезные ископаемые в полном объеме практически не возможно. Это связано с тем, что эти новейшие технологии применяются не для разведки месторождений, которые и без того достаточно хорошо изучены, а для воздействия на продуктивные пласты с целью повышения их нефтеотдачи. Поэтому метр бурения здесь несет низкую информационную нагрузку. К тому же, бурение геологоразведочных скважин имеет ряд специфических особенностей, накладывающих ограничения на существующие методы. В первую очередь, это связано с тем, что подавляющее большинство приборов и конструкций инструмента попросту не вписываются в скважины геологоразведочного номинала. Кроме того, имеется еще одно затруднение - это высокая стоимость услуг, оказываемых специализированными фирмами при использовании новых технологий.

Все эти особенности и трудности, вплоть до настоящего времени исключали даже попытки изменений технологий и методов ведения буровых работ, а также

переоснащения приборно-инструментальной части геологоразведочного производства. Острота необходимости в устранении этих недостатков связана еще и с требованиями отбора керна, как основного источника геологической информации для изучения строения и условий залегания рудных месторождений. При этом считается, что получение представительного керна, отвечающего поставленным требованиям, является одной из важнейших задач геологоразведочных работ.

Основными критериями представительности керна является его линейный выход, сохранение его структуры, текстуры и ориентирования в пространстве. Снижение представительности керна приводит к потере геологической информативности, что требует дополнительных работ вплоть до перебуривания скважины.

Следует отметить также, что выбуривание и доставка керна с забоя на поверхность связана со многими непроизводительными затратами, снижающими производительность бурения за счет многократного возрастания затрат времени на спуско-подъемные операции.

Широкое внедрение снарядов со съёмными керноприемниками (ЛОНГИР, WIRELINE, ССК, КССК), позволяющих осуществлять быстрое извлечение и замену керноприемника без подъема бурильной колонны, существенно повысило производительность буровых работ, но не устранило основной бич колонкового бурения, вызванный частыми самозаклинками керна, приводящими к прекращению процесса бурения и вынужденному подъему керна.

Кроме того, самоподклинки керна приводят к механическому его повреждению, ограничивающему возможность восстановления его первоначальной структуры.

1.1 Геологические условия буровых работ в Республике Казахстан.

Сегодня геология Казахстана находится в положении растущего дефицита перспективных площадей для изучения, когда обнаружение перспективных месторождений полезных ископаемых возможно лишь на больших глубинах. Для

их поиска и оценки нужны принципиально новые методы проведения геологоразведочных работ, базирующихся на современных достижениях науки и техники, позволяющих получать достоверную информацию об изучаемых геологических объектах.

Согласно программе стратегического развития геологоразведки в Казахстане на перспективу, основными объектами поиска и разведки являются месторождения: золота, свинца и цинка, меди, редких металлов и редких земель, нефти и газа, подземных вод, для чего будут сосредоточены основные объемы буровых работ.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗОЛОТА.

В Республике насчитывается более 2000 месторождений и проявлений золота.

Месторождения представлены десятью геолого-промышленными типами: кварцево-жильным, штокверковым, минерализованных зон, кор выветривания, россыпей, колчеданным полиметаллическо-серебро-золотым, комплексным с сопутствующим золотом, колчеданным-золото-серебро-полиметаллическим, порфировым золото-медным и колчеданно золото медным.

Площадь месторождений сложены кварцево-сланцевыми сланцами, гнейсами и амфиболитами. Рудные тела преимущественно представлены кварцевыми жилами длиной от 10 до 700 метров. Залегание рудных тел в основном полого наклонное, редко вертикальное и горизонтальное. Интервалы будущих поисковых работ от 300 до 1500 метров.

В строении месторождений принимают участие-полимиктовые и кварцевые песчаники, алевролиты, глинистые сланцы, известняки, доломиты, интрузивные породы габбро-тоналит-плагигранит. Средняя категория пород по шкале буримости 7-10.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ СВИНЦА И ЦИНКА.

На современной стадий изученности в Казахстане выявлены колчеданные, стратиформные, минерализованных зон, карстовые и скарноидные месторождения меди. По вещественному составу профилирующих полезных

ископаемых выделяются свинцово-цинковые, баритово-свинцово-цинковые месторождения. Рудные тела имеют форму жил, столбов, мелких штокверков. Падение рудных тел крутое, редко полого наклонное. В рудном поле развиты осадочно вулканогенные породы ордовика, представленные диабазовыми, андезитовыми порфирами, их туфами с прослоями алевролитов, песчаников, туфопесчаников, кислых эффузитов. Вмещающие породы – песчаники, кремнистые алевролиты с линзами туфов риолитового и дацитового состава. Встречаются интрузивные породы – диориты, кварцевые диориты, тоналиты верхнего ордовика и различные по составу дайки. Имеются разрывные нарушения, разломы, причины поглощения промывочной жидкости.

На всех месторождениях рудное тело залегает на глубине 100-700 метров, на отдельных месторождениях выходят на дневную поверхность. Средняя категория пород по буримости 7-10 категории. Текстура руд: вкрапленная, прожилковая, прожилково-вкрапленная, массивная, полосчатая.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ МЕДИ

Казахстан – крупная медно-порфировая с месторождениями преимущественно палеозойского возраста. К медно-порфировому типу относятся месторождения с прожилково-вкрапленным медным оруднением. Основные рудные минералы – пирит и халькопирит, второстепенные – молибденит, сфалерит, галенит, пирротин.

Вмещающие породы – пелиты, алевролиты, аргиллиты, базальтовые и диабазовые порфириты, спилиты, песчаники, известняки, туфы.

Залегание пород преимущественно крутое, встречаются и полого наклонные рудные жилы. Глубина залегания рудных тел от поверхности земли до глубины 800 метров, что и определяет глубину бурения скважин. Породы как вмещающие, так и рудные трещиноватые, средней абразивности, имеются разрывные нарушения, карстовые пустоты. Средняя категория пород от 7 до 11 включительно.

По данным ранее проведенных буровых работ, в зависимости от условий залегания рудных тел, скважины вертикальные и наклонные с зенитным углом наклона 10-15°.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ РЕДКИХ МЕТАЛЛОВ И РЕДКИХ ЗЕМЕЛЬ КАЗАХСТАНА.

Казахстан – крупная редко металльная провинция, в его недрах сосредоточено более половины мировых запасов вольфрама. По запасам молибдена Республика занимает четвертое место в мире. Промышленные типы месторождений Казахстана: скарно-грейзеновый, жильно-грейзеновый и штокверковый. Из них штокверковый тип заключает 94,3%.

Рудное поле сложено осадочно-вулканогенными породами девона и карбона, представленными субвулканическими, жерловыми и покровными риолитами, дацитами и их туфами, а также конгломератами, песчаниками и алевролитами. Рудные тела в основном круто-падающие, слабо наклонные и горизонтальные, линейно-вытянутые в субмеридиональном направлении штокверковые зоны, редко выходящие на дневную поверхность.

Имеются тектонические нарушения типа сброса-сдвигов. Глубина залегания рудных тел до 1000 метров. Средняя категория пород 7-11 встречаются высоко абразивные кварциты, кварц-порфиры, а также диориты, диабазы.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД.

В Казахстане месторождения подземных вод приурочено к аллювиальным четвертичным и нижнечетвертичных аллювиально-пролювиальных отложений, и породам плиоцена, представленных толщей суглинков, прослой гравийно-галечников, разнозернистых и среднезернистых песков, разделенных слоями плотных глин.

Водоносные горизонты, приуроченные к меловым отложениям, представлены кварцевыми песками. Литологический водовмещающие породы также представлены гравием, дресвой, щебнем, галечниками и валунно-галечниками.

При этом только отдельные месторождения пресных подземных вод исключительно вертикальными скважинами разведаны до глубины 1000 метров. Средняя глубина их разведки и разработки 300 метров. Средняя категория пород по буримости 5-8. Для предотвращения поглощения, в качестве промывочной жидкости используются глинистые растворы и малоглинистые полимерные растворы.

Для получения новых достоверных знаний о генезисе, геологическом строении месторождений подземных вод, увеличения дебита скважин назрела необходимость осуществления поиска и разведки водовмещающих линз с использованием наклонно-направленных скважин.

Особенно эффективным представляется многозабойная скважина с многоярусными боковыми стволами, проведенным по простиранию водоносного горизонта. Учитывая, что водоносные горизонты по происхождению сложены трещиноватыми, слабосцементированными горными породами, склонными к обваливанию и осыпанию, для проводки боковых стволов требуются соответствующие этим условиям технические средства и технологии бурения скважин.

1.2 Анализ технологии бурения направленных скважин на твердые полезные ископаемые с целью достижения эффективного геологического опробования месторождений.

Достоверность геологического изучения и оценки месторождений твердых полезных ископаемых во многом определяются соблюдением заданного направления разведочных скважин до проектной глубины. При этом особенно важно определение истинной мощности рудных тел, жил и горизонтов, отбор керновых проб по разведочным линиям вдоль простирания рудных залежей.

В мире существует множество способов, средств и технологий проводки направленных скважин, боковых стволов, пройденных при выполаживании или выкручивании по зенитному углу искривления.

На технологические возможности направленного бурения скважин при использовании гидроударников впервые обратили внимание Л.Э. Граф, А. Закиров-Зиев, А.Т. Киселев, А.В. Смирнов и др. [21,44], анализируя характер зенитного искривления скважин на месторождениях Таштагол, Жезказган, Западный Каражал и др., и пришли к выводу, что скважины при бурении с использованием гидроударников имеют общую тенденцию к увеличению зенитных углов, то есть склонны к выполаживанию. Анализируя причины искривления скважин, исследователи приходят к заключению, что на искривление скважин при гидроударном бурении влияют компоновка низа бурильной колонны, соотношение диаметров бурения и гидроударной машины, износ шлицевых соединений гидроударника. Последнее, являясь в достаточной степени гибким элементом, то есть шарниром, способствует выполаживанию скважин.

В этих же работах делается вывод о независимости интенсивности искривления скважин от глубины скважины, а некоторое уменьшение или увеличение зенитного угла зависит от твердости горных пород. В частности, при проходке мягких пород, независимо от глубины, зенитный угол уменьшается, что объясняется «маятниковым усилием» или эффектом отвеса [76].

Ю.Т. Морозов [75] рассматривает этот вопрос, ставя интенсивность и направление зенитного искривления в зависимость от величины зенитного угла, причем выкручивание на интервалах гидроударного бурения происходит с большей интенсивностью в породах более низких категорий по буримости.

В условиях месторождений Южного Казахстана известен опыт [30] применения гидроударного бурения как средства сохранения прямолинейности скважин, в частности Чатыркульского месторождения. Породы, слагающие основную зону месторождения, представлены различными разновидностями гранитов.

На месторождениях Восточного Казахстана гидроударное бурение применялось в качестве направленного бурения преимущественно для сохранения прямолинейности ствола глубоких разведочных скважин.

Исследования причин искривления скважин на месторождениях полиметаллов Восточного Казахстана показали, что особенно подвержены сильному искривлению скважины в зенитной плоскости при интенсивности до 30° на 100 метров, пробуренные сплошным забоем. Это объясняется главным образом тем, что при бурении с отбором керна породоразрушающий инструмент центрируется образовавшимся внутри столбиком керна, жестко связанным с забоем скважины, а в условиях отсутствия керна при бескерновом бурении, как правило, траектория оси скважины уходила вправо по направлению вращения долота.

Для решения проблемы ТОО «Научно-Внедренческий центр «Алмас» разработал алмазное буровое долото с «гребешковой» матрицей, предназначенное для бурения скважин в твердых, абразивных горных породах IX-X категорий по буримости.

Конструктивные особенности такого долота заключались в том, что алмазная матрица выполнялась с кольцевыми выступами и канавками, а в теле матрицы устраивались продольные каналы, имеющие в нижнем окончании выход в кольцевые канавки. В процессе бурения скважин, образовавшиеся на забое в концентричных кольцевых канавках выступы горных пород центрируют корпус бурового долота, обеспечивая сохранность заданного направления скважин без отклонения [58].

В табл. 1.1 приводятся результаты инклинометрических замеров зенитных и азимутальных углов искривления скважины №875 на месторождении полиметаллов «Перспективная» (г.Риддер), пробуренной алмазным буровым долотом с «гребешковой» матрицей диаметром 76 мм.

Таблица 1.1 Результаты инклинометрических замеров

| Глубина бурения, м | Категория пород по буримости | Зенитный угол, градус | Азимут скважины, градус | Режимы бурения | |
|--------------------|--|-----------------------|-------------------------|---------------------|--------------------------|
| | | | | Осевая нагрузка, кН | Частота вращения, об/мин |
| 20 | Кварциты, кварцевые-метасоматиты, диабазовые порфириды 10-11 | 79°30′ | 315 | 5,0-7,0 | 300-350 |
| 60 | | 79°30′ | 315 | | |
| 100 | | 79°30′ | 316 | 6,0-7,0 | 350-400 |
| 140 | | 78° | 317 | | |
| 180 | | 77°30′ | 318 | 6,0-7,0 | 350-450 |
| 220 | | 77° | 317 | | |
| 260 | | 76°30′ | 319 | 8,0-8,5 | 400-450 |
| 300 | | 76° | 320 | | |
| 340 | | 75°30′ | 323 | | |
| 380 | | 75°30′ | 323 | | |

Следует отметить, что сохранению заданного направления скважин при интенсивном искривлении (3° на 380 м.), также способствовали низкие значения осевой нагрузки и частоты вращения бурового долота, а также возникновение дополнительного усилия на горную породу на забое за счет высоконапорной струи промывочной жидкости, направленной вертикально на выступы в забое.

Также отметим, что на этом же месторождении, при использовании серийных шарошечных долот типа Ш-76К наблюдалось стабильная интенсивность искривления скважин по зениту $15-20^\circ$, а по азимуту $30-40^\circ$ на 100м.

Таким образом было доказано, что в сложных горно-геологических условиях залегания месторождений полиметаллов Восточного Казахстана, где скважины по геологическим причинам имеют сильную тенденцию к искривлению как по зениту, так и по азимуту, применение алмазного бурового долота с «гребешковой» матрицей обеспечивает проводку скважин практически без отклонений от заданной трассы.

В мировой практике бурения скважин известны способы проводки боковых стволов из эксплуатационной колонны, наклонно-направленные и по горизонтали осуществляются с применением съемных и стационарных клиньев, снарядов типа "Тарбаган", породоразрушающих инструментов специальной конструкции. Всех

их объединяет одно - процесс отбурки, выполаживание и выкручивание скважин происходит при вращающейся колонне бурильных труб, сопровождающихся нарушением стенок скважин, и др. осложнениями, повышением риска аварий, потерей ориентировки нового направления. [48,50]

Как показывает анализ характера износа вращающейся бурильной колонны, трубы могут вращаться как вокруг собственной оси, так и вокруг оси скважины. Вращение изогнутой и соприкасающейся со скважиной бурильной колонны вокруг собственной, как правило, приводит к перекатыванию ее по стенкам скважины в сторону, противоположную направлению собственного вращения. [85]

У следующих авторов [31,41,50,57,78,92] подробно рассмотрено, что вращение колонны на изогнутых участках происходит вокруг собственной оси и носит переменный характер. Увеличение кривизны скважины обуславливает вращение бурильной колонны вокруг собственной оси, так как в искривленной скважине ограничиваются условия для вращения колонны вокруг оси скважины. Увеличение нагрузки на породоразрушающий инструмент и частоту вращения приводит к росту прижимающих усилий на изогнутом участке колонны, сил трения, а следовательно к неизбежному осложнению процесса отбурки от клина.

По конструктивному исполнению, условиям применения и техническим характеристикам, наиболее эффективным средством бурения направленных скважин являются забойные машины [49,94], поскольку при этом зарезка нового ствола или ориентировка скважин в нужном направлении происходит при не вращающейся колонне бурильных труб, что тем самым исключает возможность появления технологических осложнений в скважине.

Таким образом, для бурения направленных скважин при разведке месторождений твердых полезных ископаемых, с целью обеспечения высокой геологической информативности, существенного снижения риска осложнений в скважине, уменьшения трудоемкости и энергозатрат бурения скважин, необходимо ориентироваться на использование забойных машин.

1.3 Перспективы применения технологий направленного бурения скважин на углеводороды для решения задач геологоразведочных работ на твердые полезные ископаемые.

В последние годы наблюдается тенденция увеличения объемов строительства боковых и горизонтальных стволов скважин в сложных геолого-технических условиях.

Для решения проблем, за рубежом были разработаны управляемые роторные системы и специально спроектированные PDC-долота, которые позволяют успешно бурить наклонно-направленные и горизонтальные стволы [36].

Главными недостатками таких компоновок является сложность конструкции и высокая стоимость оборудования, например управляемые роторные системы, созданные крупнейшими зарубежными компаниями «Бейкер Хьюз», «Халлибуртон», «Шлюмберже».

Современные технологии бурения направленных скважин при разведке и разработке месторождений углеводородов требуют использования гидравлических забойных двигателей длиной порядка 10-15 м., как у винтовых забойных двигателей (ВЗД). Этому требованию удовлетворяют гидротурбинные забойные двигатели, выпускаемые американскими компаниями Neyfor (Schlumberger) и TurboPower (Halliburton): их турбобуры состоят из одной - двух турбинных секций [88].

Для бурения направленных скважин в Российской Федерации была разработана новая высокомоментная турбина ТСА-195, отличающаяся малой длиной секции.

Модернизированный двухсекционный турбобур 2ТСА-195 содержит одну шпиндельную и две турбинные секции общей длиной около 19 м.

Опыт использования гидравлических двигателей для бурения скважин на нефть и газ позволил выработать требования к их технико-технологическим возможностям в зависимости от условий применения:

- энергетические характеристики гидродвигателя должны обеспечить линейную зависимость между расходом рабочей жидкости и частотой вращения, а также между вращающим моментом и перепадом давления;

- частота вращения выходного вала должна быть в диапазоне 100-400 об/мин для диаметров бурения скважин более 95 мм и 500-600 об/мин при бурении сплошным забоем диаметром 76 мм и ниже;

- длительная безотказность стабильной работы;

- габаритные размеры должны допускать использование его при наклонно-направленном бурении скважин с относительно малым радиусом искривления;

- вписываемость в существующие стандарты геологоразведочной техники;

- возможность применения аварийно-ловительных средств.

Из всех видов забойных гидродвигателей (турбинные, винтовые) в отношении ограничения осевой высоты, для бурения направленных скважин наиболее подходящим представляются ротационные двигатели, малогабаритные по длине, малорасходные по потреблению рабочей жидкости.

Характерные недостатки роторного типа гидродвигателей – неполное использование потенциальной энергии рабочей жидкости, для создания крутящего момента на выходном валу, наличие гидродинамических помех вращению ротора в виде давления сжатия рабочей жидкости приложенной к основанию ротора в поперечном направлении.

Устранение недостатков представляется возможным при существенном изменении структурной схемы гидравлического двигателя, линии подвода рабочей жидкости к ротору, применении известных явлений, физических эффектов из области гидравлики, ранее не использованных при конструировании гидромашин предназначенных для бурения скважин.

Кроме того, из-за ограниченных поперечных размеров гидродвигателя, контактная площадь лопастей ротора с потоком рабочей жидкости уменьшается, в силу чего, для достижения необходимых значений крутящего момента следует увеличить высоту лопастей.

В области проводки скважин на твердые полезные ископаемые, наиболее ходовой диаметр бурения 76 мм.

При бурении же кольцевым забоем с отбором керновых проб, площадь разрушения забоя в среднем в 2,5-3 раза меньше, чем при сплошном забое, что и предопределяет меньшую величину необходимого крутящего момента и мощности забойного двигателя.

Если в сочетании с забойным двигателем будут использованы алмазный породоразрушающий инструмент (долота, коронки) со ступенчатой формой матрицы, то необходимые значения крутящего момента и мощности снизятся еще на 25-30%.

Эти сведения нами учтены при выборе конструктивной схемы роторного двигателя, определении размеров составляющих его элементов, уточнении параметров технологического режима бурения направленных скважин при разведке месторождений твердых полезных ископаемых.

1.4 ВЫВОДЫ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ.

Выводы:

- исходя из геологических условий и практики проводки направленных скважин на углеводороды, можно утверждать, что наиболее эффективным, малозатратным и безопасным средством бурения направленных скважин при разведке месторождений твердых полезных ископаемых являются забойные гидродвигатели;

- из всех известных видов ЗГД (турбинные, винтовые), наиболее технологически соответствующим условиям проводки направленных скважин являются роторные гидродвигатели, малогабаритные по длине и малорасходные по потреблению рабочей жидкости, используемые в сочетании со ступенчатыми алмазными породоразрушающими инструментами.

Задачи исследования:

- анализ наиболее часто используемых систем привода вращения долот разрушающего инструмента при бурении геологоразведочных скважин;

- проведение теоретических исследований по установлению зависимостей основных рабочих характеристик ЗГД – крутящий момент на валу, приводная мощность от расхода бурового раствора и обоснование рациональных конструктивных параметров этих двигателей, обеспечивающие их наиболее эффективные рабочие характеристики;

- анализ геолого-технических условий бурения направленных скважин традиционными техническими средствами с вращающейся бурильной колонной;

- оценка экономической эффективности бурения направленных скважин с применением компоновки ЗГД с встроенной системой слежения и управления трассой скважин;

- выбор конструктивной схемы роторного ЗГД, составляющих элементов и их размеров, изготовление опытной модели для проведения экспериментальных исследований, с использованием лабораторной установки;

- на основе выбранной схемы конструктивных параметров составляющих элементов обоснование методики расчета технических характеристик и силовых параметров ЗГД (частота вращения, крутящий момент и мощность) в зависимости от расхода рабочей жидкости;

- проведение производственных экспериментальных работ на буровой установке, оснащенной контрольно-измерительными приборами для проверки результатов теоретических разработок;

- проведение производственных испытаний опытного образца роторного ЗГД в условиях бурения скважин на твердые полезные ископаемые, анализ и обработка результатов;

- корректировка конструктивных параметров элементов роторного ЗГД, выбор и обоснование технологических режимов бурения скважин применительно к условиям бурения геологоразведочных скважин.

Глава 2. Методика исследований

В области бурения геологоразведочных скважин наиболее часто применяемых диаметров 75,6 и 95,5 мм на твердые полезные ископаемые ЗГД не применяются несмотря на их большие технологические преимущества, а именно: увеличение подводимой к забою мощности, снижение износа колонны бурильных труб, сохранение заданной трассы скважин и обеспечение благоприятных забойных условий работы породоразрушающего инструмента. Методика исследований включает: анализ конструкции, характеристик и опыта применения ЗГД, экспериментальные исследования выбранной схемы гидродвигателя, теоретические исследования и проведение расчетов по определению силовых параметров в зависимости от расхода рабочей жидкости, разработка опытного образца ЗГД.

2.1 Методика проведения конструкторско-технологических исследований.

Из поставленных задач нами обозначены основные направления научно-исследовательских работ по разработке ЗГД роторного типа, соответствующих основным требованиям проводки направленных скважин, малогабаритных размеров с необходимыми значениями силовых параметров, удовлетворяющих условиям бурения геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые.

Мы считаем, что значительным ресурсом для увеличения значений крутящего момента является увеличение высоты лопасти ротора, поскольку крутящий момент определяется средним радиусом и суммарной рабочей площадью лопастей.

Исходя из этих закономерностей, первоначально для изучения технических возможностей была разработана конструктивная схема роторного гидродинамического двигателя с вращающимся корпусом и не вращающимся внутренним валом, при этом достигается необходимый результат – уменьшение сопротивления вращательному движению корпуса, увеличение плеча сил

(среднего радиуса) крутящего момента и создание пускового момента для приведения ЗГД в действие.

Принципиальные конструктивные отличия предлагаемой базовой схемы малогабаритного ЗГД (рис. 2.1) заключаются в форме образования рабочих камер 3 по кругу внутренними стенками корпуса 1 в виде кривой плавно отходящей по направлению вращения последнего переходящая в вогнуто дуговое окончание, совмещенное с началом следующей рабочей камеры и внешней поверхностью вала 2 снабженной продольными проемами на высоту рабочей камеры 3, оснащении внутренней полости вала 2, направляющими 5 зафиксированными конусом вверх на уровне рабочих камер 3, размещении перегородок 4 радиально в теле вала 2 с возможностью перемещения, сопряжения дна перегородок с боковым окном 6 ориентированным в сторону вогнуто дугового окончания рабочей камер 3 и в местах расположения подводящих каналов 7 и выходных отверстий 8 [82].

Совокупностью в действии перечисленных конструктивных отличий обеспечивается эффективное использование энергии промывочной жидкости с преобразованием в крутящий момент передаваемой на породоразрушающий инструмент, существенное упрощение конструкции и металлоемкости ЗГД, при расходах и давлениях промывочной жидкости вписывающиеся в рамки технологического регламента алмазного бурения, достигаются высокие численные значения рабочих параметров – частоты вращения и крутящего момента.

На базе этой конструктивной схемы с уточнением размеров составляющих элементов, и принимая во внимание принципы проектирование гидромашин, нами выполнены теоретические лабораторные исследования, была разработана конструкторско-технологическая документация и изготовлены модельные образцы ЗГД.

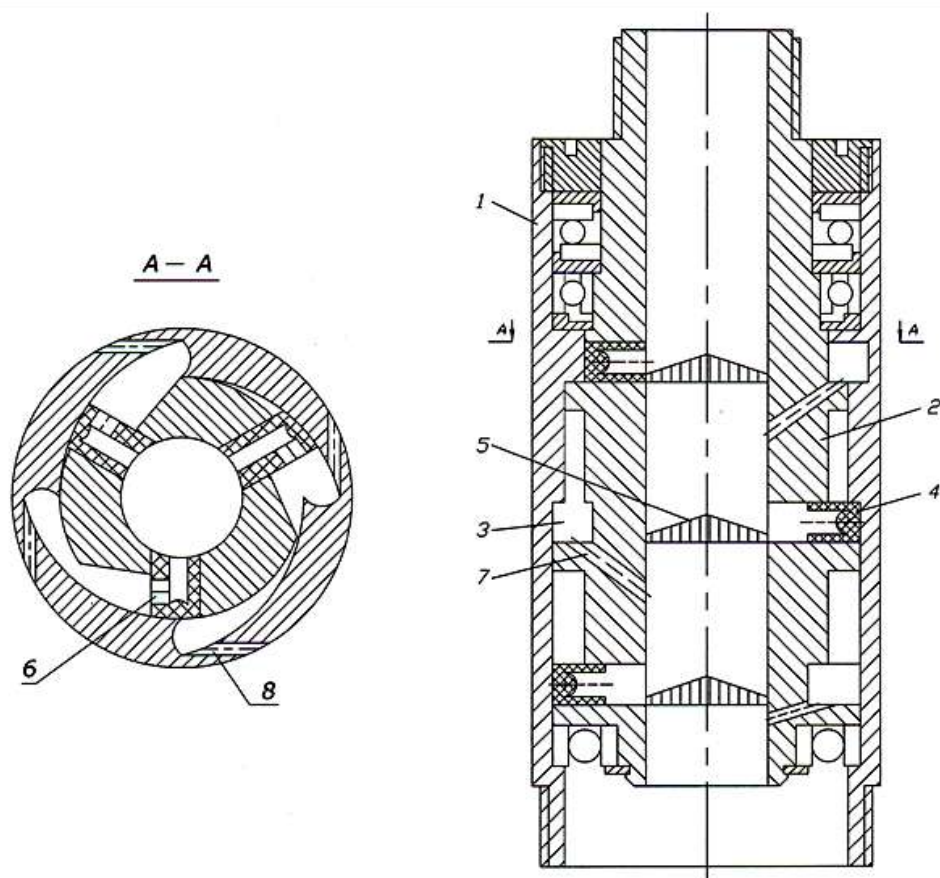


Рис. 2.1 Забойный гидродвигатель ЗГД-70:

1 – корпус; 2 – вал; 3 – рабочая камера; 4 – перегородка;
 5 – направляющие; 6 – боковое окно; 7 – подводящие каналы;
 8 - выходные отверстия.

2.2. Теоретические исследования.

Основные направления теоретических исследований:

- обоснование конструктивных параметров ЗГД;
- проведение теоретических исследований по установлению зависимостей рабочих параметров ЗГД от расхода промывочной жидкости;
- теоретические исследования по проектированию профилей геологоразведочных скважин и т.д.

Согласно выбранной конструктивной схеме, с учетом поставленной задачи и существующих стандартных размеров ЗГД и объемов подачи рабочей жидкости, приведены исходные данные для расчета энергетических характеристик.

Исходные данные: ЗГД-70 трехуровневый, на каждом уровне по кругу расположены три рабочие камеры, четыре выходных отверстия, создающих при истечении жидкости реактивный момент. Для расчета частота вращения корпуса принимается 500 об/мин., вал неподвижный. Диапазон расхода промывочной жидкости 100-200 л/мин.

В процессе бурения скважин промывочная жидкость по внутренней полости вала и направляющей через боковое окно перегородки поступает в рабочую камеру и создает ударное давление на вогнуто дуговое окончание рабочей камеры, которое рассчитывается по формуле:

$$P = \rho \cdot QV \left(1 - \frac{U}{V}\right) (1 + \cos \beta) \cdot m, \quad \text{Н} \quad (2.1)$$

где ρ -плотность рабочей жидкости кг/м³; Q -расход рабочей жидкости л/с; V -скорость жидкости из входных отверстий $V = \frac{3Q}{\pi d_{\sigma.o} m_1}$ м/с; U -скорость движения корпуса м/с ; β -угол отклонения отраженной от дугового окончания струи, примем $\beta = 20^\circ$, m -число дугового окончания камеры шт.

Крутящий момент развиваемый на одном уровне ЗГД без учета КПД можно определить по формуле:

$$M_1 = P \cdot \frac{D_k}{2}, \quad \text{Нм} \quad (2.2)$$

где D_k – диаметр корпуса, м

Технический КПД процесса вычисляется по формуле:

$$\eta = 2 \left(2 - \frac{U}{V}\right) \frac{U}{V} (1 + \cos \beta) \quad (2.3)$$

Тогда момент с учетом КПД равняется $M = M_1 \eta$

При истечении промывочной жидкости через выходные отверстия возникает перепад давления;

$$\Delta P = \frac{Q^2 \cdot \gamma}{\mu^2 \cdot f_0^2 \cdot 2g} = \frac{V^2 \cdot \lambda}{\mu^2 \cdot 2g} = \left(\frac{4Q}{\pi d_0^2 \cdot k} \right)^2 \cdot \frac{1}{\mu^2} \cdot \frac{\gamma}{2g}, \quad \text{МПа} \quad (2.4)$$

где μ - коэффициент расхода промывочной жидкости через выходные отверстия равный $\mu = \varphi \cdot E$,

φ - коэффициент скорости струи;

E - коэффициент сжатия струи при выходе ее из отверстия;

f_0 - площадь сечения выходного отверстия;

γ - объемный вес промывочной жидкости;

k - количество выходных отверстий на одном уровне.

Крутящий момент от реактивной струи по формуле (2.4)

$$M_{кр} = \Delta P \cdot \frac{D_k \cdot d_0}{2} \cdot H, \quad \text{кНм} \quad (2.5)$$

где d_0 - наружный диаметр вала, м

H - высота рабочей камеры, м

Тогда суммарный крутящий момент $M_c = M_1 + M_{кр}$

Мощность развиваемая забойным гидродвигателем определяется;

$$N = M_c \cdot \omega = M_c \cdot \frac{\pi \cdot n}{30}, \quad \text{кВт} \quad (2.6)$$

где ω - угловая скорость вращения корпуса забойного гидродвигателя.

В табл. 2.1 приведены технические характеристики и энергетические параметры ЗГД-70

Таблица 2.1 - Рабочие параметры малогабаритного ЗГД-70

| Показатели | Значения |
|--|----------|
| Диаметр корпуса, мм | 70 |
| Длина двигателя, мм | 650 |
| Масса двигателя, кг | 21 |
| Диапазон расхода промывочной жидкости, л/мин | 100-200 |
| Момент, кНм | 2,8 |
| Мощность, кВт | 19,6 |
| Давление жидкости, МПа | 6,7 |

Полученные численные значения рабочих параметров ЗГД-70 с незначительными отклонениями были подтверждены серией экспериментов на буровом стенде, оснащённом станком СКБ-4, промывочным насосом НБ4-160/63, контрольно - измерительными приборами РМС 71 и РМР-72, тахометром UNITUT371 и моментометром.

Расчеты позволили выбрать наиболее оптимальные размеры подводящих каналов: на первом уровне – 9 мм; на втором – 8 мм; на третьем – 7 мм, выходных отверстий: на первом и втором уровне – 2,5 мм, на третьем – 3, 2 мм.

На рис. 2.2 в виде диаграммы приведены зависимости от основных характеристик забойного гидродвигателя диаметром 70 мм от расхода жидкости при частоте вращения $n=500$ об/мин.

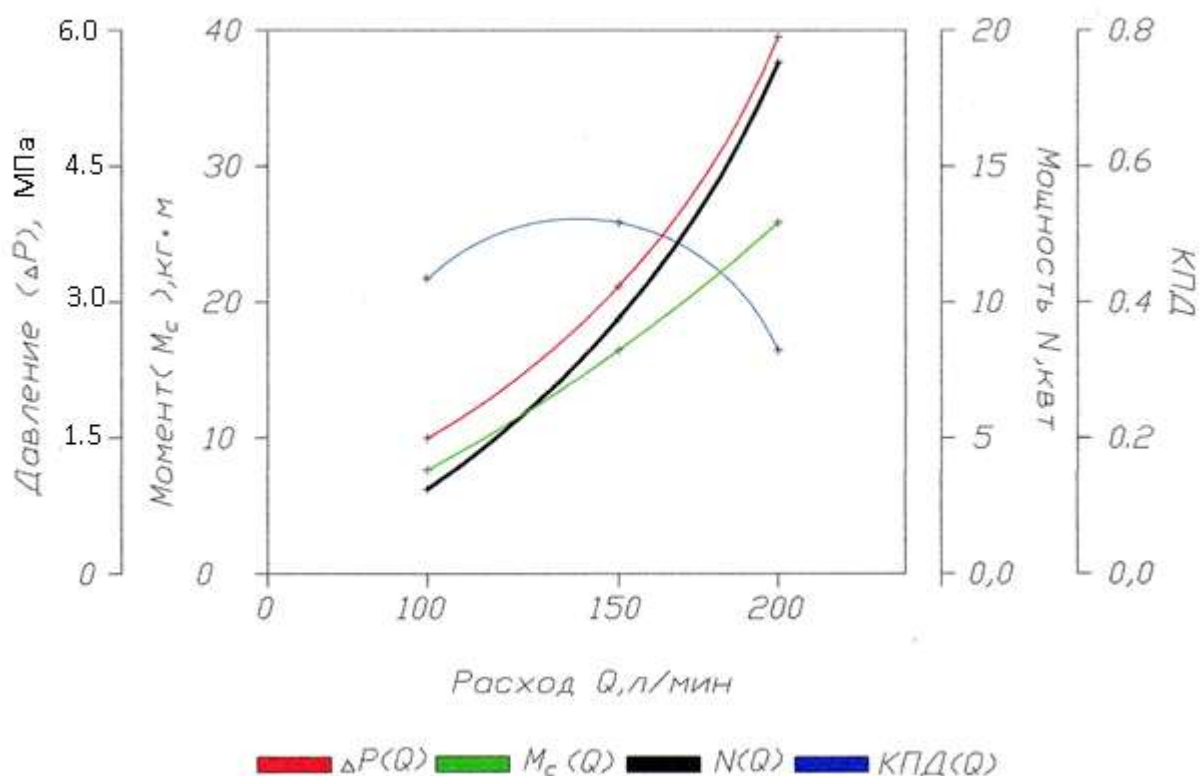


Рис. 2.2 Зависимости от основных характеристик ЗГД от расхода жидкости при частоте вращения $n=500$ об/мин

Ранее проведенными исследованиями [70] установлено, что для бурения скважин алмазными буровыми коронками диаметром 76 потребуется забойный гидродвигатель мощностью порядка – 7 кВт, и крутящим моментом – 1,2 кНм.

Как видим из полученных данных, предлагаемый малогабаритный ЗГД-70 имеет рабочие параметры, вписываемые в условия бурения геологоразведочных скважин.

2.3. Лабораторные исследования параметров ЗГД малого диаметра.

В области создания техники бурения скважин, лабораторные эксперименты направленные на установление работоспособности конструкции, проверки соответствия значения рабочих параметров расчетным, определение ресурсных показателей, являются важной составляющей научно-исследовательских работ и опытно-конструкторских разработок.

При этом степень технической оснащенности лабораторного стенда контрольно-измерительными приборами (КИП) высокой точности, диапазон и чистота проведения экспериментов в условиях максимально приближенных к особенностям среды использования изучаемых объектов, способствуют получению наиболее достоверных результатов.

Лабораторный стенд (рис.2.3), предназначенный для изучения энергетических характеристик опытной модели ЗГД диаметром корпуса 70 мм оснащен буровым станком СКБ-41, насосом НБ32, зумпом емкостью - 2,0м³ нагнетательной линией из рукава высокого давления. На нагнетательной линии насоса установлен манометр МП-2, ультразвуковой расходомер US-800. В шпиндель станка вставлена тянущая труба диаметром 73 мм с увеличенной проходной полостью. Это позволяет уменьшить потери давления рабочей жидкости в наземной нагнетательной линии.

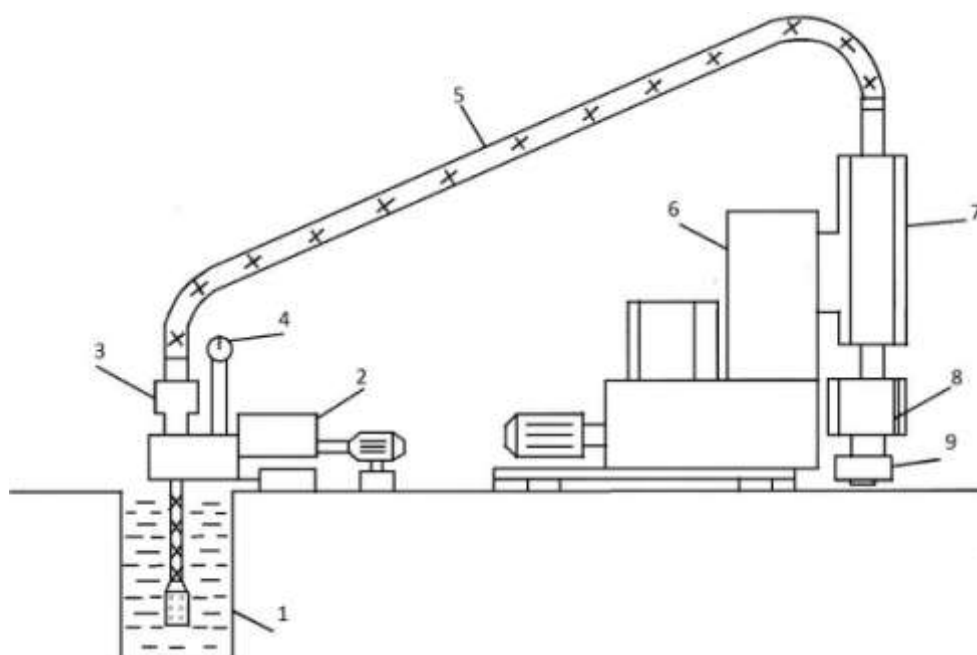


Рис. 2.3 Схема лабораторного стенда для проведения экспериментов по изучению характеристик ЗГД: 1 - зумпф; 2 - промывочный насос; 3 - расходомер; 4- манометр; 5 - высоконапорный рукав; 6 - станок; 7 - шпиндель; 8 - ЗГД; 9 - датчик крутящего момента.

Для замеров расхода рабочей жидкости (техническая вода) использовался ультразвуковой расходомер US800, предназначенный для измерения среднего объемного расхода жидкости в напорных трубопроводах с условным диаметром от 15 до 2000 мм.

Имеет следующие рабочие характеристики: полное заполнение трубопровода под давлением до 6,3 МПа; температура от -40 до +1500С; содержание газообразных и твердых веществ не более 1% от объема; относительная погрешность, $\pm 0,5\%$.

Для замеров частоты вращения ротора использовался бесконтактный тахометр UNJ-T, предназначенный для измерения числа оборотов в минуту от 10 до 99999 об/мин.

Для замеров величины крутящего момента были приобретены бесконтактные вращающиеся датчики ТМ313 крутящего момента с установкой на корпусе.

Характеристики датчика ТМ313:

номинальный крутящий момент, Н·м 500

| | |
|-------------------------------------|-----------------------|
| момент инерции, кг·м ² | 5,14x10 ⁻⁴ |
| диапазон измерения скорости, об/мин | 1-10000 |

Датчик крутящего момента ТМ313 был установлен на корпусе в подвешенном состоянии.

По завершению монтажа лабораторного стенда нагнетательная линия промывочного насоса согласно требованиям безопасности их эксплуатации в течении пяти минут опрессована под давлением 6,5 МПа, что намного превышает расчетные данные перепада давлений рабочей жидкости забойного гидродвигателя диаметром корпуса 70 мм.

Дополнительно на нагнетательной линии промывочной жидкости был установлен кран для регулирования подачи рабочей жидкости близко к расходу, принятому при выполнении теоретических расчетов.

2.4 Лабораторные исследования навигационной системы

Целью этих исследований является проверка в лабораторных условиях теоретических зависимостей и выводов, полученных при разработке новых средств и технологий бурения направленных геологоразведочных скважин.

Основные задачи этих исследований:

- измерение технических характеристик ЗГД-70 и оценка его работоспособности;
- статистическая оценка погрешности ориентации измерения зенитных и азимутальных углов навигационной системы;
- проверка герметичности резьбовых соединений;
- определение степени влияния на погрешность измерений вибрационных воздействий, возникающих при работе ЗГД.

Испытания на работоспособность моделей узлов с уточнением конструктивных параметров образцов (см. рис. 2.1) ЗГД-70 производились на специальном буровом стенде (рис. 2.4), расположенном на производственной



Рис. 2.4 – Экспериментальный буровой стенд с разбуриваемым блоком горной породы.

территории, оснащенной современным буровым оборудованием и необходимыми средствами контроля, включающими: буровой станок СКБ-41 с высокой частотой вращения шпинделя и плавной подачей бурового инструмента с помощью новой гидросистемы, насосную установку НБЗ-160/50 и 11-ГР с фиксированным диапазоном подачи промывочной жидкости, магнитоупругий компенсационный измеритель нагрузки МКН-2, предназначенный для визуального контроля и регулятор веса снаряда и осевой нагрузки, автоматический регулятор подачи АРП, предназначенный для плавной подачи породоразрушающего инструмента, электромагнитный расходомер промывочной жидкости ЭМР-2, а также манометры с различными диапазонами измерений.

В качестве разбуриваемой породы использовался гранитный блок (рис.2.5).



Рис. 2.5 Пробуренные скважины в блоках горных пород:

1 – забойный двигатель, 2 – блок горных пород.

Для измерения гидравлического давления и расхода жидкости с широкими диапазонами измерений были использованы соответствующие приборы Cerebar Spmeu и Proline Promass 40E Германской фирмы Endress+Hauser (рис. 2.6).



Рис.2.6 – Буровые насосы с манометрами Cerebar Spmeu и Promas 40E:

1-манометр давления Cerebar Spmeu, 2- манометр расхода жидкости Promas 40E, 3 – буровой насос.

Определение погрешности измерений зенитного и азимутального углов, а также угла поворота индикаторной линии при различных положениях контейнера, в котором размещена навигационная система, проводилось на универсальном измерительном столике УСИ-2, оснащенном вертикальным и горизонтальными лимбами с делениями $0,5^{\circ}$ (рис. 2.7). Для установки стенда в рабочее положение применялись неподвижные горизонтальные уровни, угломер с ценой деления $0,1^{\circ}$ и горный компас.

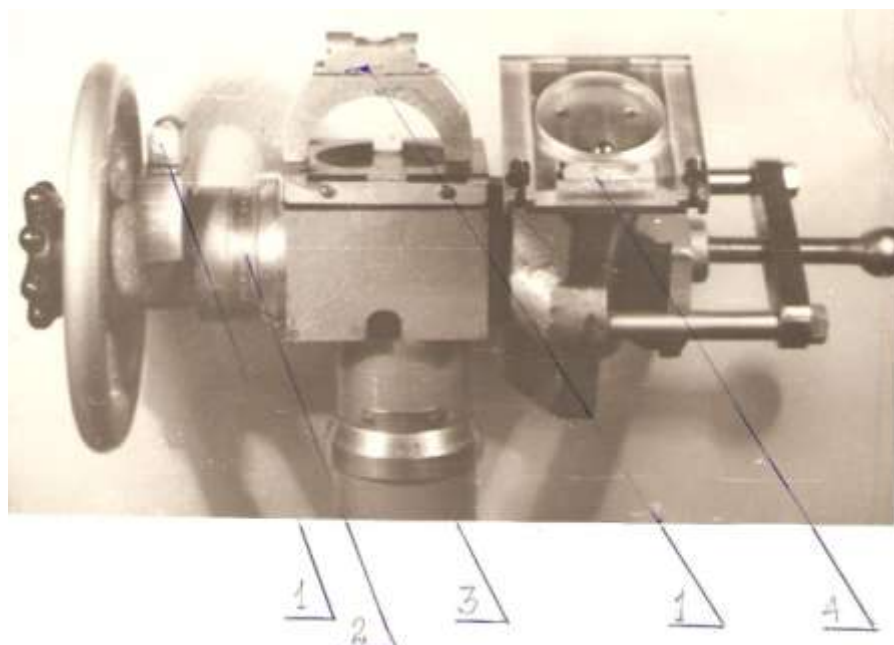


Рис. 2.7 – Стенд для лабораторных испытаний определения погрешности измерений:

1 – уровень, 2 – вертикальный лимб, 3 – горизонтальный лимб, 4 – горный компас.

Испытания проводились по следующей методике:

Задавались значения зенитных углов: 0° , 5° , 10° , 20° , 30° , 40° , 50° , 60° , 70° , 80° и снимались показания по вертикальному лимбу по сферической сетке. При этом азимутальный угол задавали по горизонтальному лимбу и сверяли его показания со сферической сеткой. Операцию повторяли трижды.

После проведения климатических испытаний в камере тепла и влаги «Фитрон 3001» и в камере высокого давления (рис. 2.8) вновь были проведены испытания на определение величины погрешности по описанной выше методике.

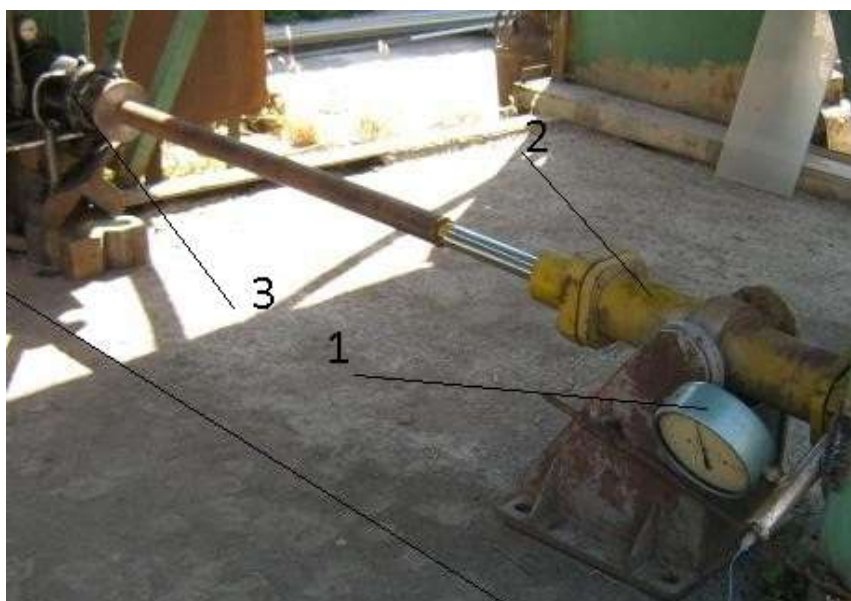


Рис. 2.8 – Стенд для создания высоких давлений и проверке навигационной системы на герметичность: 1 – манометр, 2 – герметичная камера, 3 – пресс.

Лабораторные испытания показали, что погрешности измерений зависят от величины зазора между измерительным шаром и внутренней поверхностью наружной сферы, а также точности котировки инклинометра. Показателем точности котировки является сходимость полюсных точек внутренней и внешней сферы. Повышение температуры до 80° и давления до 20 МПа не повлияло на показания измерительной системы.

2.5 Производственные испытания малогабаритных ЗГД для бурения скважин.

Указанные испытания проводились в ТОО «Бурмаш» на скважине № КС-59 оснащенной буровым станком СКБ-5 и насосом НБ-3-120/40 и бурильными трубами NQ.

- Исследовались технические характеристики ЗГД, оснащенного кривым переводником с перекосом осей 1.5° , установленным между двигателем и герметичным контейнером в котором размещена навигационная система, выполняющая роль забойного отклонителя.

- Этот двигатель оснащен алмазным долотом диаметром 76 мм. Общая длина двигателя составила 700 мм, что давало возможность вписывать в скважину с радиусом искривления 30 м.

- непосредственно над двигателем были установлен герметичный контейнер диаметром 70 мм, изготовленный из немагнитной стали, в котором размещена навигационная система состоящая из многоточечного инклинометра, над которым закреплена телекамера с осветителями. При этом индикаторная линия инклинометра установлена в плоскости действия сил отклонителя и направлена строго на север.

- в качестве фиксатора глубины установки отклонителя применялся механический счетчик, находящийся в зоне видимости телекамеры (см. рис. 3.18).

- все забойные параметры, включая зенитные и азимутальные углы, угол поворота индикаторной линии навигационной системы, глубину перемещения забойного двигателя, передавались на поверхностный монитор с помощью телеметрического канала связи, представлявшего собой грузонесущий геофизический кабель КГЗ - 60×90, общей длиной 1000 м, намотанный на передвижную лебедку, установленную в грузовом отсеке автомашины УАЗ. Соединение кабеля с навигационной системой ЗГД – 70 осуществлялось с помощью контактного штыря через «мокрый» контакт.

Неудачная конструкция лубрикатора, перекрывающего повышенное давления в сальнике, не позволила осуществить непрерывное наблюдение за показаниями навигационной системы, поэтому был применен дискретный метод наблюдений во время прекращения подачи промывочной жидкости.

ЗГД-70 и все его комплектующие были спущены в забой на глубину 127 м, с помощью бурильной колонны диаметром 50 мм, сквозь которую опускали геофизический кабель.

Процесс испытания.

Двигатель ЗГД-70 был запущен (рис. 2.9) при подаче промывочной жидкости 120 л/мин при давлении 5 МПа. В течение 15 мин. осуществлялось пробное бурение по гранито-гнейсы IX категории.

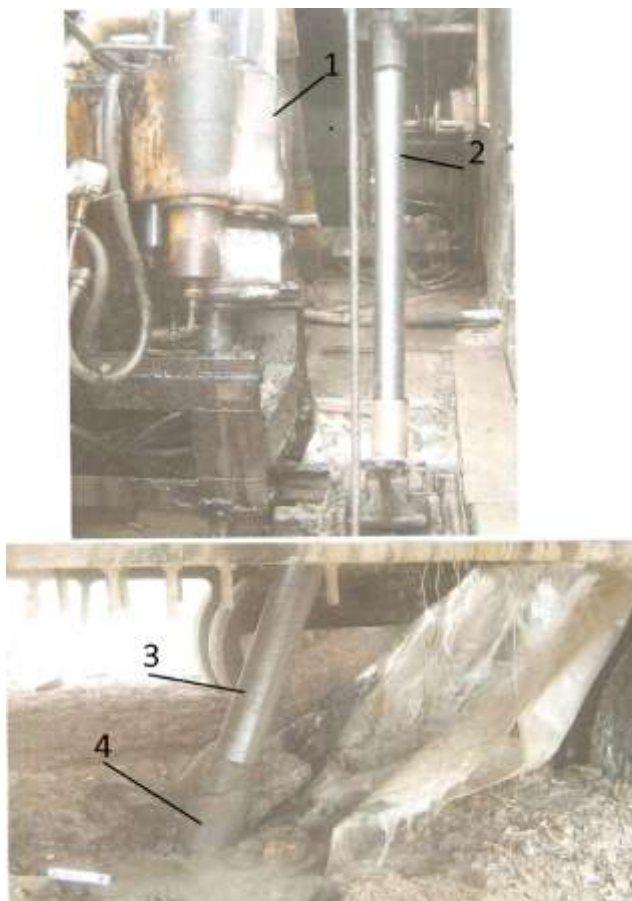


Рис. 2.9 Спуск ЗГД-70 в скважину:

1 – буровой станок, 2 - герметичный контейнер в котором размещена навигационная система, 3 – ЗГД, 4 – скважина.

Затем бурение было остановлено для соединения с навигационной системой. Спущен контактный штырь с кабелем, с помощью которого согласно показаниям монитора, верхний конец бурильной трубы, защемленный в шпинделе станка, был повернут в требуемое направление. После извлечения кабеля было продолжено бурение в заданном направлении. В течение 60 мин. было пробурено 2,5 м при частоте вращения 500 об/мин. и осевой нагрузке 12 кН.

При подключении навигационной системы зафиксированы следующие показатели: направление индикаторной линии $7^{\circ}30'$ вместо заданных $0^{\circ}00'$, приращение азимута 20° при зенитном угле $5^{\circ}15'$.

В соответствии с показаниями навигационной системы шпиндель станка был повернут в прежнее положение, т.е. $0^{\circ}00'$ и бурение было продолжено еще в течение $25'$ с углублением скважины на 2.3 м.

Измеряемые параметры фиксировались приборами. При этом основной показатель величина крутящего момента определялась по косвенным данным: диаметру долота, осевой нагрузке и частоте вращения. Полученные данные сопоставлялись со скоростью бурения в этих же условиях при традиционном способе при тех же режимах. Было установлено, что скорость бурения забойным двигателем ЗГД – 70 в среднем в полтора раза уступает традиционному бурению и находится в прямой и определяющей зависимости от частоты вращения и осевой нагрузки.

Отсюда следует вывод, что для повышения крутящего момента необходимо повысить мощность забойного двигателя с помощью более производительных насосов, например, НБ – 4 – 160/65, дающих возможность увеличить количество подаваемой жидкости, и перепад гидравлического давления, подаваемых к забойному двигателю.

2.6 Оценка достоверности исследований.

Для проведения исследований разработана методика, по которой необходимо выполнить следующие этапы:

- определить критерии оценки разрабатываемой забойной компоновки (частота вращения, крутящий момент, мощность, перепад давления и геометрические параметры) и оптимальные диапазоны изменения основных параметров забойных компоновок;
- провести теоретические исследования по установлению зависимостей основных рабочих характеристик ЗГД;

- провести теоретические исследования по проектированию профилей геологоразведочных скважин;
- определить габаритные размеры компоновок при наклонно-направленном бурении скважин;
- провести расчеты по определению силовых параметров в зависимости от расхода рабочей жидкости;
- провести расчет энергетических характеристик двигателя (при холостом режиме, при рабочем режиме и тормозном режиме);
- выбрать конструктивную схему ЗГД, составляющие элементы и их размеры;
- изготовить опытную модель ЗГД для проведения экспериментальных исследований;
- изготовить опытную модель забойной компоновки для проведения экспериментальных исследований;
- определить статическую оценку погрешности ориентации измерения зенитных и азимутальных углов навигационной системы;
- определить степени влияния на погрешность измерений вибрационных воздействий, возникающих при работе;
- разработать компьютерную программу объёмного графического построения профиля скважин;
- провести экспериментальные исследования забойных компоновок в лабораторных условиях;
- провести лабораторные, стендовые и производственные испытания отдельных узлов и всех забойных компоновок.

Данные, полученные в результате проведения лабораторных исследований, обрабатывались методами математической статистики.

В более упрощенной, для понимания, форме содержательное значение алгоритма программы сводится к следующим действиям. Определяется:

- среднеарифметическое значение результатов измерений;

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i$$

- дисперсия отклонений;

$$\delta = \sqrt{\frac{\sum (x_i - \bar{x})^2}{n-1}}$$

- величина погрешности с требуемой доверительной вероятностью

$$\delta = \pm \frac{st}{\sqrt{n}},$$

где n – число измерений

x – отклонение единичного измерения от \bar{x} , град

t – коэффициент Стьюдента (табличный, зависящий от n)

Отсюда видно, как погрешность изменяется в зависимости от числа фиксированных точек зенитного угла, т.е. от погрешности измерений можно перейти к числу измерений.

При погрешности измерения зенитных углов $\Delta\theta$ и длине скважины L радиус R конуса возможных отклонений забоя от проекта с вероятностью 98% определяется по формуле

$$R = L^* \sin(\pm 3\Delta\theta), \quad \text{м}$$

Так, чтобы при погрешности измерения зенитных углов $0,5^0$ обеспечить допустимую достоверность при разведке в масштабе 1:5000 глубина разведочных скважин не должна быть больше 100 м; для разведки в масштабе 1:10000 глубина скважин не должна быть больше 200 м. Погрешность положения забоя скважин глубиной 500 м может достигать до 26 м., поэтому построения на основе данных по скважинам такой длины допустимы только для разведки в масштабе 1:25000. Скважины глубиной 1000 м с погрешностью до 52 м, сравнимой с размерами эксплуатационного блока могут обеспечить достоверность построений соответствующему масштабу 1: 50000. Таким образом, возникает проблема обеспечения достоверности скважинных построений при детальной разведке

месторождений скважинами глубокого заложения. Решение этой проблемы может быть реализовано следующими способами:

1. Применение методики многоразовых инклинометрических измерений снижает в результате статистической обработки погрешность наблюдений в одном сечении скважин.

2. Использование при детальной разведке глубокозалегающих рудных тел коротких боковых скважин, проходимых из корневого ствола.

3. Использование более точных инклинометров и применением широкой сети многоствольных скважин.

Необходимая точность измерений зенитных углов для проведения детальной разведки в масштабе 1:5000 и 1:1000 скважинами глубиной 500 должна быть равна соответственно 0,1 и 0,2 градуса, а для 1000 м – 0,05 и 0,1 градуса.

Таким образом, возникает проблема обеспечения достоверности скважинных построений при детальной разведке месторождений скважинами глубокого заложения.

Наиболее эффективное решение этой проблемы не потребует специальных инклинометров и связано с необходимостью бурения одной глубокой подводящей к рудной залежи корневой скважины и бурения из призабойной части этой скважины коротких скважин в виде схемы куста или дерева. При этом забой глубокой корневой скважины будет определен с большей погрешностью относительно проектной, а забои коротких боковых скважин будут заложены относительно забоя корневой скважины с малой погрешностью, присущей скважинам неглубокого заложения, поэтому геометрия рудных тел, построена по данным исследований стенок боковых скважин будет соответствовать достоверности детальной разведки масштаба 1:5000.

Выводы по второму разделу.

1. Анализ существующих конструкции ВЗД малого диаметра показал неэффективность их применения для условий направленного бурения скважин по следующим причинам: несоответствие их технических характеристик режимным параметрам алмазного бурения, в частности частоты вращения.

2. Проведенный аналитический расчет гидродинамических процессов показал возможность разработки ЗГД нового поколения лопастного типа с техническими характеристиками соответствующими условиям бурения скважин в твердых горных породах алмазным породоразрушающим инструментом и существенно меньшей длиной корпуса двигателя.

3. Разработана конструктивная схема двигателя, определена его расчетная характеристика с учетом вписываемости в искривленные участки скважин, проведены экспериментальные и производственные испытания опытных образцов ЗГД с подтверждением расчетных технических характеристик.

4. На этой базе конструктивной схемы с уточнением размеров составляющих элементов, и принимая во внимание принципы проектирования гидромашин, нами выполнены теоретические лабораторные исследования, была разработана конструкторско-технологическая документация и изготовлены модельные образцы ЗГД.

Глава 3. Теоретические вопросы проектирования ЗГД и разработки технологии бурения направленных скважин с их применением.

3.1 Анализ существующих конструкций ЗГД и условий их применения.

Наиболее часто применяемые традиционные эмпирические методы ведения геологоразведочных работ в неопределенных геологических ситуациях указывают на несовершенство таких методов.

Особенно наглядно это проявляется на фоне сопоставления с рациональными методами, используемыми в нефтегазовой отрасли.

Из всего многообразия выбора технико-технологических решений нами рекомендуются средства бурения, отвечающие следующим требованиям:

1. Углубка скважин должна осуществляться с помощью энергетических источников и механизмов, размещенных на забое с возможностью отбора керна и совмещением с процессом бурения всех возможных операций, связанных с искривлением скважин.

2. Геологические объекты со сложным неопределенным строением должны быть охвачены сетью направленных скважин.

Реализация этих требований должна осуществляться с помощью ВЗД и забойных отклонителей с регуляторами угла набора кривизны и необходимостью ориентированных подсечений предполагаемых рудных зон с требуемой плотностью и достоверностью.

К ВЗД относят погружные буровые машины вращательного действия, обеспечивающие создание на породоразрушающий инструмент необходимого крутящего момента и частоты вращения за счет преобразования гидравлической или электрической энергии в механическую работу.

В настоящее время наибольшее распространение получили гидравлические машины, к которым относится широкий ряд турбобуров и ВЗД различной конструкции. [3,4,5,25]

Электрические забойные двигатели имеют ограниченное применение.

Более широкое распространение получили турбобуры, но они требуют достаточно мощного забойного двигателя и не могут быть размещены в

ограниченных габаритах скважин и по этой причине не рассматриваются в качестве потенциального двигателя для геологоразведочных скважин.

Наиболее широкое распространение получили винтовые забойные двигатели [3,4,5,25].

ВЗД малых диаметров, в основном, предназначены для капитального ремонта нефтяных скважин и в частности, для разбуривания цементных мостов внутри насосно-компрессорных труб диаметром 73 и 89 мм. Выполнение этих работ не требовало от двигателей выполнения многофункциональных действий и высокой производительности и, уж тем более, учета специфики геологоразведочного бурения, что и отразилось на технических характеристиках ВЗД. Однако, в основном, несопоставимость характеристик связана с конструктивными особенностями двигателей, требующих исходных подводящих гидравлических воздействий на их рабочие органы и формирование крутящего момента, передающегося на породоразрушающий инструмент за счет преобразования гидравлической энергии потока промывочной жидкости.

К исходным характеристикам относятся: расход промывочной жидкости, подаваемой насосом к рабочим органам двигателя, необходимый для этого перепад давления для различных режимов бурения и осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент, создаваемая массой бурильной колонны. При этом, рабочий режим двигателя характеризуется частотой вращения n , величиной крутящего момента M , и с развиваемой двигателем мощностью N ;

$$N=M \cdot n \omega, \quad \text{кВт} \quad (3.1)$$

где, M -крутящий момент в Н·м, n - частота вращения в с⁻¹

Из приведенных в справочной литературе технических характеристик серийно выпускаемых ВЗД малого диаметра [3,4,5,25] видно, что далеко не все режимные параметры их работы удовлетворяют условиям бурения геологоразведочных скважин. Прежде всего это касается входных параметров, обеспечивающих устойчивую работу двигателей, что связано с высоким расходом промывочной жидкости и необходимого высокого перепада давления, обеспечиваемого циркулирующим потоком бурового раствора.

Данные параметры могут быть достигнуты лишь при предельной работе буровых насосов НБ-3-120/40 и НБ-4-160/50, нашедших широкое применение в геологоразведке. Недостаточна так же и низкая частота вращения породоразрушающего инструмента, являющая основным потенциальным резервом повышения скорости бурения при не вращающейся бурильной колонне.

Для процесса геологоразведочного бурения важное значение приобретают геометрические параметры серийных двигателей, общая длина которых достигает четырех с половиной метров. Но поскольку основной объем бурения осуществляется с отбором керна, то между коронкой и двигателем необходимо разместить колонковую трубу, что вдвое увеличит длину двигателя и примерно на такую же величину увеличит его массу. Полученный гибрид явно нетехнологичен и, к тому же подвешенная колонковая труба, по мере ее заполнения керном, будет изменять технические характеристики ВЗД, причем не в лучшую сторону: повысится перепад давления, увеличится крутящий момент, не связанный с разрушением забоя, повысится масса двигателя, возникнут колебания и другие отрицательные явления.

Следует также иметь в виду, что увеличение длины компоновки, в которую входят породоразрушающий инструмент, колонковая труба, шпиндельная и двигательная секции вместе с регулятором кривизны, ограничивают область направленного бурения, т.к. длинная компоновка не вписывается в малый радиус кривизны, вызывая дополнительные изгибные напряжения и усталостное разрушение компоновки, особенно в ее резьбовых соединениях.

Таким образом, проведенный краткий обзор состояния геологоразведочного бурения и возможностей применения серийных ВЗД позволил установить, что технические характеристики серийных двигателей не удовлетворяют условиям разведки твердых полезных ископаемых. Поэтому для того, чтобы изменить структуру геологоразведочного бурения с целью исключения высокочрезмерных механизмов, повысить его производительность, увеличить полноту, достоверность и точность получаемой геологической информации, необходимо в первую очередь, разработать принципиально новый вид забойного двигателя,

удовлетворяющего требованиям и учитывающим условия процесса бурения геологоразведочных скважин.

3.2 Обоснование методики расчета рабочих параметров ЗГД лопастного типа.

При проектировании забойного двигателя, в качестве исходных параметров были приняты: расход жидкости Q , типоразмер породоразрушающего инструмента D , глубина скважины L , свойства горных пород, частота вращения n и крутящий момент M . При проектировании забойного двигателя учитывается также максимально допустимая его длина и радиус искривления R .

Расчет энергетических характеристик необходимо проводить для трех режимов работы двигателя:

- при холостом режиме: при $M=0$; $\rho=0$; $\eta=0$;
- при рабочем режиме: максимальные значения M , Q , n , P с учетом гидравлических и механических потерь;
- при тормозном режиме, когда ротор не вращается, а $n = 0$, $\eta = 0$,
 $P =$ максимум.

По своим техническим возможностям и условиям применения именно ЗГД (турбобуры, винтовые) нашли наиболее широкое распространение в области бурения нефтяных и газовых скважин.

Данное обстоятельство объясняется, прежде всего тем, что в отличие от погружных пневматических и электрических двигателей, ЗГД обладают достаточной мощностью и не только вписываются в весьма ограниченные поперечные размеры скважины, но и обеспечивают при этом надежное подведение к ним необходимой энергии. Актуальность сказанного значительно возрастает при создании ЗГД для бурения разведочных скважин малых диаметров.

Уменьшение диаметров скважин при поисках и разведке месторождений жидких и газообразных полезных ископаемых при большом объеме бурения структурно-поисковых и параметрических скважин обуславливает настоятельную

необходимость снижения времени и энергоемкости процесса, трудовых и материальных ресурсов.

За счет создания работоспособных конструкций ЗГД малого диаметра, используемых при бурении нефтяных и газовых скважин, может быть успешно решена проблема проведения многозабойного бурения скважин, позволяющего, в конечном счете, кратно снизить себестоимость добычи нефти и газа, уменьшить нагрузку на недра.

При этом малый диаметр ЗГД, предусматривающий небольшой расход промывочной жидкости, позволяет не только существенно упростить технологию направленного бурения, но и создать благоприятные условия для оперативного управления траекторией скважины в процессе бурения.

В то же время многолетний опыт создания и использования ВЗД для бурения нефтяных и газовых скважин позволил выявить ряд требований к технико-технологическим параметрам буровых машин малых диаметров:

- энергетическая характеристика гидродвигателя должна позволять иметь линейную зависимость между расходом промывочной жидкости и частотой вращения, вращающим моментом и перепадом давления;

- возможность использования в случае необходимости промывочных жидкостей любой плотности и вязкости;

- возможность эксплуатации двигателя, без снижения энергетических параметров и показателей надежности, при температуре до $+150^{\circ}\text{C}$ и давлении окружающей среды до 10 МПа;

- длительная безотказность гидродвигателя, достаточная для стабильной работы системы с алмазными и шарошечными долотами.

С учетом изложенного и перспектив промышленного использования малорасходных ЗГД малого диаметра, в ТОО «Компания Жайлау» была создана конструкция ЗГД лопастного типа (см. рис. 2.1). Отличительной особенностью предлагаемого ЗГД (патент №2135729 РФ и патент № 6093 РК) является то, что его лопасти 3 выполнены в виде храпового колеса с противоположно обращенными уступами по периферии. При этом лопасти на валу 1 установлены

развернутыми между собой уступами и скользящей посадкой, контактирующими с распорными пластинками 4, обеспечивающими гидроизоляцию камер высокого и низкого давления, образованных между корпусом – статором 2 и лопастью 3. Такая конструкция увеличивает силу направленных гидравлических ударов промывочной жидкости, прикладываемых к упорным поверхностям уступов лопасти для создания крутящего момента ротора.

Как видно из рис. 3.1, форма лопастей данного ЗГД принципиально отличается от лопаток обычного пластинчатого гидромотора, поэтому они не совершают радиального перемещения с тем, чтобы разделить камеры нагнетания Q_n и вытекания G промывочной жидкости. Здесь эту функцию выполняют две пластины, расположенные диаметрально противоположно и скользящие по изогнутой поверхности лопасти в виде спирали Архимеда, совершая при этом возвратно-поступательное движение.

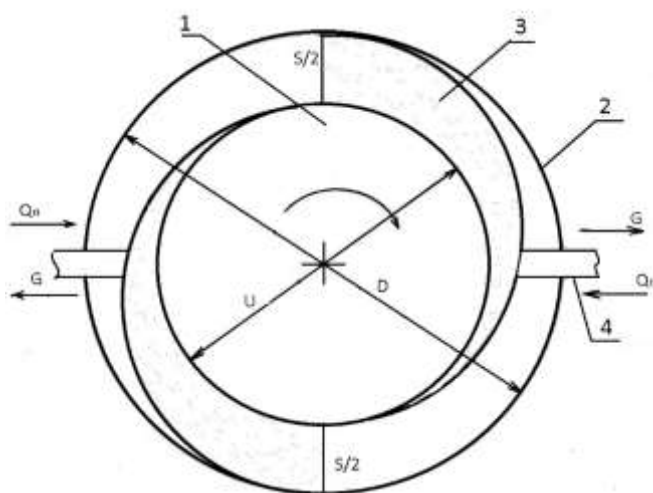


Рис. 3.1 Схема двухкамерного гидродвигателя лопастного типа:

1-ротор, 2-статор, 3-лопатки, 4-пластина.

Ниже приводится методика расчета основных рабочих параметров лопастного ЗГД предлагаемой конструкции на базе гидродинамических процессов, происходящих в рабочей камере. Расчеты были выполнены с целью определения самой возможности создания малорасходных ЗГД малых диаметров.

Рабочий объем гидродвигателя определяется по формуле: [62,20,87]

$$q_d = K \cdot b \cdot S, \quad \text{м}^3 / \text{об} \quad (3.2)$$

где K – кратность действия, в нашем случае $K=2$,

b – ширина лопасти (выступа), ее определяют для заданного значения объемного расхода рабочей жидкости;

S – суммарная площадь усеченных секторов определяется как половинная площадь кольца с диаметрами d и D ,

$$S = \frac{\pi}{8} (D^2 - d^2), \quad \text{м}^2 \quad (3.3)$$

Далее по формуле (3.2) устанавливается зависимость частоты вращения гидродвигателя от фактического расхода рабочей жидкости;

$$Q_{\partial.m} = q_{\partial} \cdot n_{\partial}; \quad Q_{\partial} = \frac{Q_{\partial.m}}{\eta_{\partial.o}}; \quad Q_{\partial} = \frac{q_{\partial} \cdot n_{\partial}}{\eta_{\partial.o}}, \quad \text{м}^3/\text{с} \quad (3.4)$$

где $Q_{\partial.m}$ - теоретический объемный расход рабочей жидкости;

$\eta_{\partial.o}$ - объемный КПД гидродвигателя.

Воспользовавшись формулами (3.2) и (3.3) преобразуем формулу (3.4) и получим формулу для вычисления значения ширины лопасти b :

$$b = \frac{8Q_{\partial} \cdot \eta_{\partial.o}}{K \cdot \pi (D^2 - d^2) \cdot \eta_{\partial}}, \quad \text{м} \quad (3.5)$$

Теперь можно определить рабочий объем гидродвигателя по формуле (3.2) с учетом (3.3):

$$q_{\partial} = k \cdot b \cdot \frac{\pi}{8} (D^2 - d^2), \quad \text{м}^3/\text{об} \quad (3.6)$$

Момент, развиваемый гидродвигателем, определяется по следующей формуле:

$$M_{\partial} = \frac{1}{2\pi} P_{\partial} \cdot q_{\partial} \frac{\eta_{\partial}}{\eta_{\partial.o}}, \quad \text{Нм} \quad (3.7)$$

где P_{∂} - гидродинамическое давление гидродвигателя, прилагаемое к услугам:

η_{∂} - КПД гидродвигателя.

И наконец мощность на валу гидродвигателя вычисляется по формуле:

$$N_{\partial} = \omega_{\partial} \cdot M_{\partial} = \frac{\pi n_{\partial}}{30} M_{\partial}, \quad \text{Вт} \quad (3.8)$$

где ω_{∂} - угловая скорость вращения ротора, с^{-1}

Значение рабочего объема трехкамерного ЗГД (рис. 3.2) остается таким же, как и у предыдущего двухкамерного. В этом можно убедиться следующим образом.

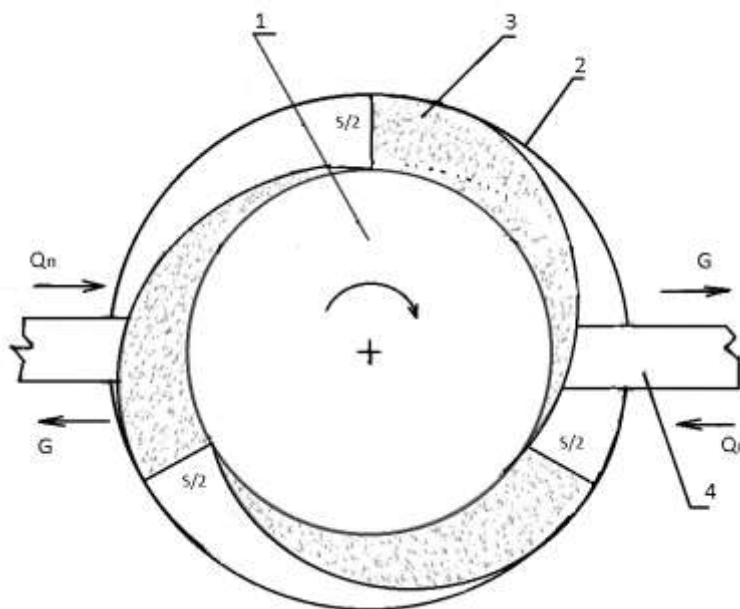


Рис. 3.2 Схема трехкамерного гидродвигателя лопастного типа:

1-ротор, 2-статор, 3-лопатки, 4-пластина.

В общем случае рабочий объем многокамерного ЗГД определяется по общеизвестной формуле:

$$q_{\partial} = K \cdot m \cdot b \cdot S_1, \quad \text{м}^3 \quad (3.9)$$

где m - число рабочих камер;

S_1 - площадь усеченного сектора одной камеры, а произведение mS_1 даст суммарную площадь усеченных секторов S (2).

Если $m=3$, то есть гидродвигатель трехкамерный, то:

$$S_1 = \frac{S_k}{2m}, \quad S = mS_1 = m \frac{S_k}{2m} = \frac{\pi}{8} (D^2 - d^2), \quad \text{м}^2 \quad (3.10)$$

где S_k - площадь кольца с диаметрами D и d .

Полученное выражение повторяет формулу (3.3).

Принципиальное различие между этими гидродвигателями заключается в неравномерности подачи рабочей жидкости в рабочие камеры,

характеризующиеся коэффициентом неравномерности, который у трехкамерного гидродвигателя безусловно ниже. Это, в свою очередь, снижает величину колебания давления промывочной жидкости перед гидродвигателем, исключая рывки ротора при его вращении.

С целью определения рабочих параметров ЗГД лопастного типа по приведенной методике были проведены расчеты при следующих исходных данных:

$$Q = 0.16 \text{ м}^3/\text{мин}; \eta_{\text{в.о}} = 0,9; K = 2; D = 0,068 \text{ м}; d = 0,058 \text{ м};$$

$$n_{\text{в}} = 500 \text{ об/мин}; P_{\text{в}} = 2,5- 3,0 \text{ МПа}.$$

В результате расчетов установлено, что предлагаемый ЗГД развивает крутящий момент до 160 Нм, соответствующий расчетной мощности до 10 кВт. Такие характеристики вполне достаточны для осуществления процесса углубки в породах средней твердости при малых диаметрах скважин.

Увеличение глубин скважин, усложнение геологических условий, необходимость разведки глубокозалегающих месторождений полезных ископаемых, в т.ч. на нефть и газ, приводят к значительному удорожанию стоимости буровых работ. Ускоренный и качественный прирост запасов твердых полезных ископаемых в сложившейся обстановке может быть достигнут только за счет коренного совершенствования техники и технологии бурения скважин, кратного повышения на этой основе производительности и снижения стоимости работ. В том числе и за счет широкого применения ЗГД малых диаметров.

При этом по результатам проведенных стендовых исследований и производственных испытаний установлено, что использование ЗГД малых диаметров в сочетании с алмазными породоразрушающими инструментами (долотами) позволяет наиболее полно реализовывать нижеследующие потенциальные преимущества алмазного бурения скважин:

- колонковый набор с алмазными долотами может иметь достаточно высокую частоту вращения (до 400-500 об/мин) независимо от глубины скважин;

- поскольку в процессе бурения колонна не вращается, отсутствует также ее вибрация, а значит резко снижается механический износ, увеличивается ресурс;

- снижается вероятность аварий по причине обрыва колонны бурильных труб;

- увеличение ресурса работы бурильной колонны кратно снижает расходы на приобретение, доставку, хранение и обслуживание дорогостоящих бурильных труб;

- бурильная колонна не вращается, а служит для осуществления подачи снаряда с необходимой осевой нагрузкой, восприятия реактивного момента, подачи промывочных жидкостей на забой.

Таким образом, как показали результаты испытаний ЗГД лопастного типа в широком диапазоне геолого-технических условий, исследования и разработки в данном направлении являются актуальными, которые позволяют в значительной мере способствовать качественному решению проблем геологоразведочных работ.

3.3. Гидродинамические процессы в рабочей камере лопастного ЗГД.

Весьма сложный процесс углубки скважин с применением ЗГД требует высокого уровня вращения выходного вала, который должен обеспечивать тангенциальную силу на внешнем радиусе породоразрушающего инструмента не менее 10-30 кН в зависимости от его конструкции и свойств разбуриваемых пород. При этом частота вращения вала должна быть в диапазоне 100-200 об/мин. для шарошечных долот, и не менее 300-500 об/мин для алмазного инструмента. [11,47,89,63]

Как показали экспериментальные исследования, для обеспечения эффективной работы ЗГД необходимо устранять ряд вредных динамических факторов, в первую очередь радиальных усилий, способствующих одностороннему прижатию выходного вала, которое может привести к заклиниванию подшипников, поперечному биению, увеличению трения и износу в опорах. В процессе бурения это проявляется в существенном снижении числа

оборотов выходного вала и увеличением осевой нагрузки, создающей момент сопротивления вращению долота. Все это приводит к неустойчивому режиму вращения вала и его остановке при увеличении нагрузки на долото.

Исходя из результатов выполненных экспериментальных исследований динамики силового взаимодействия струи рабочей жидкости с лопатками ротора (выходного вала), нами была сформулирована задача по определению оптимального соотношения числа лопаток и отверстий истечения, позволяющих исключить появление радиальных усилий одностороннего прижатия выходного вала.

При этом исходным допущением было условие, что давление рабочей жидкости во всех живых сечениях струи одинаково и равно внешнему давлению.

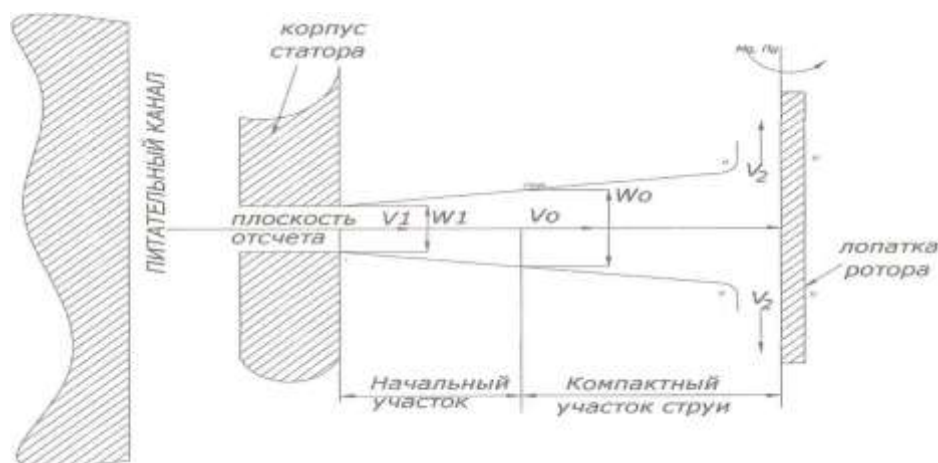
Решение задачи базируется на использовании уравнения энергетического состояния потока жидкости относительно плоскости сравнения (рис. 3.3), проведенной по оси горизонтальной струи с учетом равенства высот геометрических $Z_1=Z_2=0$ и пьезометрических ($P_1/pg=P_2/pg$) напоров. В этом случае наблюдается гидродинамическое равенство высоты скоростных напоров в сечениях I-I и II-II в соответствии с уравнением: [20,29,87]

$$\frac{\alpha_1 \cdot v_1^2}{2g} = \frac{\alpha_2 \cdot v_2^2}{2g} + H_{пер}, \quad (3.11)$$

где $H_{пер}$ - напор на плоскости сравнения;

α_1 и α_2 - коэффициенты кинематической энергии.

а)



б)

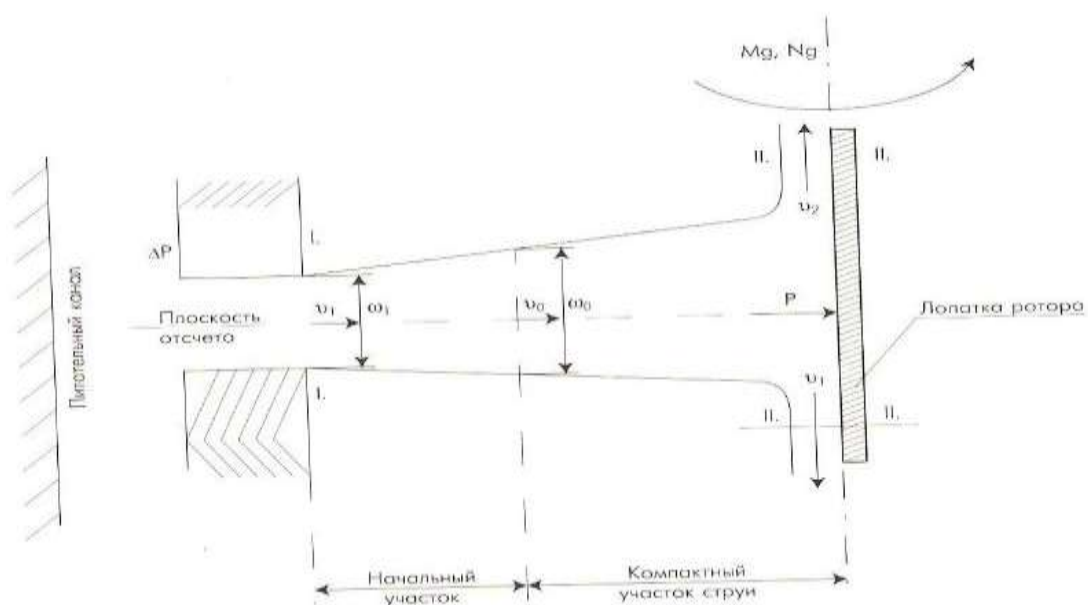


Рис. 3.3 Силовые взаимодействия с лопаткой гидродвигателя

Потери удельной энергии, вызванные трением и завихрением частиц, приводят, как видно из приведенного равенства и рис. 3.5, к снижению удельной кинетической энергии, а следовательно и средней скорости по мере удаления струи от места ее истечения. В свою очередь снижение скорости по длине в соответствии с уравнением неразрывности приводит к расширению струи, сопровождающееся захватом струи частиц внешней среды, затрачивая часть кинетической энергии. Струя все более затормаживается и наконец разрушается.

Ранее, изучая поле скоростей и структуру струи в рабочей камере гидродвигателя было установлено [60], что максимальный эффект взаимодействия струи с лопаткой происходит на протяжении основного участка (ядро), так называемой ее компактной части, где в центре тяжести сечения максимальная скорость равна средней скорости истечения из отверстия. Компактная часть струи имеет в нашем случае цилиндрическую форму, сохраняющую сплошность потока.

Отсюда следует, что силовое воздействие струи потока на лопатки достигнет максимальных значений в том случае, если последняя будет расположена в зоне протекания компактной части струи.

Данное условие легло в основу, для построения методики установления оптимального числа лопаток на одной секции гидродвигателя при допуске числе отверстий. [8,20,60,91,63].

Сила, воздействия струи P в связи с искривлением линии тока при ее растекании по поверхности лопатки вычисляется по формуле;

$$P = (0.92 \dots 0.95) \cdot \rho \omega_0 v_0^2 \quad (3.12)$$

где ρ – плотность жидкости, кг/м³

ω – живое сечение струи при истечении из отверстия, м²

v – средняя скорость потока жидкости на участке компактной струи, м/с

С другой стороны сила давления струи на плоскую поверхность лопатки может быть получена на основе теории истечения жидкости через малое отверстие в тонкой стенке при постоянном напоре по формуле;

$$P = 2\mu\varphi\omega_0\rho gH, \quad \text{Па} \quad (3.13)$$

где μ – коэффициент расхода жидкости через отверстия;

φ – коэффициент скорости;

g – ускорение свободного падения;

H – напор, отнесенный к единице удельного веса жидкости.

Объемный расход жидкости, равный произведению действительной скорости истечения на фактическую площадь сечения струи, может быть установлен по формуле;

$$Q = \mu\omega_0 \frac{2\Delta P}{\rho}, \quad \text{м}^3/\text{с} \quad (3.14)$$

где ΔP – расчетная разность давлений под действием которого происходит истечение.

На основе выражения (3.14) решается одна из основных гидравлических задач по определению расхода жидкости при известных значениях возможного напора. Оно применимо для всех случаев истечения жидкости через малое отверстие, при постоянном напоре. Трудность использования этого выражения заключается в достоверности оценки величины коэффициента μ .

Из уравнения (3.14) следует, что;

$$\mu = \frac{Q}{\omega_o \sqrt{2gH}} = \frac{Q}{\omega_o v_T} = \frac{Q}{Q_T}, \quad (3.15)$$

Это значит, что коэффициент μ есть отношение действительного расхода Q_T к тому расходу, который имел бы место при отсутствии сжатия струи и сопротивления.

Следует отметить, что величина Q_T не является расходом при истечении идеальной, несжимаемой жидкости. Действительный расход жидкости всегда меньше теоретического, то есть $Q_T > Q$. Следовательно, коэффициент μ всегда меньше единицы в силу влияния двух факторов: сжатия струи и сопротивления истечению. В одних случаях наибольшее влияние имеет первый фактор, в других – второй. [8,20]

Сила давления струи, вычисляемая по формуле (3.13), является основной составляющей момента вращения лопаток забойного гидродвигателя. Результаты теоретических исследований показывают, что вследствие изменения скорости и сечения струи по ее длине сила давления меняется в зависимости от расстояния между отверстием истечения и лопаткой. В пределах начального участка она несколько возрастает, а затем начинает уменьшаться. [20]

Для маловязких жидкостей таких как вода, истечение которых происходит при достаточно больших числах Рейнольдса, коэффициенты истечения струи изменяются в небольших пределах. В наших расчетах принимались следующие их значения: [20]

$$\varepsilon = 0.64; \omega = 0,98; \mu = 0,6; \zeta = 0,064,$$

где ε - коэффициент стеснения потока;

ζ - коэффициент местного сопротивления (сужения струи).

Тогда максимальный момент вращения, развиваемый одной лопаткой, согласно формуле (3.13) и с учетом указанных коэффициентов определяется по формуле:

$$M_{\max 1} = 0.923 d_o^2 \cdot \Delta P \cdot L, \quad \text{Нм} \quad (3.16)$$

где, d_o - диаметр отверстия;

L – плечо действия силы P , принимаемое относительно середины лопатки.

При полном обороте ротора, при неравенстве числа отверстий K и числа лопаток n , а также при условии $k > n$ момент на одной лопатке растет от минимального $M_{\min 1}$ до максимального значения $M_{\max 1}$. Это обстоятельство обусловлено тем, что каждая лопатка в равномерной последовательности воспринимает воздействие не только одной струи, но и дополнительных, число которых определяется разностью $k-n$. В этом случае суммарный момент вращения одной секции ротора ЗГД можно представить в виде;

$$\sum_1^n Mi = M_{\max 1} \sum_1^n \frac{n-i}{n}, \quad \text{Нм} \quad (3.17)$$

где в нашем случае $1 \leq i \leq 7$.

Максимальный момент вращения можно определить по формуле (3.16), при этом значение минимального момента $M_{\min 1}$ соответствует выражению:

$$M_{\min 1} = M_{\max 1} \left(1 - \frac{n-1}{n} \right), \quad \text{Нм} \quad (3.18)$$

Возможность изменения значений вращающего момента на валу от $M_{\min 1}$ до $M_{\max 1}$ указывает на присутствие нагрузки под действием силового потока при вращении вала. [91]

Общеизвестно, что если силовой поток промывочного агента совершает совместное вращение с валом и при этом изменяется в зависимости от угла поворота вала, то появляется момент, изгибающий вал, который можно определить по формуле:

$$M_o = \frac{M_{\max 1} - M_{\min 1}}{2}, \quad \text{Нм} \quad (3.19)$$

Значение M_o определяет степень одностороннего радиального прижатия вала гидродвигателя.

Экспериментально, исходя из характера появления вибраций вала, установлено, что при равенстве числа лопаток и числа отверстий амплитудный

изгибающий момент отсутствует, поскольку каждая лопатка воспринимает действия только одной струи.

При действии на лопатку нечетного числа дополнительных струй эпюра нарастания изгибающего момента M_O охватывает весь вал (рис. 3.4), нарастая по окружности от $M_{\min 1}$ до $M_{\max 1}$.

При четном числе дополнительных струй эпюра нарастания момента располагается на отдельных участках окружности ротора (вала) диаметрально симметрично, что обуславливает взаимное устранение возникающих при этом изгибающих моментов, тем самым обеспечивая вращение вала без радиального прижатия.

Поскольку понятие «четное и нечетное число струй» являются основополагающим в проводимых исследованиях, поясним на конкретном примере, что понимается под каждым из них.

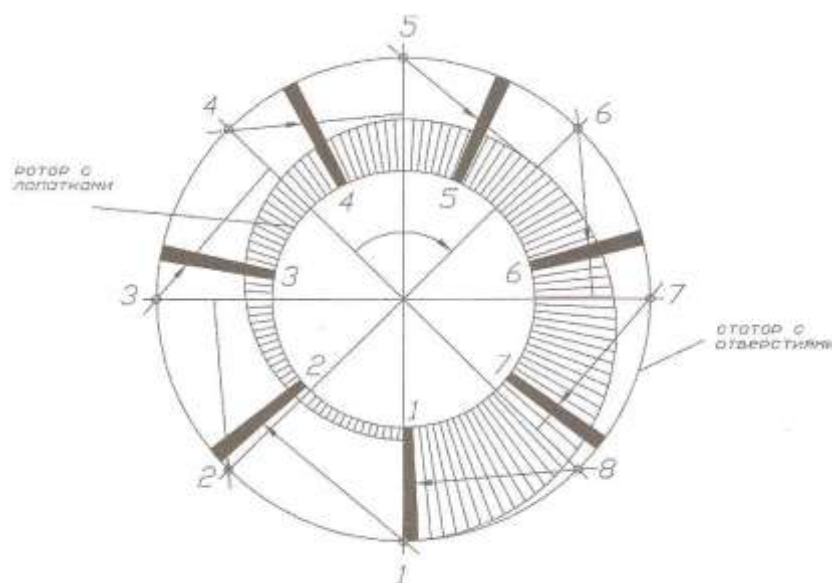


Рис.3.4 Эпюры нарастания момента на лопатке гидродвигателя при $n=7$ и $k=8$

Если, допустим, что число отверстий $k=8$, а число лопаток $n=6$ (рис. 3.4), то при вращении ротора каждая лопатка за один оборот последовательно воспринимает действия двух струй, одна из которых является дополнительной. Если же число отверстий так же, как в первом случае $k=8$, а число лопаток $n=7$ (рис. 3.5), то каждая лопатка воспринимает действия двух струй не один раз за оборот, как в первом случае, а два раза, обеспечивая этим симметричность действия.

Поэтому нами принято число дополнительных струй как разность числа отверстий статора и числа лопаток ротора ($k-n$) – нечетное в первом случае и четное во втором.

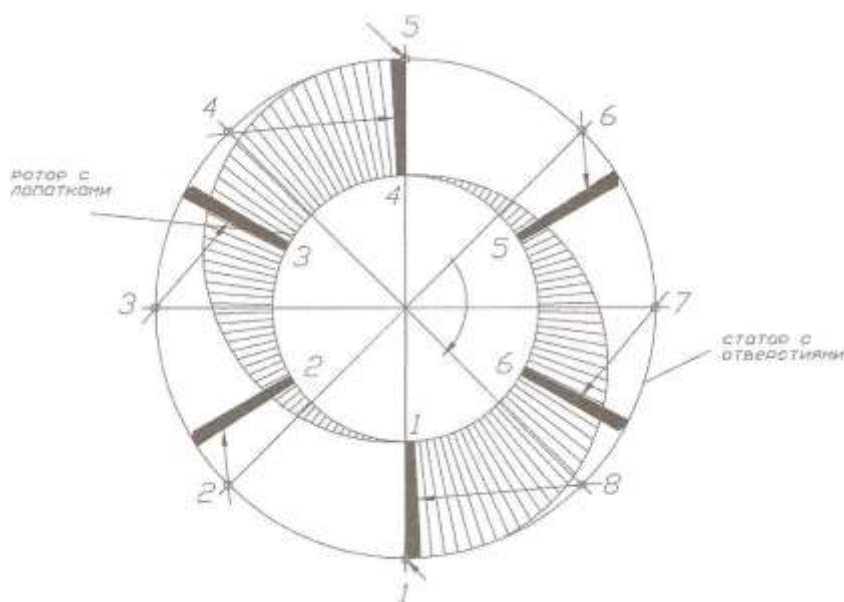


Рис.3.5 Эпюра нарастания момента на лопатке гидродвигателя при $n=6$ и $k=8$

На основании анализа результатов вышеприведенных теоретических и экспериментальных исследований гидродинамических процессов в рабочей камере лопастного ЗГД сделан вывод, что эффективная работа гидродвигателя обеспечивается только при наличии четного числа дополнительных струй. Полный же анализ оптимального соотношения числа отверстий и числа лопаток можно провести с помощью безразмерного критерия, именуемого амплитудным коэффициентом изгибающего момента ($m_{изг}$), представляющим собой отношение амплитудного изгибающего момента к номинальному моменту одной секции гидродвигателя;

$$m_{изг} = \frac{M_{\max l} - M_{\min l}}{2M_{н.м}} = \frac{M_o}{M_{н.м}}, \quad \text{Нм} \quad (3.20)$$

Установленные выше закономерности эффективной работы лопастных ЗГД, предназначенных для бурения скважин, могут быть использованы при проектировании гидродинамических машин аналогичного принципа действия.

Внедрение при бурении скважин эффективных схем лопастных ЗГД с высоким КПД представляется лишь делом времени. Данный прогноз обусловлен тем, что традиционный турбинный способ бурения практически исчерпал свои потенциальные возможности. По расчетным данным установлено, что энергоемкость турбинного бурения в 4-5 раза выше энергоемкости лопастных ЗГД, а расход рабочего агента – промывочной жидкости, необходимой для работы турбин, в 3-4 раза больше чем лопастных.

Недостатки турбинного способа бурения устраняются за счет применения лопастных ЗГД роторного типа за счет того, что при сравнительно малом расходе резко возрастает величина силового напора промывочной жидкости, наполняющей рабочие камеры и прикладываемого к лопастям. В результате этого увеличивается крутящий момент передаваемый валом ротора к породоразрушающему инструменту.

В перспективе, одной из областей применения малорасходных лопастных ЗГД может стать бурение многозабойных скважин с разветвленными стволами в зоне залегания продуктивных геологических объектов.

3.4. Обоснование теоретических предпосылок создания ЗГД нового поколения

Применяемые ЗГД обеспечивают значительное увеличение подводимой к забою мощности, снижение износа бурильных труб, сохранение заданной трассы скважин и повышение качества буровых работ.

Накопленный уже более чем за 70 лет опыт разработки и использования ЗГД в качестве силового привода процесса углубления скважин позволил установить не только их преимущества, но и существенные ограничения области их рационального использования и конструктивные недостатки, которые в свою очередь послужили причинами для поиска возможностей создания на принципиально иной основе высокоэффективных ЗГД нового поколения. [70]

Актуальность таких разработок обуславливает непрерывное увеличение объемов направленного и многозабойного бурения скважин, внедрение

избирательно-дренажных систем разработки месторождений углеводородов, подземных вод, которые предполагают использование малорасходных ЗГД, чем значительно ограничивается негативное воздействие рабочего агента на продуктивные горизонты. Однако, как известно, малый расход рабочего агента приводит к снижению выходных энергетических характеристик ЗГД, что сужает сферу их применения.

Применительно к бурению геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые традиционными диаметрами бурения 76 и 59 мм, забойные гидродвигатели не применяются из-за малых значений крутящего момента и низкой частоты вращения вала существующих в пределах 300...350 об/мин, вместо необходимой – 1200... 1600 об/мин для обеспечения рациональных режимов бурения.

Исходя из этого, нами определены основные направления исследований по созданию забойных гидродвигателей нового поколения, соответствующих современным требованиям процесса бурения на твердые полезные ископаемые предусматривающие разработку малорасходных, высокооборотных двигателей.

С этой целью перспективным является создание в конструкции ЗГД гидравлических ударов промывочной жидкости и их преобразование в крутящий момент вала.

Из гидравлики известно [8,20,22,29], что явление гидравлического удара обуславливается инерцией той массы жидкости, заключенной в трубопроводе, скорость которой изменяется во времени. Гидравлический удар в трубопроводе может достигать большой величины, давление в трубопроводе может значительно изменяться благодаря изменению во времени скорости движения.

В задачи наших теоретических исследований входило создание математической модели расчета значений выходных параметров ЗГД при исходных характеристиках, обусловленных их конструктивными параметрами, глубиной скважин и величиной расхода промывочной жидкости, получение зависимости между исходными характеристиками и выходными параметрами.

На основе теоремы сохранения количества движения и неразрывности потока жидкости, гидравлическую систему гидродвигателей обособленно от питательной магистрали для поступления рабочего агента можно представить в виде двух парных параллельных проточных каналов, суммарная длина каждой из которых представлена длиной кольцевых каналов ротора и корпуса гидродвигателя. Поскольку длина кольцевых проточных каналов гидродвигателя несравнимо меньше, чем длина питательной магистрали L , то целесообразно вести расчет силы гидравлического удара исходя из условий истечения жидкости в этой магистрали (рис. 3.6).

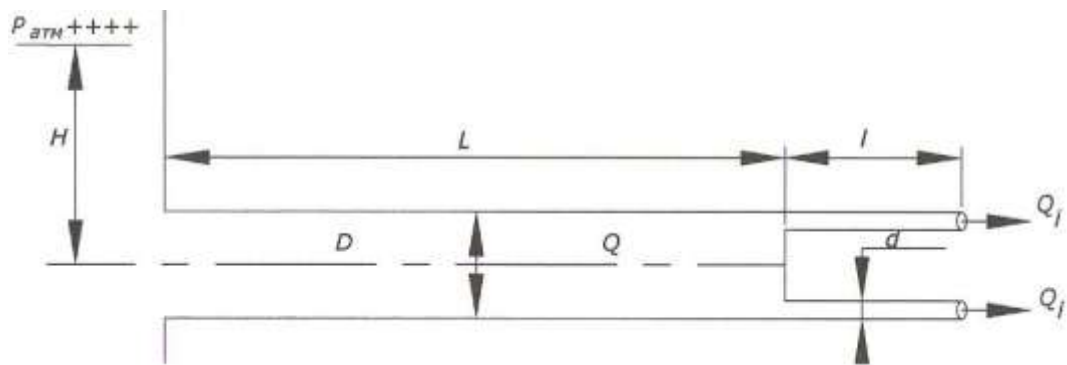


Рис. 3.6 Приведенная схема гидродвигателя – магистраль, условия $L \gg \gg l$, $Q = 2Q_1$

Для начала зададим величину требуемого давления в гидросистеме при принятом расходе промывочной жидкости:

$$Q = 90 \text{ л/мин} = 1,5 \times 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}; \quad Q = 45 \text{ л/мин} = 0,75 \times 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Согласно существующей методике расчета [8,20] истечения потока жидкости из отверстия и насадки, такие параметры струи, как давление P , расход Q и живое сечение ω_0 , связаны с расходным коэффициентом, μ следующим выражением;

$$Q = \mu \omega_0 \sqrt{\frac{2P}{\rho}}, \quad \text{м}^3/\text{с} \quad (3.21)$$

откуда,
$$P = \frac{\rho Q^2}{\mu^2 2\omega^2}, \quad \text{Па} \quad (3.22)$$

где ρ - плотность промывочной жидкости; $\omega_0 = \frac{\pi d^2}{4}$.

Отсюда, если расход промывочной жидкости в проточном кольцевом канале Q_1 , то потери давления в каждом из них составляют;

$$\Delta P = \frac{\rho Q_1^2}{2\mu^2 \omega^2}, \quad \text{Па} \quad (3.23)$$

Скорость движения промывочной жидкости в магистрали определяется по формуле:

$$v = \frac{Q}{\omega} = \frac{4Q}{\pi D^2}, \quad \text{м/с} \quad (3.24)$$

где ω - живое сечение потока в магистрали, с

D – гидравлический диаметр потока, м

Ударное приращение давления промывочной жидкости при прямом гидравлическом ударе составляет:

$$\Delta P_{y\delta} = \rho v C, \quad \text{Па} \quad (3.25)$$

где C – скорость распространения гидравлического удара в круглой тонкостенной трубе, заполненной технической водой.

Крутящий момент, создаваемый силой гидравлического удара промывочной жидкости, вычисляется по формуле:

$$M = \Delta P_{y\delta} \omega_0 D_p, \quad \text{Нм} \quad (3.26)$$

где D_p - диаметр корпуса гидродвигателя. м

Потери давления в магистрали рассчитываем с учетом внутренней шероховатости труб (формула А.Д. Альтшуля), при величине шероховатости $\Delta = 0,75$ мм;

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{\Delta}{D} \right)^{\frac{1}{4}}, \quad (3.27)$$

тогда потери давления по длине:

$$\Delta P_{\text{дл}} = \rho \cdot q \cdot 0,0827 \cdot \lambda \frac{L}{D^5} Q^2, \quad \text{Па} \quad (3.28)$$

Общие потери давления промывочной жидкости в системе определяются:

$$P_n = \Delta P + \Delta P_{\text{дл}}, \quad \text{Па} \quad (3.29)$$

Вычисленные по формулам (3.23, 3.28, 3.29) величины потерь давления промывочной жидкости при расходе $Q = 1,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$ изображены графическими

зависимостями на рис. 3.6, откуда видно, что основные потери давления наблюдаются в кольцевых проточных каналах, имеющих минимальное поперечное сечение.

Отсюда же следует, что при указанной величине расхода промывочной жидкости, для возникновения явления гидравлического удара вполне достаточно глубины – 75 м. при этом на исходной точке магистральной линии 9 на поверхности появляется всплеск роста давления до значений:

$$P_{изб} = \Delta P_{уд} - P_n, \quad \text{Па} \quad (3.30)$$

Рассчитанное, для различных значений расхода промывочной жидкости по приведенной методике, ударное приращение давления и крутящий момент при различных глубинах скважины и диаметра кольцевых проточных каналов в расчете на трехсекционные двигатели приведены в табл. 3.1, а графически функциональные зависимости приведены на рис. 3.7, 3.8, 3.9 и 3.10.

Таблица 3.1 Зависимость энергетических параметров ЗГД от глубины скважин и расхода промывочной жидкости при различных значениях диаметра проточных каналов.

| Глубина скважины L, м | Диаметр кольцевых проточных каналов d, мм | Расход рабочего агента Q, л/мин. | Ударное приращение давления МПа. | Крутящий момент, кНм |
|-----------------------|---|----------------------------------|----------------------------------|----------------------|
| 100 | 7 | 125 | 3,6 | 0,1 |
| | 8 | 163 | 4,7 | 0,17 |
| | 9 | 204 | 5,9 | 0,25 |
| | 10 | 252 | 7,3 | 0,42 |
| 300 | 7 | 216 | 6,3 | 0,18 |
| | 8 | 282 | 8,2 | 0,30 |
| | 9 | 355 | 10,4 | 0,49 |
| | 10 | 438 | 12,7 | 0,74 |
| 400 | 7 | 248 | 7,2 | 0,20 |
| | 8 | 324 | 9,4 | 0,35 |
| | 9 | 410 | 11,9 | 0,56 |
| | 10 | 504 | 14,6 | 0,85 |
| 500 | 7 | 276 | 8,0 | 0,23 |
| | 8 | 364 | 10,6 | 0,39 |
| | 9 | 456 | 13,3 | 0,62 |
| | 10 | 564 | 16,4 | 0,95 |

У серийно используемых ВЗД значение основного выходного параметра крутящего момента в зависимости от расхода промывочной жидкости в пределах 500...1000 л/мин находится в пределах 0,025...0,6 кНм, то очевидно, что ЗГД нового поколения, реализующие энергию гидравлического удара промывочной жидкости, при меньших расходах будут обеспечивать достижение высоких энергетических показателей.

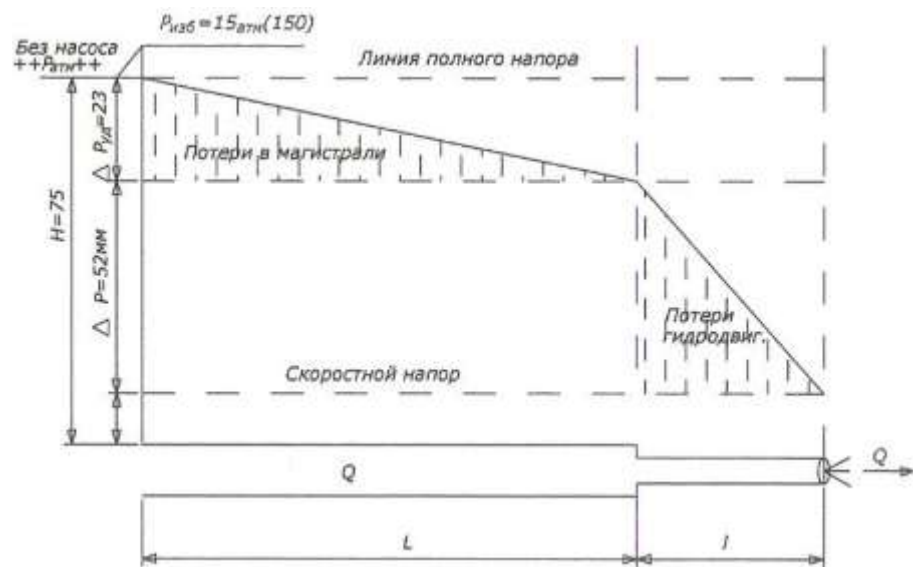


Рис. 3.7 Эпюры распределения потерь давления

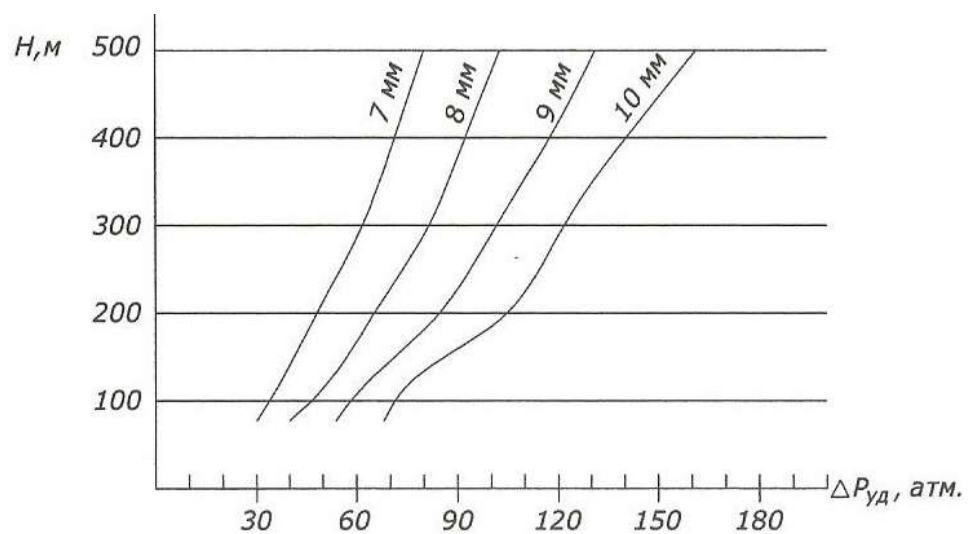


Рис. 3.8 График зависимости $H = f(\Delta P_{уд})$ для $d = 7, 8, 9, 10$ мм

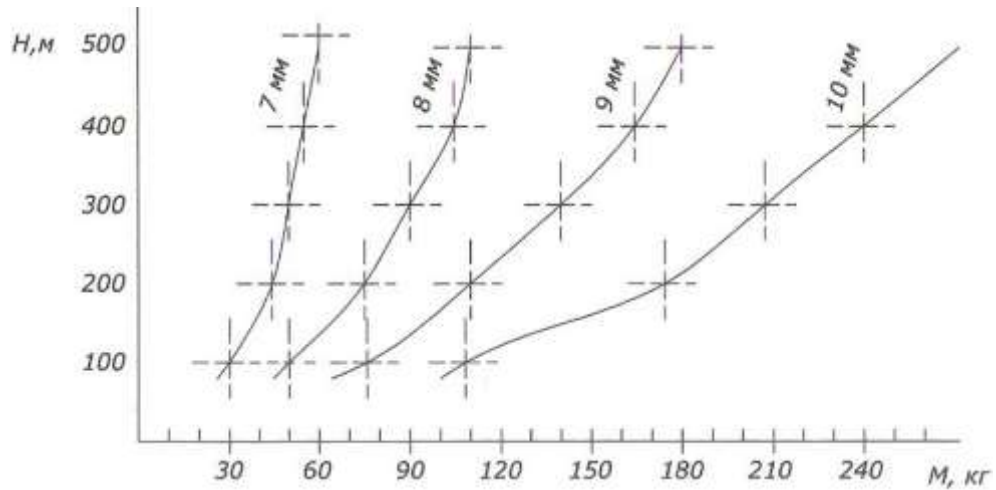


Рис. 3.9 График зависимости $H = f(M)$ для $d = 7, 8, 9, 10$ мм

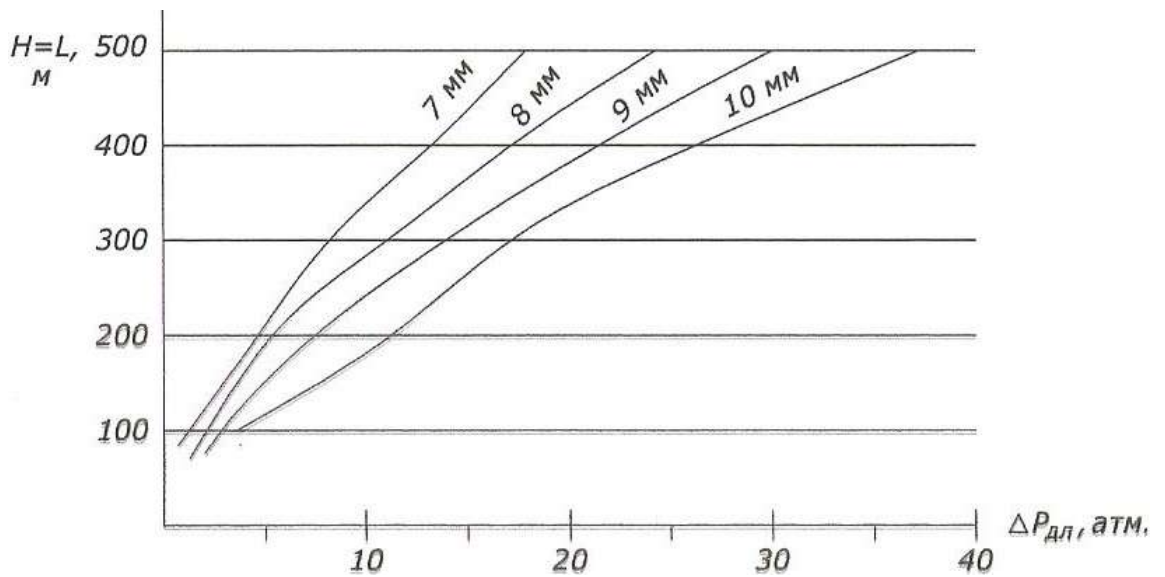


Рис. 3.10 График зависимости $H = f(\Delta P_{ол})$ для $d = 7, 8, 9, 10$ мм

Из данных приведенных в табл. 3.1 и на рис.3.7-3.10 можно сделать вывод, что с ростом глубины скважины увеличивается величина крутящего момента, тогда как у серийных ВЗД в этом случае энергетические показатели снижаются.

При этом частота вращения вала ЗГД нового поколения, как установлено экспериментально на натуральных образцах с диаметром 70 мм, может достигать— 3000 - 3500 об/мин.

Вышеперечисленные обоснования были подтверждены в экспериментальной проверке и подтверждения, после нами уточнены исходные характеристики ЗГД нового поколения.

3.5 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ДИНАМИКИ ДВИЖЕНИЯ ЖИДКОСТИ В КАНАЛАХ РОТОРА ГИДРОДВИГАТЕЛЯ

В настоящее время исследования гидравлических процессов, происходящих в рабочих объемах гидродвигателя выполняются в двух видах – это теоретические обоснования и экспериментальная проверка. Доля каждого вида в общем объеме работ различна в зависимости от целей и задач. Надо отметить, что при гидравлических исследованиях, касающихся движения капельных жидкостей, на основе накопленного многолетнего опыта, приоритет отдается экспериментальным видам исследования. Нами выполнены теоретические исследования динамики движения жидкости в каналах ротора гидродвигателя сложной кривизны (рис. 3.11) с тем, чтобы на основе наших обоснований была получена возможность определения степени эффективности такой формы проточной части гидромотора.

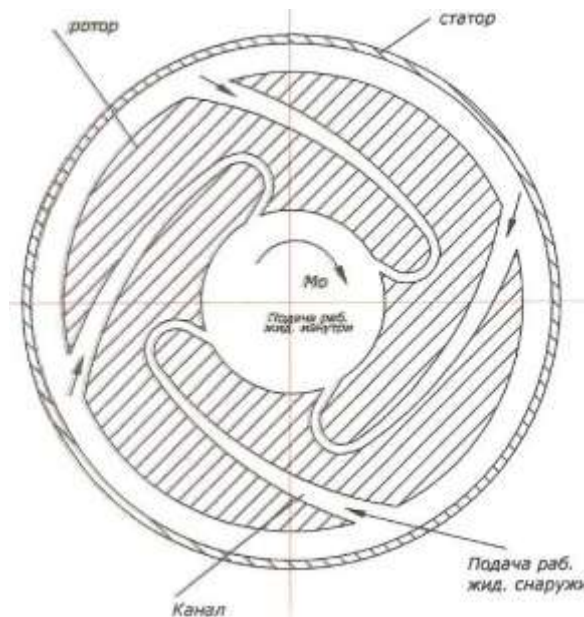


Рис. 3.11 Схема движения жидкости в каналах ротора гидродвигателя.

Рассмотрим периферийную подачу рабочей жидкости в каналы (их четыре) ротора на основе известной работы [8]. В этом случае суммарный момент создаваемый в одном канале будет описываться зависимостью:

$$M_0 = M_1 + M_2, \quad \text{Нм} \quad (3.31)$$

где M_1 - момент создаваемый реактивной силой в лобовой части канала; M_2 - момент создаваемый силами давления вдоль внешней стенки входного канала.

При определении момента создаваемого реактивной силой P_1 воспользуемся гидравлическим уравнением количества движения в общем виде:

$$\sum P_x = \rho Q (\vartheta_{2x} - \vartheta_{1x}), \quad \text{Па} \quad (3.32)$$

где $\sum P_x$ - проекции сил давления или реакции в лобовой части канала, в нашем случае это сила P_1 ; ϑ_{2x} это ϑ_2 - скорость движения рабочей жидкости в выходном канале; ϑ_{1x} это ϑ_1 - скорость движения рабочей жидкости во входном канале ротора. Тогда для нашего случая формула (3.32) примет вид:

$$P_1 = \rho Q (\vartheta_2 + \vartheta_1) \cos \alpha, \quad \text{Па} \quad (3.33)$$

где ρ - плотность рабочей жидкости, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$; Q - объемный расход рабочей жидкости, $\frac{\text{м}^3}{\text{с}}$; α - половина угла, образованного векторами скоростей ϑ_2 и ϑ_1 .

Для проведения приближенного метода расчета примем $\alpha = 0$ или $\cos 0 = 1$, а поскольку диаметры входных и выходных каналов одинаковы для установившегося движения $\vartheta_2 = \vartheta_1 = \vartheta$, то будем иметь:

$$P_1 = \rho Q (\vartheta + \vartheta) = 2 \rho Q \vartheta, \quad \text{Па} \quad (3.34)$$

С учетом того, что $\vartheta = \frac{Q}{\omega}$, где ω - живое сечение канала тогда имеем:

$$P_1 = 2 \rho \frac{Q^2}{\omega}, \quad \text{Па} \quad (3.35)$$

Кроме того, считаем истечение жидкости в каналах подобно истечению через малое отверстие. Поскольку потери напора по длине канала пренебрежимо малы, то скорость ϑ и расход жидкости Q можно описать зависимостями:

$$\begin{aligned} \vartheta &= \varphi \sqrt{\frac{2p}{\rho}}, & \text{м/с} \\ Q &= \mu \omega \sqrt{\frac{2p}{\rho}}, & \text{м}^3/\text{с} \end{aligned} \quad (3.36)$$

где μ - коэффициент расхода жидкости; p – давление жидкости на входе в каналы ротора, т.е. питаемое давление; φ - коэффициент скорости. Тогда формула (3.34) с учетом формулы (3.36) примет вид:

$$P = 4\mu\varphi\omega p, \quad \text{Па} \quad (3.37)$$

Установим зависимость между объемным расходом рабочей жидкости в каналах и давлением, для чего подставим значение силы из формулы (3.37) в формулу (3.35) и после преобразований получим:

$$Q = \omega \sqrt{\mu \cdot \varphi \frac{2p}{\rho}}, \quad \text{м}^3/\text{с} \quad (3.38)$$

Если ротор с каналами вращается в том же направлении что и струя, то сила взаимодействия уменьшается, так как снижается их относительная скорость. В этом случае сила давления в одном канале определяется по формуле:

$$P_1 = \rho Q_1 (\vartheta - u), \quad \text{Па} \quad (3.39)$$

где u – линейная скорость вращения ротора ; Q_1 - расход жидкости в одном канале. А мощность, передаваемая потоком жидкости в каналах ротора, определяется выражением:

$$N_1 = P_1 u = 2\rho Q_1 (\vartheta - u) u, \quad \text{кВт} \quad (3.40)$$

Известно [9,20], что максимальная передаваемая мощность и максимальный к.п.д. будут при $\vartheta = 2u$ или $u = \frac{\vartheta}{2}$.

Воспользовавшись формулой (3.40) из условия максимальности и сделав преобразования:

$$N_1 = 2\rho Q_1 (\vartheta - u) = 2\rho Q_1 \left(\vartheta - \frac{\vartheta}{2} \right) \frac{\vartheta}{2} = 2\rho Q_1 \frac{\vartheta^2}{4} = \frac{1}{2} \rho Q_1 \vartheta^2, \quad \text{кВт} \quad (3.41)$$

окончательно с учетом

$$\vartheta^2 = \frac{Q^2}{\omega^2} \quad (3.42)$$

получим:

$$N_1 = \frac{\rho Q_1^3}{2\omega^2}, \quad \text{кВт} \quad (3.43)$$

Далее получим формулу определения суммарного момента M_1 , создаваемого реактивными силами в любой части канала. В основу положим зависимости и выражения:

$$N = \omega_{ck} M_1, \quad \text{кВт} \quad (3.44)$$

где ω_{ck} - угловая скорость ротора, м/с

$$\omega_{ck} = \frac{u}{R} = \frac{g}{2R}, \quad \text{м/с} \quad (3.45)$$

Окончательно формула описывающая зависимость момента от мощности передаваемой потоком жидкости ротора гидродвигателя принимает вид:

$$M_1 = \frac{2mR \cdot N_1 \cdot \omega}{Q_1}, \quad \text{Нм} \quad (3.46)$$

где m – число каналов в роторе гидродвигателя ; R - плечо реактивной силы.

Для определения момента M_2 создаваемого силами давления, действующими вдоль внешней стенки входного канала, проводим касательную к криволинейной поверхности, отправной точкой которой является входная кромка первичного канала, а затем к ней проводим перпендикуляр по касательной к лобовой части канала, тем самым получив эпюру распределения давления вдоль криволинейной поверхности (рис.3.12).

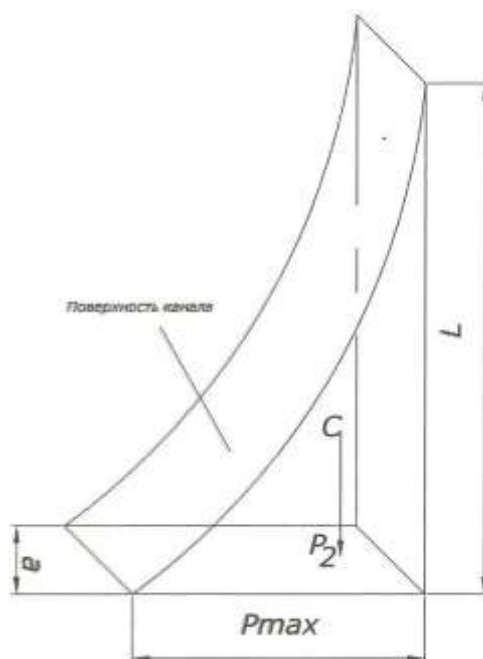


Рис. 3.12 Эпюра распределения давления вдоль криволинейной поверхности.

По объему полученной криволинейной трехгранной прямоугольной призмы можно определить значения силы давления P_2 , которая приложена в центре тяжести этого объема. На рис. 3.13 показано основание этой криволинейной призмы в виде заштрихованного сектора.

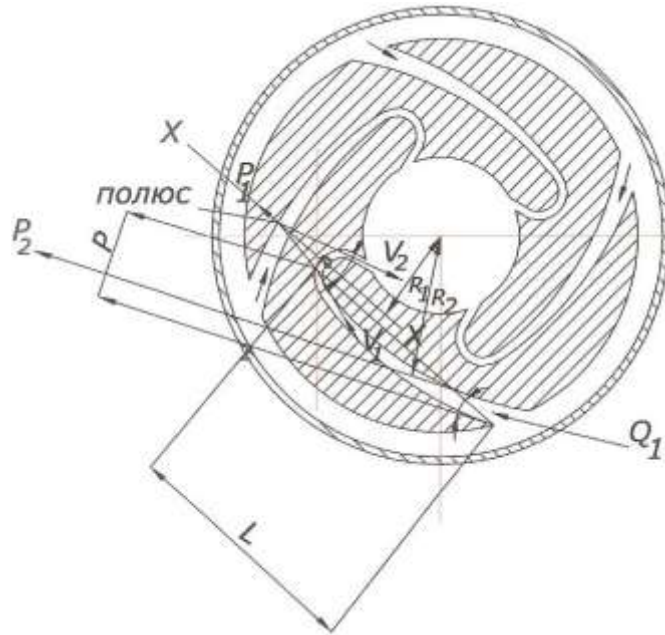


Рис. 3.13 Схема к определению силы давления.

В соответствии с принятой схемой величина силы давления будет приближенно равна:

$$P_2 = \frac{1}{4} \ell \cdot d \cdot p, \quad \text{Па} \quad (3.47)$$

где ℓ и d - линейные размеры призмы.

Суммарный момент, создаваемый силами давления в четырех каналах ротора можно определить по формуле:

$$M_2 = \ell \cdot d \cdot R_2 \cdot p, \quad \text{Нм} \quad (3.48)$$

где R_2 - плечо силы давления.

Таким образом, момент силы создаваемый потоком жидкости в каналах гидродвигателя, состоит из моментов реактивных сил и сил давления. На основе

проведенных теоретических расчетов для давления в пределах $1 \div 3$ МПа нами установлено, что доли моментов сил реактивных и давления соответственно составляют 20% и 80%. Кроме того значение момента сил инерции для одного типоразмера гидромотора в рассматриваемом интервале давлений остается неизменным, а это значит, что момент создаваемый силами давления растет по мере увеличения давления. И, наконец, результаты расчетов показали, что при подаче жидкости снаружи ротора получаемый момент значительно выше, чем при подаче рабочей жидкости изнутри, так как в этом случае значительно повышается эффективность действия сил давления.

3.6 Кинематика движения жидкости в проточном узле гидродвигателя

В этом разделе рассматривается движение рабочей жидкости в корпусе ротора гидродвигателя динамического типа, предназначенного для бурения разведочных скважин малого диаметра. Данный гидродвигатель, у которого ротор представляет собой диск, имеющий проточные каналы цилиндрической формы, загнутые в плане ротора в обратном по отношению к направлению его вращения, подобен в своей кинематике центробежным гидродвигателям. Движение жидкости в роторе гидродвигателя, ограниченное стенками канала, дает нам аналогию движения жидкости в равномерно вращающемся канале, где силовое воздействие твердых границ определяется гидравлическим уравнением момента количества движения. Что касается сил трения и давления, то они ввиду своей малости и направленности не учитываются.

С точки зрения кинематики потока в плане ротора, движение жидкости сложное, которое состоит из вращательного и относительного движений вдоль каналов ротора. Скорость абсолютного движения есть векторная сумма скоростей вращательного и относительного движений частиц жидкости в плане ротора гидродвигателя (рис.3.14), где частица жидкости движется вдоль канала от точки А до В, и, кроме того вращается вместе с ротором вокруг оси С. Относительное движение характеризуется вектором ω , а окружная скорость u определяет вращательное движение, т.е. переносную скорость. А скорость v , относительно

неподвижных частей есть вектор абсолютной скорости, и равна векторной сумме скоростей ω и $u - v = \bar{\omega} + \bar{u}$:

$$v = \sqrt{\omega^2 + u^2 - \omega u * \cos \alpha}, \quad \text{м/с} \quad (3.49)$$

Оставив вторую половину параллелограмма, построенного на векторах $\bar{\omega}$ и \bar{u} , получим треугольники скоростей для точек А на входе в канал В на выходе из канала. Основное уравнение гидродвигателя выводим на основе уравнения моментов количества движения в виде применяемого для жидкости, находящейся в роторе гидродвигателя:

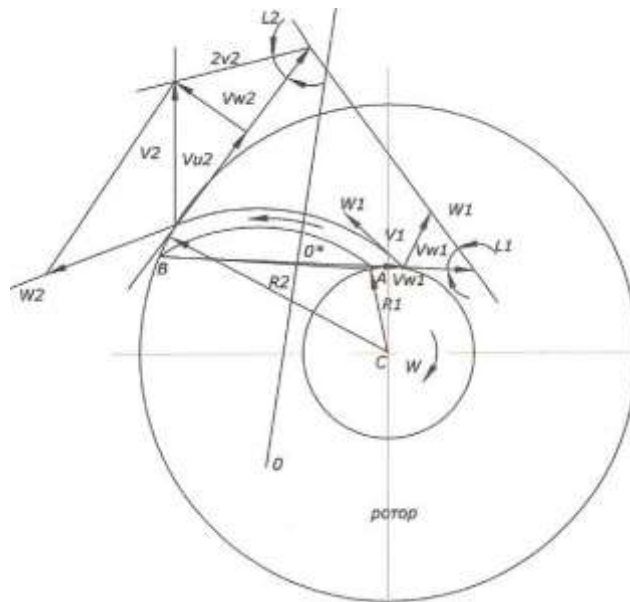


Рис. 3.14 Схема к определению скоростей вращательного движения.

$$M = Q_m (v_u R_1 - v_{u2} R_2), \quad \text{Нм} \quad (3.50)$$

Рассматриваемый объем жидкости ограничен изнутри и по периферии поверхностями вращения, образующими которых являются входные и выходные кромки канала. Силы трения на указанных границах пренебрежимо малы. Поэтому момент, обусловленный действием жидкости на лицевую сторону канала, определяется силами гидродинамического давления потока. Под величиной Q_m понимаем массовый расход жидкости $Q_{m,p} = Q_{p,s}$ через каналы

ротора. Умножим последнее уравнение на угловую скорость ω ротора гидродвигателя, получим секундную механическую работу, которую может совершить ротор гидродвигателя. Это работа равна гидравлической энергии, передаваемой потоком жидкости стенкам канала ротора за единицу времени (внутренняя мощность гидродвигателя) N_{Γ} :

$$N_{\Gamma} = Q_{m.p} \cdot \frac{P_p}{\rho}, \quad \text{кВт} \quad (3.51)$$

или
$$N_{\Gamma.вн.} = P_p \cdot Q_p, \quad \text{кВт} \quad (3.52)$$

где P_p - давление рабочей жидкости в каналах ротора, Q_p - объемный расход жидкости:

$$Q_{m.p} \cdot \frac{P_p}{S} = \omega Q_{m.p} (\mathcal{G}_{u1} R_1 - \mathcal{G}_{u2} R_2), \quad \text{м}^3/\text{с} \quad (3.53)$$

И окончательно получаем:

$$P_p = \rho \omega (\mathcal{G}_{u1} R_1 - \mathcal{G}_{u2} R_2), \quad \text{Па} \quad (3.54)$$

Полученное уравнение связывает давление рабочей жидкости с частотой вращения ротора и скоростями движения жидкости в каналах, которые определяются геометрическими параметрами этих каналов.

При допущении, что поток в роторе гидродвигателя осесимметричен, траектории всех частиц жидкости в относительном движении будут одинаковы. При условии, что они совпадают с кривой очертания канала АВ. Относительная скорость частиц жидкости, лежащих на одной окружности, одинакова и направлена по касательной к поверхности канала в рассматриваемой точке. Это допущение нами названо схемой бесконечного число каналов.

В действительности поток жидкости в роторе гидродвигателя не является осесимметричным. Давление на лицевой стороне канала (передняя сторона канала по отношению к направлению ее движения) больше, чем на ее тыльной стороне. Согласно уравнению Бернулли, чем больше давление, тем меньше скорость. Относительные траектории частиц, непосредственно примыкающие к лицевой части канала, совпадают по форме с каналом. Траектории же остальных частиц

отличаются от нее. Из уравнения (3.49) следует, что параметры \mathcal{V} , ϖ и u образуют треугольник скоростей. Разложим абсолютную скорость \mathcal{V} на две взаимно перпендикулярные составляющие: \mathcal{V} - окружную и \mathcal{V}_m - меридиальную скорость – проекция скорости на плоскость, проходящую через ось колеса и рассматриваемую точку. Эта плоскость называется меридиальной. Введем индекс 1 для обозначения скоростей и углов на входе и 2 на выходе из канала. Углы между касательной к поверхности канала, а это направление относительной скорости, и отрицательным направлением переносной скорости соответственно для входа и выхода, обозначим α_1 и α_2 . По вышеизложенной методике построены треугольники скоростей которые позволяют при заданных значениях Q_p, P_p и n_p подобрать углы установки входных или выходных кромок канала и соотношение R_1, R_2 с тем, чтобы определиться с очертанием каналов в плане ротора гидродвигателя. Окружная скорость на входе и выходе может быть вычислена соответственно $u_1 = 2\pi n_p R_1, u_2 = 2\pi n_p R_2$. А окружная составляющая абсолютной скорости вычисляется из уравнения (3.53), и, наконец, меридиальная составляющая, зависящая от расхода рабочей жидкости, определяется по следующей зависимости

$$\mathcal{V}_m = \frac{Q_p}{S}, \quad \text{м/с} \quad (3.55)$$

где S - живое сечение меридиального потока, у которого все частицы перемещаются в плане ротора от R_1 до R_2 только с меридиальной скоростью.

Нами рассмотрены две конфигурации каналов в плане ротора гидродвигателя, представленные на рисунках 3.14 и 3.15, при подаче жидкости изнутри ротора. Уравнения (3.50) и (3.53) позволяют нам определить максимальный момент при минимальном значении на выходе из канала окружной составляющей абсолютной скорости и при максимальном значении окружной составляющей на входе в канал, что соответствует конфигурации канала на рисунке 3.15.

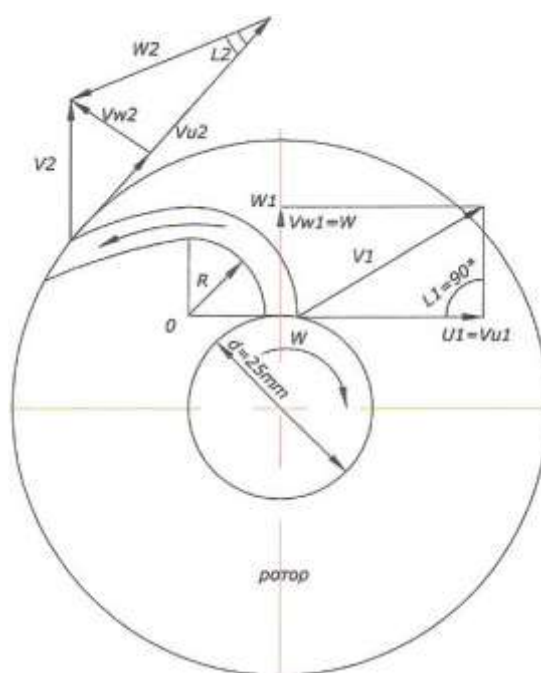


Рис. 3.15 Схема к определению скоростей вращательного движения.

Для этого необходимо входную кромку канала устанавливать с кривизной радиусом R по касательной по отношению к меридиальной составляющей. В этом случае треугольник скоростей принимает прямоугольную форму, где $\alpha_1 = 90^\circ$. Момент, создаваемый потоком жидкости в каналах такой формы, значительно выше, чем в проточной части ротора, представленного на рис.3.15, и поэтому данная методика построения плана скоростей позволяет определить значения углов α_1 и α_2 с тем, чтобы при восстановлении конфигурации проточного канала свести до минимума значение скорости \mathcal{G}_{u2} и поднять до максимума значения скорости \mathcal{G}_{u1} . При этом начальный участок канала следует выполнять более широким, для того чтобы повысить в нем величину давления жидкости налицевую часть канала с последующим выводом уравнений распределения давления вдоль этой проточной части. Этому должны быть посвящены дальнейшие исследования при их экспериментальной проверке.

3.7 Разработка методики проектирования рациональных компонок и основных элементов технологии бурения, применительно к пространственно-ориентированным профилям.

Ряд авторов [5, 25, 38, 41, 49, 78, 94] отмечают, что при бурении наклонно-направленных геологоразведочных скважин при проводке криволинейного участка основными преимуществами являются следующие:

Для искривления скважины необходимо соблюдение двух условий:

1. Создание радиальной (отклоняющей) силы, под действием которой происходит фрезерование стенки скважины или ассиметричное разрушение забоя.
2. Длина и жесткость забойной компоновки должны соответствовать радиусу искривления.

При этом существующие методики расчета на вписываемость в искривленные участки основываются на том, что осевая составляющая силы не должна превышать критического значения, при котором заданный кривым переходником прогиб двигателя препятствует заданному искривлению со ствола скважины и затрудняет его спуск в участки искривления.

Определение момента сил сопротивления на породоразрушающем инструменте.

В установившемся режиме работы: крутящий момент забойного двигателя уравнивается моментом сил сопротивления вращению породоразрушающего инструмента в скважине.

При бурении искривленных участков момент сил складывается из двух составляющих;

$$M_C = M_{OC} + M_{РАД} ; \quad \text{кНм} \quad (3.56)$$

где, M_{OC} и $M_{РАД}$ – моменты сил сопротивления соответственно при разрушении забоя под действием осевой силы и фрезеровании стенки скважины под действием радиальной силы .

$$M_{РАД} = \frac{D_D}{2} fF_{OT} ; \quad (3.57)$$

$$M_{OC} = M_{уд}G; \quad (3.58)$$

где, f - коэффициент трения породоразрушающего инструмента о стенки скважины;

$M_{уд}$ - удельный момент на долоте,

$$M_{уд} = dM_{OC} / dG \quad \text{кНм} \quad (3.59)$$

G – осевая нагрузка, кН

$F_{от}$ - отклоняющая сила, кН

$$F_{от} = M_y / L_H \quad \text{кН} \quad (3.60)$$

В практических расчетах обычно принимается линейная зависимость между M_{OC} и G применительно к различным типам породоразрушающего инструмента и свойствам горных пород.

При бурении прямолинейных интервалов отклоняющая сила отсутствует, а момент силы сопротивления определяется зависимостью по формуле (3.56).

Для определения отклоняющей силы рассмотрим схему действия сил в упругой системе: бурильная колонна - гидродвигатель с колонковой трубой – породоразрушающий инструмент – скважина, находящейся в состоянии устойчивого равновесия при проводке криволинейного участка скважины с кривым переводником.

Отклоняющая сила определяется моментом упругих сил M_y :

$$F_{от} = [M_y - Q_H l_{ц} \sin(\varphi + \beta^*)] / L_H; \quad (3.61)$$

где, Q_H - сила тяжести нижней секции двигателя и колонковой ;

$l_{ц}$ - расстояние от центра тяжести двигателя и колонковой до плоскости изгиба отклонителя, м

L_H - расстояние от торца долота до плоскости изгиба, м

φ - зенитный угол, град

β^* - угол между осями скважины и породоразрушающего инструмента, град.

$$\beta^* = \text{actg} \frac{D_d - D}{2L_H} \quad (3.62)$$

Обоснование соответствия параметров забойной компоновки радиусу искривления скважины.

Существующие методики расчета [85] на вписываемость в искривленные участки основываются на том, что осевая составляющая силы не должна превышать критического значения, при котором заданный кривым переходником прогиб двигателя препятствуют заданному искривлению ствола скважины и затрудняет его спуск в эти участки (Сароян А.Е.), т.е

$$L_{кр} = \sqrt{\frac{2\pi EJ}{q \left(1 - \frac{\gamma}{\gamma_1}\right) k^2}}, \quad (3.63)$$

где E – модуль упругости, кг/см²

J - осевой момент инерции, м⁴

q - вес единицы длины компоновки, Н/м

γ и γ_1 - соответственно плотность промывочной жидкости и плотность материала компоновки, кг/м³

k - коэффициент пропорциональности, рекомендуется 0,7.

Минимально допустимый радиус искривления, обеспечивающий свободное прохождение компоновки в стволе с некоторым зазором между стенками и забойным двигателем, определяется по формуле;

$$R = \frac{L_{зд}}{2 \left(\sqrt{f_1} + \sqrt{f_2} \right)^2}, \quad (3.64)$$

где $L_{зд}$ - длина забойного двигателя, м

f_1, f_2 - зазоры,

$$f_1 = D_d - d_{зд} - k \quad (3.65)$$

$$f_2 = \frac{D_d - d_{зд}}{2} - k, \quad (3.66)$$

где $d_{зд}$ - диаметр забойного двигателя, м;

D_d - диаметр долота, м

Зазор « k » выбирают из конкретных условий бурения. При бурении в мягких породах ствол расширяется до величины $k = 3-6$ мм. При подстановке f_1 и f_2 получили:

$$R = \frac{0,125L_{зд}^2}{0,74(D_d - d_{зд}) - k}, \quad \text{м} \quad (3.67)$$

Если не применять забойный отклонитель, то приведенные выражения являются основанием для проводки вертикальных участков скважин. [85]

Радиус искривления определяется из выражения:

$$R = \frac{57.3L}{\alpha^0}, \quad \text{м} \quad (3.68)$$

а с учетом изгиба в пределах допустимых изгибных напряжений:

$$R = \frac{L}{\frac{LW[\sigma]}{3EJ} + \frac{4(D-d)}{L}}, \quad \text{м} \quad (3.69)$$

где σ - модуль сдвига;

W - момент сопротивления, м

$$W = \frac{\pi D^2}{32} \left[1 - \left(\frac{d}{D} \right)^4 \right], \quad \text{м}^3 \quad (3.70)$$

допустимое напряжение:

$$[\sigma] = \frac{12EJh}{\ell^2 W}, \quad (3.71)$$

где h - величина прогиба компоновки, м.

Коэффициент запаса прочности для статистического изгиба определяется отношением: $\sigma_T / [\sigma]$.

В приведенных зависимостях неопределенной остается величина прогиба h , которая в зависимости от формы изгиба, определяемого величиной осевых сил, может изменяться в пределах от минимальных до максимальных значений:

$$h_{\min} = d - \left(D - \frac{\ell}{2} \sin \frac{\alpha}{2} \right), \quad \text{м} \quad (3.72)$$

$$h_{\max} = \frac{1}{2} \left[d - \left(D - \ell \sin \frac{\alpha}{2} \right) \right], \quad \text{м} \quad (3.73)$$

Таким образом, осевая составляющая силы не должна превышать критического значения, при котором, заданный кривым переходником, прогиб двигателя препятствует заданному искривлению со ствола скважины и затрудняет его спуск в участки искривления.

3.8. Разработка элементов забойной компоновки для бурения направленных скважин

При исходной неопределенности строения рудных месторождений и наличии многовариантных способов определения этого строения путем пространственного охвата скважинами рудного поля месторождений, резко повышается вероятность подсечения рудных горизонтов, снижаются объемы бурения по вмещающим породам, уменьшаются дополнительные затраты на перевозку оборудования, строительство коммуникаций, снижаются экологические последствия за счет уменьшения площади загрязнения отходами бурения пропорционально уменьшению числа скважин.

Бурение направленных скважин осуществляют по типовым профилям, разработанным с учетом структуры продуктивных зон, их литологической характеристикой и сводятся к определению количества ответвлений глубины и направления зарезки, определению зенитного угла в конце интервалов набора кривизны, рациональной длины прямолинейного и криволинейного интервалов, радиусов искривления и местоположения забоев в продуктивной зоне.

К числу направленных скважин относят схемы кустовых, многоствольных, многоуровневых и ряда других скважин со сложными профилями. [39,41,94]

При этом необходимо учитывать то обстоятельство, что выбранные профили должны соответствовать функциональным возможностям применяемых средств бурения и оцениваться с точки зрения информативности и экономичности.

Выбор формы и схемы их разветвления зависят от толщины продуктивной зоны и ее литологической характеристики. Радиусы искривления стволов и

величина глубины мест забуривания зависят от типа применяемых компоновок, а профили стволов, их длина и число ответвлений – от степени устойчивости разреза. Рекомендации по составлению проекта скважин для каждого конкретного месторождения выдаются в результате совокупного рассмотрения конкретных горно-геологических условий и обязательно с учетом интенсивности их естественного искривления. Одним из условий повышения качества бурения является соблюдение проектных требований, главным из которых является предотвращение отклонения ствола скважины от заданного направления.

С искривлением скважин как естественным, так и искусственным, повседневно сталкиваются многочисленные предприятия при проведении разведочных буровых работах.

По тем или иным причинам стволы скважин с увеличением глубины отклоняются от проектного направления, что приводит к серьезным нарушениям разведочной сетки месторождения. Забои скважин оказываются смещенными относительно проектных положений на десятки и сотни метров. Интенсивность зенитного и азимутального искривления в некоторых случаях не соответствует проектным заданиям. Скважины имеют уступы и резкие перегибы, что отрицательно сказывается на их проводке. Иногда из-за искривления стволов происходят крупные аварии и настолько усложняется процесс, что вынуждает прекращать бурение, не достигнув проектных глубин, или ликвидировать часть скважины, с помощью забуривания второго ствола. Чтобы не обесценить результаты бурения и избежать неприятных последствий искривления, нужно знать причины и закономерности искривления, а также уметь управлять траекторией ствола.

Разработка методов проектирования направленных скважин не входит в задачу диссертационной работы, но возникает необходимость обозначить требования к такому роду проектирования применительно к более широким функциональным возможностям разработанной технологии направленного бурения.

Выше отмечалось, что при разведке рудных месторождений возможны два типа неопределенных ситуаций: геологическая и технологическая. Первая возникает, когда отсутствуют ясные представления о степени изменчивости геологических структур и емкостного пространства для размещения полезного ископаемого и возможности его оконтуривания с учетом принятых кондиций для подсчета запасов. Технологическая неопределенность традиционного способа бурения характеризуется невозможностью оптимального выбора необходимых геометрических характеристик забойной компоновки и режимов бурения. Проведенные нами исследования позволяют прогнозировать последствия технологического выбора, опираясь на которые можно наметить рациональные пути выхода из неопределенных геологических ситуаций путем бурения направленных скважин, профили которых охватывают межскважинное геологическое пространство в трех измерениях. [40,94]

Принятая технология с невращающейся колонной более эффективна, что позволяет безаварийно бурить скважины большой протяженности с небольшим радиусом кривизны, в разных плоскостях и с большой интенсивностью искривления. Это дает большую степень свободы при выборе траектории скважин, которая может иметь несколько до рудных криволинейных интервалов перед одним рудным.

Для получения полного представления о геологическом строении рудных месторождений необходимо чтобы выборка трасс была представительной и содержала необходимую и достаточную информацию о строении рудовмещающих геологических структур. Минимальная представительность будет у прямолинейных скважин. Наибольшую – будут иметь трассы, проходящие через участки структур с наибольшей геометрической изменчивостью.

Степень достоверности этих построений будет высока только в ближнем около скважинном пространстве. Но с удалением от трассы скважины она будет снижаться в соответствии с характером изменчивости структурных поверхностей. Поэтому, для обеспечения приемлемой достоверности структурных построений

необходимо дополнить имеющиеся сведения дополнительными выборками путем бурения соседних скважин на расстояниях рассчитанных с учетом данных об изменчивости геометрии геологических структур. Представительность скважинной выборки является основным ее свойством. Выборка, состоящая из множества элементов, может быть непредставительной, если трасса скважины проходит не оптимально, например, по простиранию или падению структуры, не пересекая определяющие структурные поверхности.

Общеизвестно правило, в соответствии с которым прямолинейная проектируемая скважина должна пройти в крест простирания изучаемой структуры. Однако, и в этом случае мы не всегда получим представительную выборку, по которой возможно получить однозначное представление об объемной геометрии геологических структур в около скважинном пространстве. Идеальным является вариант, когда вместо прямолинейной скважины, направленной в крест простирания предполагаемой структуры, будет забурена скважина со спиральной траекторией, охватывающей как можно больший объем геологического пространства [40,94]. Таким образом, выбор траектории скважины полностью определяет эффективность процесса разведки рудных месторождений.

Варианты траекторий разведочных скважин и представительность скважинных выборок были представлены в работе С.С.Сулакшина [94]. Если трасса скважины проходит не оптимально – по простиранию или падению структуры, не пересекая определенные структурные поверхности, то выборка может быть не представительной.

Для обеспечения представительности выборки траектории скважин должны быть спиральными и многовитковыми. Такая форма скважин схватывает геологическое пространство в трех измерениях на глубину проходки скважин и позволяет получить скважинную выборку, представляющую все типы геологических структур.

Конечным результатом бурения является подсечение рудных тел в заданной точке. Поэтому при проектировании важно определить не только направление бурения, но и места их заложений с учетом протяженности, радиуса искривления,

обеспечивающего безаварийную работу бурового инструмента и вписываемости забойной компоновки в искривленные участки скважин.

В конечном итоге, построение трасс многоствольных скважин является частью процесса геометритизации рудных тел и разрабатывается как проект в рамках одной из информационных систем, например, в AutoCAD Lang Development – обладающей мощными инструментами для создания карт, различных сооружений и планировочных решений, чем по существу и является построение геометрической и геологической моделей трехмерного геологического пространства с траекториями скважин, пересекающих вмещающие породы и рудные тела. Интегральной мерой результативности конкретного решения должны быть возможные суммарные затраты на разведку изучаемого объекта.

Однако, несмотря на кажущуюся неподвижность статора в забойных двигателях и не вращающуюся бурильную колонну, заданное направление бурения может изменяться под влиянием реактивного момента, возникающего от вращающегося ротора, передающего на забой крутящий момент. В связи со сказанным возникает необходимость постоянного контроля за направлением бурения, именно постоянного, а не разового, как это делается при традиционном бурении с использованием съемных отклонителей.

В практике бурения глубоких скважин эту роль выполняет навигационная система, передающая пространственные координаты бурящихся скважин в текущем масштабе времени с помощью телеметрического канала связи.

В настоящее время разработку и промышленное применение забойных телесистем ЗТС ведут многие фирмы Франции, Германии, Канады, Норвегии, Англии, Китая и других стран, а в России ВНИИГИС (ЗИС-4) г.Октябрьский, ВНИНПГ (г.Уфа), Удмуртнефть (г.Ижевск), НПП «Самарские горизонты» (ЗТС-195, ЗТС-172 и ЗТС-108), НПО «Буровая техника» - ВНИИБТ (ЭТО-1, ЭТО-2, 3, 4). Наиболее известная конструкция Российской Федерации система ЗТС включает в себя забойный двигатель, скважинную и наземную аппаратуру, канал связи, технологическую оснастку, включая забойный отклонитель, долото,

забойный источник электрической энергии и навигационный модуль для измерения зенитного и азимутального углов и определения положения отклонителя. Положение отклонителя определяется путем математической обработки данных навигационных датчиков.

В настоящее время для непрерывного контроля параметров кривизны и оперативного корректирования траектории глубоких скважин применяются телеметрические системы.

В основе зарубежного измерительного комплекса положена система MWD, состоящая из блока чувствительных датчиков, блока передачи информации на поверхность во время бурения скважин и оборудования для приема информации и ее расшифровки.

При разработке этой системы наиболее высокая точность измерения была достигнута зарубежными фирмами «Sperry-San Drilling Servicts» и «Anadrill Schlumberger». Погрешность измерений приборами этих фирм составляет по зенитному углу 0,15 град., по азимутальному – 1,0 град.

Базой для разработки такой системы послужил разработанный нами многоточечный инклинометр с измерительной головкой, содержащей оригинальной конструкции поплавков, оснащенный магнитными элементами с отвесом и плавающий в сферической емкости, заполненной антифрикционной незамерзающей жидкостью, макет которого показан на рис. 3.16. Измерительный поплавок имеет градусную масштабную сетку в меридиональном и широтном направлениях для отсчета зенитного и азимутального углов (рис.3.17). Такая система не имеет трущихся поверхностей, поэтому ее подвижная часть всегда строго устанавливается в плоскости магнитного меридиана и на вертикальной оси.

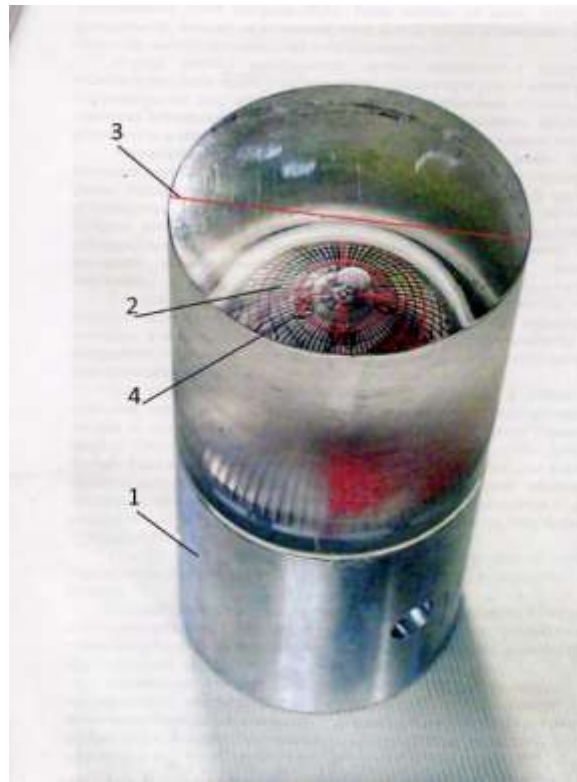


Рис. 3.16 – Многоточечный инклинометр, положенный в основу навигационной системы:

1 – корпус инклинометра, 2 – плавающий шар со сферической градусной сеткой, 3 – индикаторная линия, 4 - направление на магнитный меридиан.

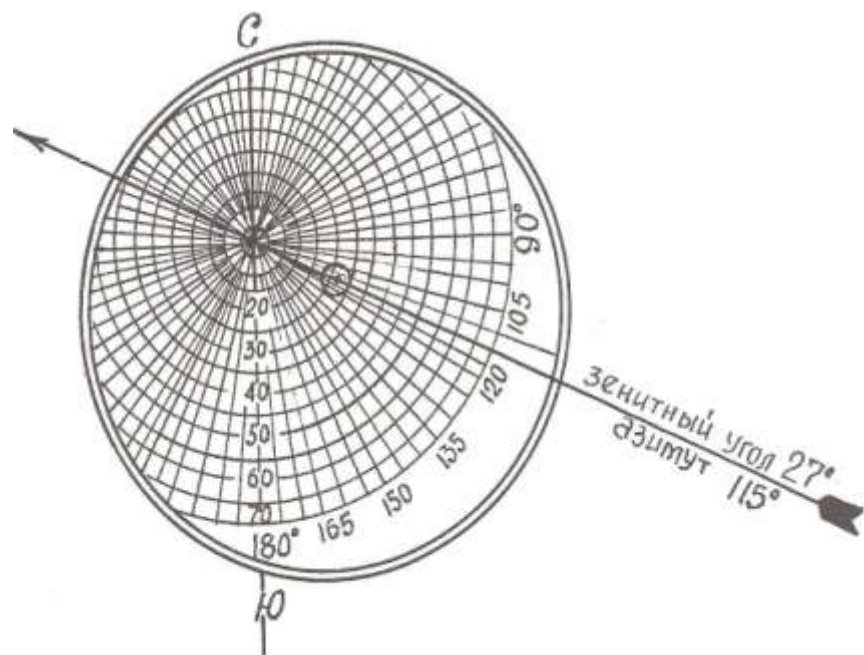


Рис. 3.17 – образец шкалы инклинометра

Корпус данного инклинометра, жестко связанный с корпусом забойного двигателя имеет индикаторную линию, образующую угол с магнитным меридианом, что дает возможность отслеживать направление бурения, а с помощью не вращающейся бурильной колонны разворачивать забойный отклонитель, а следовательно и всю компоновку, в заданном направлении.

Наружный диаметр инклинометра не превышает 45 мм и поэтому может быть размещен в трубах геологоразведочного стандарта. В системе нет карданных рамок, кольцевых или угловых реохордов, токосъемных колец и прочих усложняющих элементов, присущих существующим схемам, поэтому отпадает необходимость в модулировании, кодировании и последующим дешифрировании сигнала. Система проста и технологична, поскольку все измерения непосредственно проводятся в географической системе координат положение индикаторной линии на корпусе инклинометра, имеющем жесткую связь с отклонителем, угол поворота которой отслеживается на экране компьютера. Для восстановления первоначального положения или любого другого – достаточно повернуть шпиндель станка на требуемый угол.

Если изменилась геологическая ситуация, то можно откорректировать трассу скважин в соответствии с данными инклинометрии по программе, вложенной в компьютер.

Все измеряемые углы, включая угол наклона скважины, азимутальный и угол поворота забойного отклонителя относительно магнитного меридиана, находятся в зоне видимости телекамеры и передаются на поверхность в реальном масштабе времени по проводному каналу связи в виде телеизображения.

Для того, чтобы определить координаты скважины в любом ее сечении, необходимо углы ее искривления привязать к глубине скважины, которая в принципе может отбиваться по фактической длине бурового снаряда или по меткам на кабеле. Однако, желательно, а порой просто необходимо, чтобы углы и глубина была одновременно видима на экране монитора. Нами был найден наиболее простой и удобный способ измерения и передачи показаний глубины по механическому счетчику, циферблат которого находится в зоне видимости

телекамеры, установленной вместе со счетчиком на блок – балансе лебедки (рис.3.18).

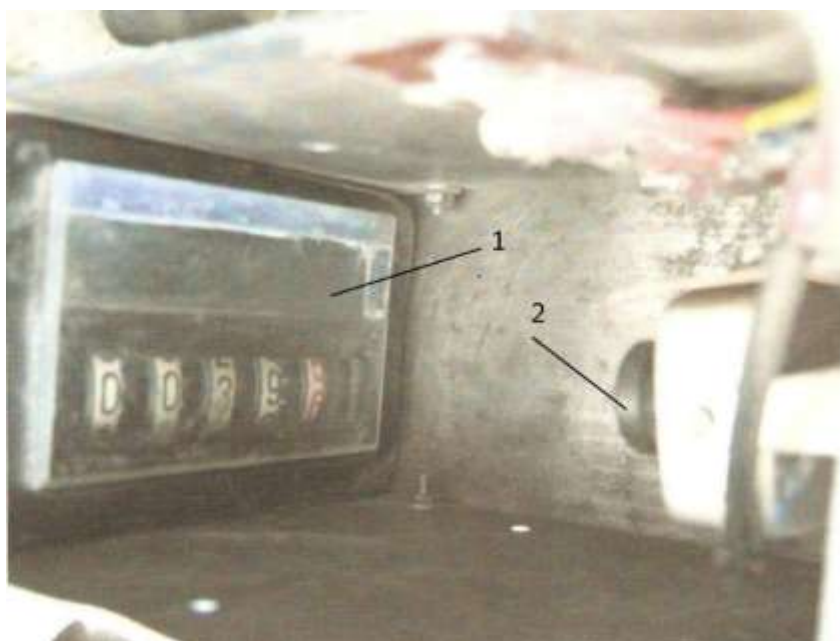


Рис. 3.18- Датчик показания глубины скважины в зоне видимости телекамеры:
1 – механически счетчик глубины, 2 – телекамера.

Каждый оборот шкива блок – баланса точно соответствует одному метру перемещения кабеля, который фиксируется счетчиком и передается на монитор.

Совмещение функций непрерывного измерения углов скважины, проводимой в географической системе координат, а не в апсидальной плоскости, как это принято в ряде измерительных систем, с одновременным определением глубины измерений и направления бурения в соответствии с заданными профилями, дает основание характеризовать этот блок измерений как навигационную систему. Система удобна еще и тем, что вязкость инертной жидкости, в которой плавает измерительный шар, можно подобрать таким образом, чтобы она могла гасить микроколебания и вибрации, вызванные работой шарошечного долота на забое при разрушении горной породы, что исключает необходимость приостановки бурения для снятия забойных показаний.

Забойная часть телесистемы закрепляется в диамагнитной трубе непосредственно над отклонителем и соединяется с компьютером посредством кабеля, сбрасываемого через бурильную колонну. Здесь отчетливо прослеживается обратная связь: как только направление действия отклонителя изменилось, например, под влиянием сил геологического характера, изменилась и разработанная компьютерная программа для данной измерительной системы которая позволяет отстраивать трассу скважин в объемном графическом исполнении с проекциями на горизонтальную и вертикальную плоскости. Пример такого построения отражен на рис. 3.19 по результатам производственных испытаний многоточечного инклинометра в организации ТОО «Геолен» Лениногорской экспедиции на скважине №2776. Новизна и прогрессивность данного способа ориентации защищены патентами РК и РФ.

Кроме того, данное техническое решение за изобретение «Способ непрерывного контроля за направлением действия отклонителя, измерения зенитных и азимутальных углов скважин и устройство для его осуществления» удостоено первого места на II Республиканском конкурсе в номинации «Изобретение года», а в 2009 г. авторам цикла работ по теме «Научно-практические основы создания нового поколения забойных средств сооружения скважин» присуждена вторая премия Каныша Сатпаева.

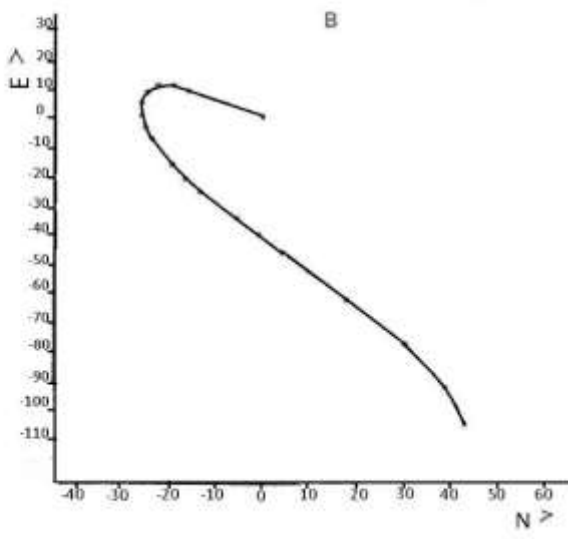
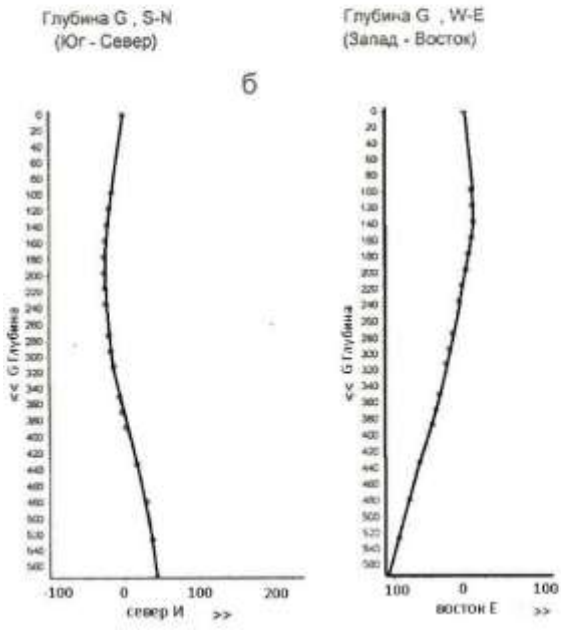
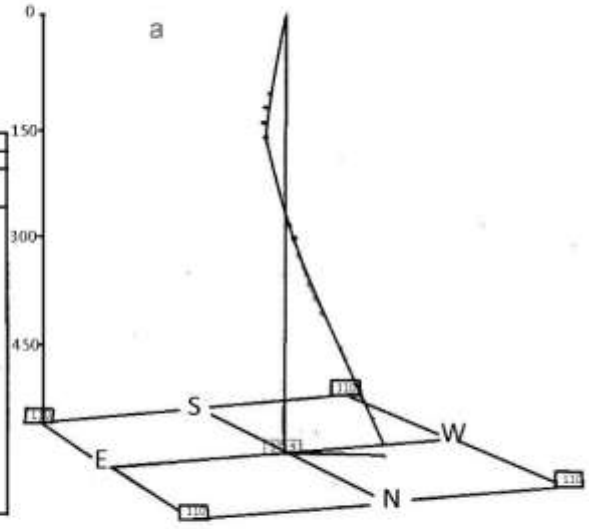
Оперативная связь между забойной измерительной и приемной аппаратурой на поверхности скважин осуществляется с помощью телеметрического канала связи.

результаты измерения траектории скважины

Местонахождение скважины:
 Номер скважины:
 Номер инклинометра:
 Дата проведения измерений:
 Измерения провел:

| № | Результаты измерений | | | | Результаты расчёта | | |
|---|----------------------|----------------------|------------------------|---------------------|---------------------|-----------------|--------|
| | Длина троса (м) | Далит (0-90) (град.) | Азимут (0-360) (град.) | Погр. азим. (град.) | Глубина, байпас (м) | Смещение ствола | |
| | | | | | Север N >> | Восток E >> | |
| 1 | 0 | 10 | 155 | -5 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | 100 | 10 | 155 | -5 | 98.4 | -15.7 | 5.6 |
| 3 | 120 | 10 | 160 | -5 | 118 | -16.8 | 10.3 |
| 4 | 140 | 10.5 | 230 | -8 | 127.8 | -22.2 | 10.8 |
| 5 | 160 | 10.5 | 250 | 0 | 157.2 | -24.5 | 8 |
| 6 | 180 | 12 | 270 | 0 | 176.8 | -25.7 | 4.5 |
| 7 | 200 | 12.5 | 260 | 0 | 198.3 | -25.7 | 0.3 |
| | 220 | 13 | 280 | 0 | 215.8 | -24.9 | -3.9 |
| | 240 | 14 | 295 | 0 | 235.2 | -23.3 | -8.1 |
| | 260 | 16 | 300 | 0 | 274 | -19.2 | -18.8 |
| | 300 | 16.5 | 305 | 0 | 293.2 | -18.4 | -31.5 |
| | 320 | 17 | 310 | 0 | 312.3 | -13.1 | -26.1 |
| | 350 | 21 | 310 | 0 | 356.5 | -8.5 | -35 |
| | 380 | 23 | 310 | 0 | 366.1 | -0.8 | -40.4 |
| | 400 | 25 | 310 | 0 | 387.5 | 4.2 | -46.3 |
| | 450 | 23 | 310 | 0 | 432.8 | 17.7 | -62.4 |
| | 500 | 20 | 300 | 0 | 478.8 | 30.2 | -77.3 |
| | 550 | 15 | 290 | 0 | 525.7 | 38.7 | -52.1 |
| | 600 | 10 | 270 | 0 | 572.8 | 43.1 | -104.2 |

Азимут берётся от нуля -185°



- а) объёмное изображение трассы;
- б) проекции скважины на вертикальную плоскость;
- в) проекции скважины на горизонтальную плоскость;

Рис. 3.19 - образец построения трасс скважин с помощью компьютерной программы.

Среди существующих каналов связи: гидравлического, проводного, электромагнитного и акустического выбор однозначен: телеизображение с забоя скважины можно передавать только с помощью кабельного канала. К тому же, этот канал является наиболее помехоустойчивым с мгновенной передачей большого объема информации на длину кабеля до 2500 метров. Предварительный анализ схем согласования входящих и выходящих сигналов в определенном диапазоне их мощности, волновых и омических сопротивлений, и ряда других электрических и эксплуатационных характеристик, показал, что наиболее близким к указанным требованиям подходит трехжильный каротажный кабель типа КГ-3-60-90, который может быть использован как с геофизическим подъемником каротажных станций, так и с автономной механической лебедкой.

Параллельно были испытаны два сигнала проходящих по кабелю: аналоговый и цифровой. Аналоговый имеет более простую схему, передает большой объем информации без временной задержки, но имеет ограниченное расстояние передачи: цветовая гамма изображения передается на 1500 метров, а видеосигнал - 2400 м. Цифровой канал не зависит от расстояния, но имеет задержку во времени в зависимости от передаваемого объема информации. В частности инклинометрическая информация передается с задержкой 20 сек. Поскольку такая задержка смещает масштаб времени при управлении направлением бурения, то предпочтение в практической деятельности было отдано аналоговому сигналу.

Погрешность измерения, видна на прилагаемых распечатках (см. рис. 4.5), полученных при скважинных испытаниях измерительной системы. Здесь каждая сферическая клетка в широтном и меридиальном направлениях, т.е. азимутальный и зенитный углы, ограничены 5 градусами и будет определяться масштабом распечатки забойных изображений, а также ошибкой наблюдателя, заключающейся в том, что измерение одной и той же величины производится разными людьми, в различных условиях, в разных местах и в разное время.

В целом, в качестве усредненного значения величину погрешности измерения можно принять равной $0,5^\circ$ для зенитного угла и $2,0^\circ$ для азимутального.

В большинстве случаев данная точность измерения вполне приемлема. Однако, не во всех случаях, как это видно из таблицы 5 она удовлетворяет требуемым условиям, особенно при большой глубине бурения.

Во избежание сложных конструктивных изменений с целью уменьшения погрешности измерений при повышенных требованиях, воспользуемся более доступной в данных условиях методикой многократных измерений. Из метрологии известно, что многократное измерение одной и той же величины постоянного размера уменьшает дисперсию отклонений и повышает требуемую точность. В нашем случае многократные измерения должны приводиться по следующей методике:

1. Выбирается шаг измерений, где зенитный угол остается заведомо постоянным, т.е. не меняет своих показаний в пределах установленной погрешности в начале и в конце шага. Это может быть в интервале 5, 10 или более метров.

2. В свою очередь принятый шаг разбивается дополнительно, например, на 5 равных интервалов, в которых фиксируется значение зенитного угла.

3. Если данный интервал промерить дважды, что можно осуществить при спуске и подъеме инклинометра, в целях экономии времени измерения, то получим 10 фиксированных значений измеряемых углов. В зависимости от требуемой точности измерений данное число может изменяться как в сторону увеличения, так и уменьшения.

Дальнейшая обработка и необходимые вычисления осуществляются аппаратной частью инклинометра, когда в электронный блок вписывается запрограммированная микросхема.

Отсюда видно, как погрешность изменяется в зависимости от числа фиксированных точек зенитного угла, т.е. от погрешности измерений можно перейти к числу измерений.

Ниже приведена техническая характеристика навигационной системы

| | |
|--|--------|
| 1. Диапазон измерения зенитного угла, градус | 0-90 |
| 2. Диапазон измерения азимутального угла, градус | 0-360 |
| 3. Погрешность измерения зенитного угла, градус | 0° 30' |
| 4. Погрешность измерения азимутального угла, градус: | |
| при зенитных углах 0-3 град | 5.0 |
| при азимутальных углах более 3 град | 2.0 |
| 5. Диаметр корпуса, мм | 45 |
| 6. Длина корпуса, мм | 500 |

Выводы по третьему разделу

1. В результате анализа существующих конструкций ВЗД и условий их применения установлено, что технические характеристики серийных двигателей не удовлетворяют условиям проведения разведочных работ на твердые полезные ископаемые. Поэтому для того, чтобы повысить эффективность геологоразведочного бурения за счет повышения производительности, увеличения полноты, достоверности и точности получаемой геологической информации, необходимо в первую очередь, разработать принципиально новый вид забойного двигателя, который наиболее полно удовлетворяет требованиям геологоразведочных скважин.
2. Обоснована методика расчета рабочих параметров ЗГД лопастного типа и установлено, что его рабочие лопасти выполнены в виде храпового колеса с противоположно обращенными уступами по периферии. При этом лопасти на валу установлены развернутыми между собой уступами и скользящей посадкой, контактирующими с распорными пластинками, обеспечивающими гидроизоляцию камер высокого и низкого давлений, образованных между корпусом – статором и лопастью. Такая конструкция увеличивает силу направленных гидравлических ударов промывочной

жидкости, прикладываемых к упорным поверхностям уступов лопасти для создания крутящего момента ротора.

3. В результате анализа гидродинамических процессов в рабочей камере лопастного ЗГД сделан вывод, что эффективная работа гидродвигателя обеспечивается только при наличии четного числа дополнительных струй, так как эпюра нарастания момента располагается на отдельных участках окружности ротора (вала) диаметрально симметрично, что обуславливает взаимное устранение возникающих при этом изгибающих моментов, тем самым обеспечивая вращение вала без радиального прижатия.
4. Определены основные направления исследований по созданию ЗГД нового поколения. Установлено, что такие двигатели нового поколения, реализующие энергию гидравлического удара промывочной жидкости, при меньших расходах будут обеспечивать достижение высоких энергетических показателей. Установлено, что с ростом глубины скважины увеличивается величина крутящего момента, тогда как у серийных ЗГД в этом случае энергетические показатели снижаются. При этом частота вращения вала ЗГД, как установлено экспериментально на натуральных образцах, может достигать— 3000 - 3500 об/мин.
5. Момент силы создаваемый потоком жидкости в каналах гидродвигателя состоит из моментов реактивных сил и сил давления. На основе проведенных теоретических расчетов для давлении в пределах $1 \div 3$ МПа установлено, что доли моментов сил реактивных и давления соответственно составляют 20% и 80%. Результаты расчетов показали, что при подаче жидкости снаружи ротора получаемый момент значительно выше, чем при подаче рабочей жидкости изнутри, так как в этом случае значительно повышается эффективность действия сил давления.
6. Разработана методика проектирования рациональных компоновок и основных элементов технологии бурения способом определения момента сил сопротивления в породоразрушающем инструменте и соответствия параметров забойной компоновки радиусу искривления скважины.

Глава 4. Исследование конструктивных параметров ЗГД в лабораторных и производственных условиях.

Конструкция забойного двигателя ЗГД-70 и навигационной системы с ее возможностями бурения геологоразведочных скважин предусматривает применение разработанной нами забойной компоновки (рис. 4.1).

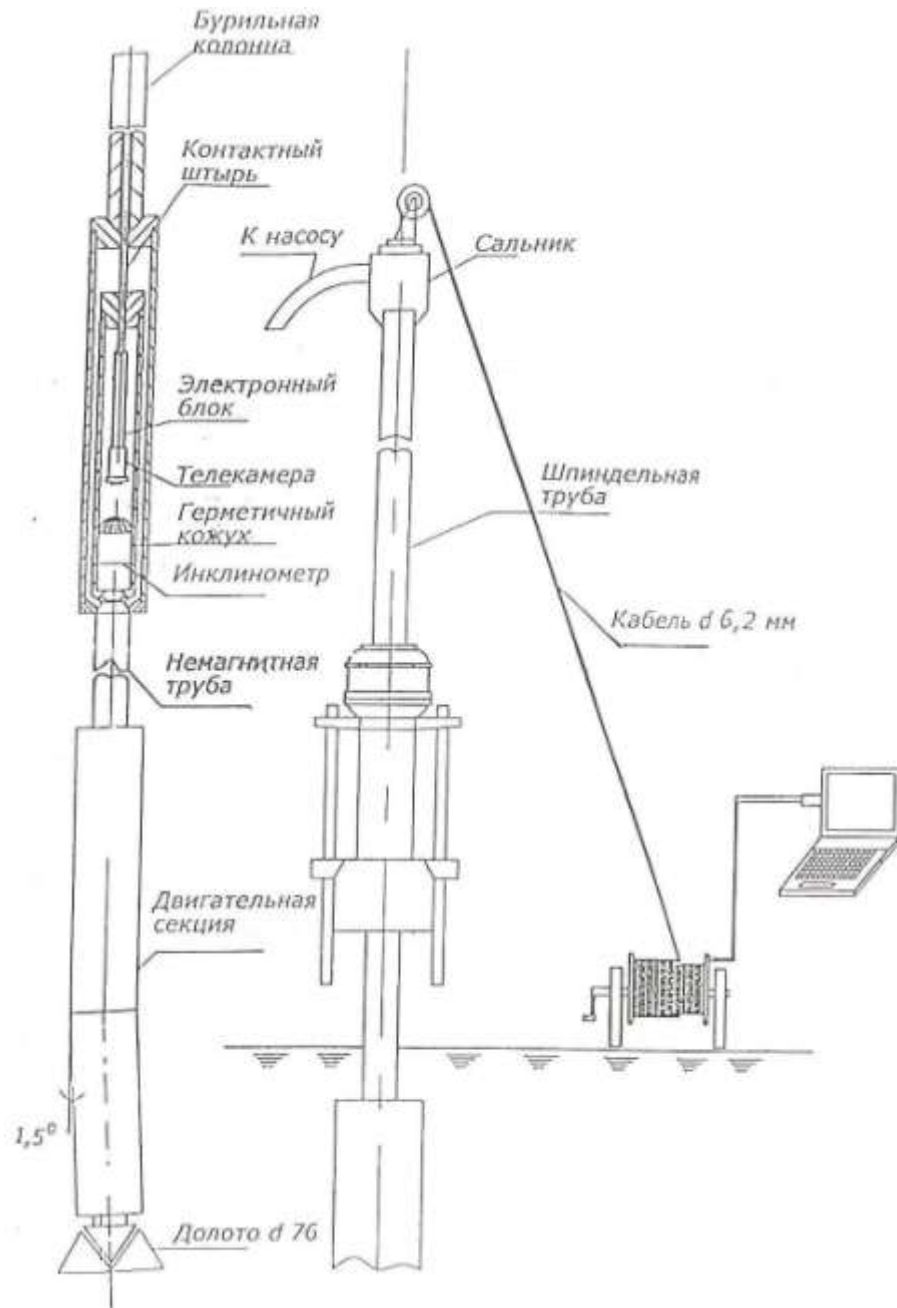


Рис. 4.1 – Схема забойной компоновки для бурения по заданным трассам

К ротору ЗГД присоединяется долото для бурения сплошным забоем или колонковая труба диаметром 57 мм с учетом вписываемости компоновки в искривленный участок скважины. Длина трубы определяется механическими свойствами разбуриваемых пород и радиусом искривления скважин и может изменяться от 2 до 4 метров. В качестве породоразрушающего инструмента используют алмазную или твердосплавную коронку диаметром 76 мм.

Между корпусом двигателя и колонковой трубой присоединяют немагнитную трубу – контейнер, в котором размещена навигационная система, устанавливают кривой переводник с регулируемым углом в диапазоне $0,5^{\circ}$ - $3,0^{\circ}$ в интервале через каждый градус. К верхней секции двигателя присоединяется немагнитная труба – контейнер, в котором размещена навигационная система и жестко соединенная с ротором двигателя, которая включает в себя многоточечный инклинометр с индикаторной линией, телекамеру с осветителями и электронный блок управления, который обеспечивает регулировку освещения, четкость и контрастность изображения углов наклона и ориентирующего индикатора. Соединение системы с поверхностным монитором осуществляется с помощью трехжильного каротажного кабеля, проходящего через бурильную колонну.

Технологическая и функциональная увязка всех узлов компоновки заключается в следующем.

Индикаторная линия инклинометра всегда находится в плоскости действия отклонителя и ее направление просматривается на мониторе. В случае отхода индикатора, а следовательно и плоскости действия отклонителя от заданного направления под влиянием анизотропии горных пород или закручивания бурильной колонны от реактивного момента, с помощью шпинделя станка возвращают индикаторную линию в прежнее направление или задают новое. Одновременно с направлением бурения в непрерывном или выборочном режиме определяют координаты скважины.

В конце процесса бурения по данным измерениям делают графические построения профиля скважины по методу изображенному на рисунке 3.19.

После окончания бурения в рейсе, например, по причине самоподклинки керна или ограниченной длины колонковой трубы, его прекращают, с помощью лебедки извлекают кабель, поднимают весь снаряд, извлекают керн, заменяют коронку, если в этом будет необходимость, и вновь продолжают углубку скважины в соответствии с геологотехническим нарядом по заданному направлению скважины.

При этом, сам состав процесса бурения и спуско-подъемных операций мало чем отличаются от обычного за исключением дополнительных затрат на спуск и извлечение кабеля. Но эти затраты не идут ни в какое сравнение с непроизводительными затратами, связанными с процессом искривления скважин с помощью съемных отклонителей, их ориентацией, расширением скважин и проведением замеров по искривлению с помощью геофизической аппаратуры, проводимых при традиционном способе бурения. Таким образом, все сопутствующие операции при бурении направленных скважин производятся во время бурения, что существенно сокращает объем непроизводительных затрат. Наибольший эффект достигается за счет резкого увеличения срока службы не вращающейся бурильной колонны и породоразрушающего инструмента, на который не действуют хаотичные вибрации, а так же за счет применения форсированных режимов бурения, что позволяет при работе ЗГД расходовать основную энергию на разрушение горных пород на забое.

4.1 Подготовка стендов и проведение лабораторно-стендовых испытаний опытного образца управляемой забойной компоновки с внесением конструктивных уточнений

На начальном этапе проведения работ по лабораторно-стендовым испытаниям проводилась подготовка буровых и вспомогательных стендов. Была также проверена на точность показаний контрольно-измерительная аппаратура для измерения расхода, давления промывочной жидкости и осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент.

В разработанной конструкции забойной компоновки при ее работе в скважине точность управления траекторией перемещения забоя по запроектированной трассе главным образом зависит от достоверности отсчетов зенитных и азимутальных углов с помощью инклинометра. Поэтому надежность его работы в компоновке должна быть достаточной с требуемой достоверностью измерений.

Исходя из этого, в первую очередь, лабораторно-стендовым испытаниям была подвергнута измерительная головка инклинометра.

Назначение испытаний – установление работоспособности измерительной головки при различных ее положениях в зенитном и азимутальном направлениях. Испытания проводились на измерительном стандартизированном столике УСИ (рис. 4.2) с установкой измерительной головки в положениях по зениту от 0° до 40° и по азимуту от 0° до 360° .



Рис. 4.2 –Лабораторно-стендовые испытания измерительной головки инклинометра:

1 – столик УСИ, 2 – горный компас, 3 – инклинометр.

При этом было выявлено, что погрешность показаний измерительной головки по азимуту при различных ее положениях не превышает $2-3^{\circ}$, что соответствует установленным требованиям.

По зенитному углу при углах наклона до 20° погрешность показаний не превышала $0,5^{\circ}$. Однако по мере увеличения угла наклона погрешность увеличивалась и при 40° достигала 2° , для устранения чего поплавки были подвергнуты повторной шлифовке, а также заменены магниты и произведена переустировка центра тяжести с тщательным подбором его массы для обеспечения плавучести поплавка в обойме без заеданий.

В результате выполнения вышеуказанных технологических операций достигнута необходимая точность измерений зенитного угла не превышающая $\pm 0,5^{\circ}$, что подтверждено было последующими многократными измерениями при углах наклона измерительной головки от 0° до 40° .

Последующей стадией лабораторно-стендовых испытаний явилось уточнение экспериментальным путем основных характеристик ЗГД – крутящего момента, частоты вращения ротора гидродвигателя и дифференциального перепада давления в зависимости от расхода промывочной жидкости. Выявление этих характеристик необходимо для установления оптимальных технологических режимов бурения компоновкой в зависимости от геолого-технических условий ее применения.

Для проведения этих испытаний на экспериментальном буровом стенде был разработан и изготовлен спецстенд (рис. 4.3), позволяющий через создание тормозного усилия на валу ротора гидродвигателя замерять величины крутящего момента и соответствующую ему частоту вращения. С торца по центру долота имеется штифт, к которому подсоединяется и фиксируется гибкий вал автомобильного троса спидометра. На другом конце гибкого вала троса посажен и закреплен стаканчик с приклеенной на боковой поверхности продольной специальной светоотражающей полоской, поставляемой заводом-изготовителем вместе с бесконтактным тахометром типа UNI-T. Трос пропущен через центральное и боковое промывочное отверстие корпуса. Верхний торец корпуса

имеет кольцевую расточку, в которой центрируется имитатор бурового долота. Нижний торец корпуса выполнен в виде ступицы с напрессованным радиально-упорным подшипником. Ступица с подшипником центрируется в центральном канале упора, в кольцевую выточку которого посажена наружная обойма подшипника. Такое выполнение корпуса и упора позволяет исключить появление сил трения между ними при создании осевых нагрузок.

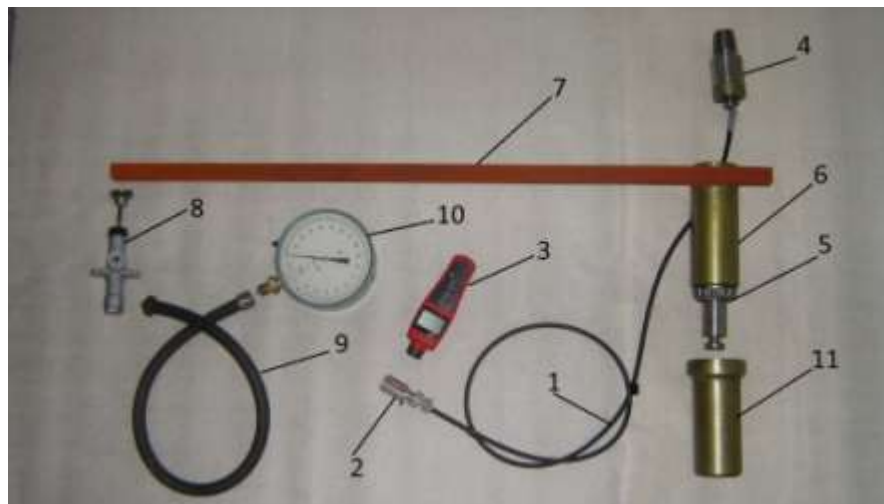


Рис. 4.3 – Стенд для измерения крутящего момента и частоты вращения ротора гидродвигателя :

1 - трос, 2 – стаканчик со отражающей полоской, 3 – тахометр, 4 – имитатор долота, 5 – подшипник, 6 – ступица, 7 – рычаг, 8 – цилиндр, 9 – шланг высокого давления, 10 – манометр, 11 - упор.

К корпусу приварен рычаг с длиной плеча равным 1 м. Второй конец рычага соединяется со штоком гидроцилиндра, в качестве которого использован главный цилиндр от автомобильной системы управления сцеплением. Боковое отверстие на гидроцилиндре заглушено, а к торцевому через шланг высокого давления подсоединяется образцовый манометр.

Рабочая схема монтажа спецстенда на экспериментальном буровом стенде показана на рис. 4.4. При этом упор спецстенда зацентрирован в пилот скважине

диаметром 76 мм, забуренной в гранитном блоке. ЗГД соединен с ведущей трубой станка СКБ-41.

В режиме рабочего вращения ротора ЗГД при приложении к нему нагрузки и возникает сила трения между торцом имитатора бурового долота и корпусом спецстенда, а следовательно равный ей крутящий момент, которые передаются на рычаг, заставляя его с таким же усилием давить на шток гидроцилиндра, величина которого фиксируется по показаниям манометра. При этом направив на вращающийся стаканчик лазерный луч бесконтактного тахометра UNI-T с высокой точностью можно измерить частоту вращения шпинделя ротора в любой нужный момент.



Рис. 4.4 – Вид монтажа стенда для измерения крутящего момента и частоты вращения ротора гидродвигателя на буровом экспериментальном стенде:
 1 - забойный двигатель, 2 - породоразрушающий инструмент, 3 - упор, 4- блок горных пород, 5 - трос, 6 - рычаг, 7 - шланг высокого давления, 8 - цилиндр, 9 - манометр, 10 - стаканчик со отражающей полоской, 11 - тахометр.

При проведении испытаний использовано три параметра постоянного расхода промывочной жидкости 2, 2,5 и 3 л/с., которые могут обеспечить эффективную работу ЗГД при бурении геологоразведочных скважин диаметра 76 мм с использованием буровых насосов на практике. Крутящие моменты, частоты вращения, а также дифференциальные перепады давления замерялись при осевых нагрузках, создаваемых в пределах от 0 до 1500 даН.

Частота вращения шпинделя гидродвигателя при расходе жидкости 2 л/с будет относительно невысокой в пределах 115-145 мин⁻¹. Поэтому этот режим, по всей видимости, следует рекомендовать для управления трассами скважин при бурении в осложненных условиях и склонных к размыву горных породах. Расход жидкости в количестве 2,5 и 3,0 л/с наиболее приемлемы при бурении с использованием управляемой забойной компоновкой в твердых устойчивых и малоабразивных монолитных горных породах. Коэффициенты полезного действия гидродвигателей, на рассмотренных режимах дифференциального давления, при применявшихся значениях расхода промывочной жидкости можно считать не существенно изменяющимися.

4.2 Экспериментальные исследования забойной компоновки с ЗГД-70 и навигационной системой

1 Цель испытаний

Проверка работоспособности навигационной системы в рабочем режиме ЗГД-70 с оценкой погрешностей осей измерения координат скважины и направления действия забойного отклонителя. Оценка возможности управления направлением искривления.

2 Условия проведения испытаний

На испытаниях была представлена забойная компоновка, состоящая из ЗГД-70 с кривым переводником (перекос осей 1,5°), электронного блока компьютерными программами дискретного и непрерывного режимов измерения многоточечного инклинометра с аналоговым каналом связи и с индикаторной

линией, фиксирующей поворот инклинометра вокруг своей оси, лебедки с кабелем длиной 1000 м, установленной в машине УАЗ-3309.

Приемная аппаратура состояла из электронного блока управления программами и компьютера типа «Notebook».

Индикаторная линия инклинометра и изгиб корпуса ЗГД были совмещены и находились в одной плоскости.

Испытания проводились на стенде высотой 10 м, оснащенном буровым станком СКБ-41 и насосом НБ32 в процессе разбуривания гранитного блока шарошечным долотом диаметром 76 мм.

Для составления результатов стендовых испытаний с ранее проведенными производственными испытаниями многоточечного инклинометра в скважине № 019 ТОО «Центргеолсъемка», шпиндель станка экспериментального стенда был повернут на 23° , с тем чтобы воспроизвести зенитный угол скважины № 019 с целью дальнейшего сопоставления погрешности измерения.

Бурение осуществлялось при давлении нагнетательной линии 4-6 МПа. В зависимости от величины этого параметра изменялась частота вращения от 150 до 500 об/мин и осевая нагрузка от 50 до 100 кН.

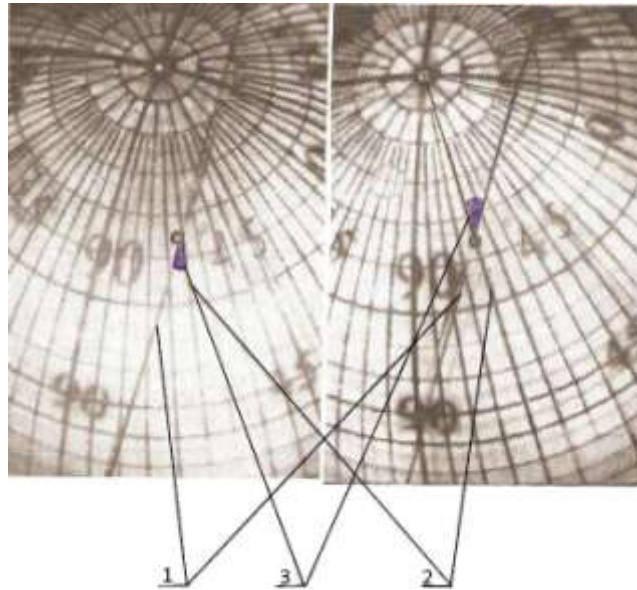
Расход промывочной жидкости и перепад давления на насосе определялись приборами StrabarSpteu и PromasAOE 40E.

Осевое давление фиксировалось магнитоупругим компенсационным измерителем нагрузки МКН-2, а частота вращения забойного двигателя тахометром.

Поворот индикаторной линии определялся с помощью полукруглой палетки, накладываемой на шпиндель станка.

3 Результаты испытаний:

- в процессе вращения вала, передающего крутящий момент, корпус забойного двигателя и буровые трубы оставались неподвижными, не воспринимая вибраций, в результате видеоизображение градусной сетки и линии слежения на экране компьютера остаются четкими и контрастными, что отчетливо просматривается по компьютерным распечаткам (рис. 4.5);



Кадр а: $\alpha = 30^\circ$; зенит $22^\circ 30'$; азимут 67° Кадр б: $\alpha = 140^\circ$; зенит $23^\circ 00'$; азимут 70°

Рис. 4.5 – Распечатки показания инклинометра скважинных испытаний навигационной системы: 1 – индикаторная линия системы, 2 – линия апсидальной плоскости, 3 – угол поворота индикаторной линии α .

- аналоговый сигнал, проходя через кабель длиной 1000 м, не искажает параметров наблюдения;

- слежение за забойными параметрами в процессе бурения осуществлялось дискретно с ручным управлением;

- поворот плоскости изгиба кривого переводника (забойного отклонителя) четко отслеживается на экране компьютера по изменяющемуся углу между реперной линией апсидальной плоскости (линия, соединяющая полюсную точку сферы с точкой отсчета);

- управление направлением воздействия отклонителя в пространстве (направлением бурения) осуществляется поворотом шпинделя станка на требуемый угол, видимый на мониторе. Расхождений в показаниях навигационной системы и измерениями поворота шпинделя станка не наблюдалось;

- углы скважин (зенит и азимут) однозначно определяются по положению точки отсчета на градусной сетке сферы. В каждой клетке сетки углы изменяются в пределах 5° по зениту и по азимуту. Отсюда можно проследить погрешность измерений: по зениту – $0,5^\circ$, величина погрешности азимута находится в пределах мах. 3° - 5° .

Ниже в табл. 4.1 приведены результаты лабораторных исследований силовых параметров трехсекционного ЗГД диаметром 70 мм.

Таблица 4.1 Результаты лабораторных исследований силовых параметров опытной модели трехсекционного ЗГД диаметром 70 мм при высоте дугового окончания рабочей камеры $h=40$ мм.

| Расход жидкости, л/мин | Частота вращения, об/мин | Крутящий момент, кг·м | Перепад давлений, МПа |
|------------------------|--------------------------|-----------------------|-----------------------|
| 95 | 575 | 0,53 | 0,25 |
| 138 | 610 | 1,5 | 0,69 |
| 215 | 640 | 5,0 | 3,23 |

Из полученных данных лабораторных исследований следует, что они согласуются с результатами теоретических вычислений силовых параметров ЗГД. Небольшие различия между лабораторными и теоретическими данными объясняются изменениями расхода жидкости и допустимыми погрешностями проведения экспериментов.

В дальнейшем, для установления зависимости значений силовых параметров ЗГД от высоты дугового окончания рабочей камеры, была изготовлена опытная модель забойного гидродвигателя с высотой дугового окончания рабочей камеры 100 мм, и проведены эксперименты при тех же фиксированных значениях расхода рабочей жидкости, ограниченные конструктивными размерами гидродвигателя.

Результаты экспериментов приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2 Силовые параметры гидродвигателя при высоте дугового окончания рабочей камеры $h=100$ мм.

| Расход жидкости, л/мин | Частота вращения, об/мин | Крутящий момент, кг·м | Перепад давлений, МПа |
|------------------------|--------------------------|-----------------------|-----------------------|
| 95 | 550 | 0,74 | 0,28 |
| 138 | 590 | 2,3 | 0,73 |
| 210 | 610 | 6,8 | 3,54 |

Эксперименты убедительно подтвердили тенденцию, что существенное влияние на значения крутящего момента, а следовательно и на мощность ЗГД, оказывает высота лопасти роторного гидродвигателя.

Основные результаты стендовых испытаний заключаются в следующем:

- ЗГД-70 запускается и устойчиво работает при использовании насосов НБ-4-160\65. при этом рабочими параметрами являются расход промывочной жидкости -100-140 л\мин. с перепадом давления 5-8 МПа. При осевой нагрузке на долото 10-15 кН, частота вращения изменяется в пределах 3,0-5,0 с⁻¹. При различных режимах было пробурено всего 1,7 м.;

- навигационная система с телеметрическим каналом связи позволяет осуществлять непрерывное слежение за направлением бурения, управлять этим направлением, ориентировать забойные отклонители и измерять координаты скважин с графическим их построением.

- управление направлением бурения осуществляется, согласно показаниям забойных датчиков, на величину угла поворотом шпинделя станка.

4.3 Скважинные испытания многоточечных инклинометров Миг-47 и МИГ-47М

На испытания был представлен многоточечный инклинометр, оснащенный аналоговым и цифровым каналами связи и индикаторной линией, отслеживающей поворот инклинометра вокруг собственной оси.

Инклинометр с аналоговым каналом связи состоит из инклинометра с автономным источником питания, механизированной лебедки, установленной в автомашине УАЗ, телеметрического канала связи и портативного компьютера типа «Notebook» с программой графического построения координат скважин.

Были опробованы два режима съемки: непрерывный и дискретный с привязкой к измерениям, проведенных серийным инклинометром КИГ.

Запись координат осуществлялась как при спуске, так и при подъеме инклинометра.

Цель испытаний: определение величины погрешности измерений и влияние на результаты измерений возмущающих воздействий, вызванных спуско-подъемными операциями.

Глубина скважин определялась с помощью механического счетчика, установленного на блок-балансе, находящегося в зоне видимости телекамеры.

Измерения проводились на скважине № 2736 глубиной 140, 150, и 340 метров. Запись результатов измерений осуществлялась при спуске инклинометра на забой в автоматическом режиме и в процессе подъема с различными скоростями от 1000 до 3000 м\час. Отдельные интервалы записывались как в автоматическом, так и в ручном режимах съемки. Инклинометр с помощью стандартных разъемов был подключен к геофизическому трехжильному кабелю каротажной станции.

Таким образом отмечается следующее:

- качество и погрешность визуальных изображений координат однозначно просматриваются по положению белого кружка на сферической сетке инклинометра (см. рис. 4.5);

- четко отбивается поворот индикаторной линии инклинометра;

- нет смазанных кадров при автоматической записи;

- метрологическая погрешность в пределах паспортной: азимут 4° , зенитный угол 0° .

Выводы по четвертому разделу.

1. Разработанный нами инклинометр МИГ-47 позволяет проводить замеры азимутальных углов в точность $2-3^\circ$, по зениту $\pm 0,5^\circ$. Надежность его работы и точность замеров сохраняются при внешнем давлении до 10 Мпа.
2. Разработанная нами забойная компоновка, состоящая из гидродвигателя и навигационной системы слежения управления трассой скважин позволяет существенно повысить эффективность бурения геологоразведочных скважин.
3. В результате экспериментальных исследований уточнены основные характеристики ЗГД, что позволило установить оптимальную величину технологических параметров режимов бурения с использованием разработанных нами забойных компоновок, которые были исследованы в лабораторных условиях.

Глава 5. Расчет ожидаемого годового экономического эффекта от внедрения в производство эффективных забойных средств сооружения геологоразведочных скважин

Из диссертационной работы следует, что забойная компоновка включает в себя гидравлический забойный двигатель ЗГД-70, забойный отклонитель, выполненный в виде кривого переводника с углами перекоса осей в пределах 0-3,00 с регулируемым интервалом через каждые 0,5° и навигационную систему.

Забойная компоновка обладает широкими функциональными возможностями, адаптированными к процессу бурения геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые.

При традиционном способе бурения практически невозможно в широком объеме применять направленное бурение из-за слишком высоких непроизводительных затрат. Цикл искривления состоит из следующих обязательных последовательных операций: измерение искривления скважин, установка съемного отклонителя, ориентация отклонителя в заданном направлении, непосредственно процесс искривления на пониженных режимах бурения (малая частота вращения, низкая осевая нагрузка), проработка ствола скважины с тем, чтобы обеспечить прохождение бурового снаряда в месте перегиба скважины, замер результатов искривления геофизической службы. При этом, только в 70 случаях из 100 результат положительный. В остальных случаях, как говорит статистика, цикл искривления либо отрицательный, либо безрезультатный. Исправления ситуации требует дополнительных трудозатрат.

При использовании забойной компоновки все перечисленные операции, присущие циклу искривления, совмещены с процессом бурения и потому не отражаются на его скорости и не требуют дополнительных затрат. Здесь виден прямой экономический эффект, который нетрудно количественно оценить при применении соответствующей методики расчета.

Помимо количественной стороны экономического эффекта выраженного в денежном выражении, отчетливо проявляются качественные показатели эффективности, связанные:

- с резким увеличением сроков службы бурового инструмента за счет исключения процессов вибрации и сил трения инструмента о стенки скважины;
- с увеличением, по той же причине, срока службы породоразрушающего инструмента;
- с многократным сокращением расхода энергии на вращение бурильной колонны;
- с уменьшением стоимости и амортизационных отчислений на средства искривления.

Упрощенные средства искривления и измерения, применяемые в забойной компоновке, не требуют сложных технологий и более высокого качества обслуживания.

Количественную оценку эффективности косвенных показателей на данном этапе исследований провести довольно сложно из-за неполноты статистических данных. Ещё сложнее дать количественную оценку от повышения качества геологоразведочных работ, т.к. методики такой оценки слишком сложны и несовершенны и могут быть учтены только при завершении поисковых или разведывательных работ на конкретных месторождениях. Поэтому прирост геологической информации с одновременным повышением её полноты и достоверности за счет большего объема пересечений геологического пространства, равно как и косвенные показатели эффективности указывают, в основном, на их априорную объективную сущность и возможность использования при оценке запасов.

В связи со сказанным, в достаточной мере корректной представляется оценка экономического эффекта только от замены существующего способа искривления на способ, основанный на новых средствах и технологиях.

Нами выполнена прогнозная оценка экономического эффекта от применения разработанных нами технических средств бурения направленных геологоразведочных работ

Относительные затраты при выполнении одного цикла искривления учитываются по формуле;

$$T = \left(\frac{\sum T_0}{l_1} - H \right) l_2 + t_0 \quad (5.1)$$

где T - общие трудозатраты на цикл искривления, ст.час.;

$\sum T_0$ - суммарные затраты на измерение искривления, установку отклонителя, ориентацию отклонителя, процесс искривления, расширение скважины, ст.час.;

H - затраты на обслуживание забойного отклонителя, ст.час.;

l_1, l_2 - длина рейса соответственно при новом способе искривления и традиционном, м

t_0 - затраты на обслуживания серийного отклонителя, ст.час.

Суммарные затраты $\sum T_0$ равно как и другие затратные действия, связанные с циклом искривления, определены из статистических данных при работе с отклонителем ОГМ-73 конструкции ТОО «НВЦ Алмас» на месторождениях Республики Казахстан.

Общий годовой экономический эффект определяется по формуле;

$$\mathcal{E}_T = [(C_1 + E_H K_1) - (C_2 + E_H K_2)] Q_2, \quad (5.2)$$

где C_1 и C_2 - полная себестоимость одного цикла искривления отклонителем ТЗ-3 и забойной компоновкой с забойным двигателем ЗГД-70 и навигационной системой, рубль

K_1 и K_2 - удельные капитальные затраты на цикл искривления;

E_H - нормативный коэффициент (0,15);

Q_2 - годовой объем циклов искривления.

Себестоимость цикла искривления определяется объемом трудозатрат;

$$C_1 = H_1 S; \quad C_2 = H_2 S, \text{ рубль} \quad (5.3)$$

где H_1 и H_2 – затраты времени на цикл искривления серийным отклонителем ТЗ-3 и ЗГД-70;

S – стоимость станко-часа, рубль

Удельные капитальные затраты;

$$K = \frac{C}{P_p}, \quad (5.4)$$

где C – цена отклонителя, рубль

P_p – ресурс отклонителя, час

Исходные данные для расчета:

- средневзвешенная глубина цикла искривления – 300 м;
- годовая потребность в циклах искривления по РК - ;
- время на цикл искривления: $H_1 = 23,0$ часа; $H_2 = 2,5$ часа;
- цена отклонителя -125 часов
- стоимость станко-часа – 300 р.

Годовой экономический эффект на производство одного цикла искривления, произведенного забойной компоновкой составит

$$Э_r = [(23 \cdot 300 + 0,15 \cdot 1688) - (2,5 \cdot 300 + 0,15 \cdot 1400)] = 6193,2$$

Экономическая эффективность только от одного цикла искривления составляет более шести тысяч рублей.

Таким образом, в результате расчета экономической эффективности проведенных исследований, можно сделать следующие выводы:

1. Прогнозный ожидаемый экономический эффект за счет применения одного цикла искривления составляет более 6000 рублей.
2. Выполненные расчеты позволили обосновать направления дальнейших исследований, которые могут внести существенные изменения в техническую вооруженность и методику проведения геологоразведочных работ.

Заключение

В результате выполненных исследований нами получены следующие выводы и рекомендации.

1. Существующие конструкции ВЗД малого диаметра не позволяют их эффективно применять для условий направленного бурения скважин, из-за несоответствия их технических характеристик режимным параметрам алмазного бурения, в частности, а также из-за частоты вращения, не соблюдения условий вписываемости в требуемый радиус искривления скважин.

2. Повышение эффективности процесса бурения возможно за счет увеличения энергозатрат на забое, увеличения частоты вращения бурильной колонны и сохранения заданного направления скважин при использовании малогабаритных ЗГД.

3. Теоретические исследования гидродинамических процессов позволили обосновать возможность разработки забойных двигателей нового поколения лопастного типа с техническими характеристиками, соответствующими условиям бурения скважин в твердых горных породах алмазным породоразрушающим инструментом.

4. Обоснована методика расчета рабочих параметров ЗГД лопастного типа а так же установлено, что его рабочие лопасти должны выполняться в виде храпового колеса с противоположно обращенными уступами по периферии. При этом лопасти на валу устанавливаются развернутыми между собой уступами, контактирующими с распорными пластинками, обеспечивающими гидроизоляцию камер высокого и низкого давлений, образованных между корпусом – статором и лопастью. Такая конструкция увеличивает силу направленных гидравлических ударов промывочной жидкости, прикладываемых к упорным поверхностям уступов лопасти при создании крутящего момента ротора.

5. В результате анализа гидродинамических процессов в рабочей камере лопастного ЗГД сделан вывод, что эффективная работа гидродвигателя

обеспечивается только при наличии четного числа дополнительных струй, так как эпюра нарастания момента располагается на отдельных участках окружности ротора (вала) диаметрально симметрично, что обуславливает взаимное устранение возникающих при этом изгибающих моментов, тем самым обеспечивая вращение вала без радиального прижатия.

6. Установлено двигатели нового поколения, реализующие энергию гидравлического удара промывочной жидкости, при меньших расходах будут обеспечивать достижение высоких энергетических показателей так как с ростом глубины скважины увеличивается величина крутящего момента, а у серийных ЗГД в этом случае энергетические показатели снижаются. При этом частота вращения вала ЗГД, как установлено экспериментально на натуральных образцах, может достигать— 3000 - 3500 об/мин.

7. Разработана конструктивная схема двигателя, определены его рабочие характеристики с учетом вписываемости в искривленные участки скважин, проведены экспериментальные и производственные испытания опытных образцов забойных двигателей с подтверждением их расчетных технических характеристик.

8. Момент силы создаваемый потоком жидкости в каналах гидродвигателя состоит из моментов реактивных сил и сил давления. Расчеты при давлении в пределах $1 \div 3$ МПа . Результаты расчетов показали, что при подаче жидкости снаружи ротора получаемый момент значительно выше, чем при подаче рабочей жидкости изнутри, так как в этом случае значительно повышается эффективность действия сил давления.

9. Разработана забойная компоновка состоящая из ЗГД с навигационной системой слежения и управлением трассой скважин, позволяющая значительно повысить качество и эффективность проведения геологоразведочных работ

10. Разработана компьютерная программа объемного графического построения профиля скважин по данным измерения с проекциями на вертикальную и горизонтальную плоскости.

11. Экономическая эффективность исследуемого ЗГД может быть получена за счет следующих мероприятий:

- удешевление разработанного ЗГД по сравнению с ВЗД тех же размеров;
- увеличение ресурса работы на 25 - 30%, против серийных ВЗД;
- повышение производительности бурения скважин за счет увеличения механической скорости проходки на 25 - 30% при высоких частотах вращения ротора.

12. Основные научные разработки защищены патентами на изобретения: Республики Казахстан – 5, Российской Федерации – 3.

Список литературы

1. Арифалин С.А., Кардыш В.Г., Окмянский А.С. Исследование влияния мощности на работу алмазной коронки при высоких частотах вращения. Сб. научн. тр. ВИТР Методика и техника разведки. 1979. №128, с. 12-19.
2. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Моцохейн Б.И., Шмидт А.П. Способ управления процессом бурения забойным гидродвигателям. Патент 9401318 РФ, с приоритетом 15.04.1994.
3. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые забойные двигатели. М.изд. ВНИИОЭНГ, 1972.
4. Балденко Д.Ф., Гусман М.Т., Мумовкин Н.Ф., Семянец В.И. Новый забойный двигатель Д-54. Разведка и охрана недр. №10, 1977, стр.33-37.
5. Балденко Д.Ф. О выборе рациональной схемы для проектирования объемного забойного гидравлического двигателя. Машины и нефтяное оборудование. 1993, №4.
6. Балденко Д.Ф., Глебая В.А., Гноевых А.Н. и др. Управляемая компоновка забойного двигателя для проводки наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Патент РФ 2131976 с приоритетом 17.07.1997.
7. Башкатов Д.Н. Оптимизация разведочного бурения. Н-Новгород. 2007.
8. Башта Т.М. Гидравлика гидромашины и гидропривод. М., Машиностроение, 1982, 328 с.
9. Блинов Г.А., Гитциграт З.Э., Морозов Ю.Т. и др. Руководство по бурению геологоразведочных скважин алмазными коронками. Л., Недра, 1970, 150с.
10. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению. Т.1. М., Недра, 1985.
11. Вадецкий Ю.В., Дергач Н.Д., Крутик Э.Н., Чудаков Г.Ф., Андроскин В.Н. Турбобуры с маслonaполненным редуктором. Нефтяное хозяйство, №7, 1971, с.11-14.

12. Воздвиженский Б.И., Сидоренко Д.К., Скорняков А.П. Современные способы бурения скважин. М. Недра, 1978.
13. Воздвиженский Б.И. Разведочное колонковое бурение. Госгеолтехиздат, 1957.
14. Воздвиженский Б.И., Мельничук И.П., Пешалов Ю.А. Физико-механические свойства горных пород и их влияние на эффективность бурения. М., Недра, 1973.
15. Вартыкян В.Г., Курмашев А.М., Морозов Ю.Т., Кйборозсей И.М., Шитихин В.В. Алмазное бурение направленных и многозабойных скважин. Л., Недра, 1969, 93 с.
16. Вытоптов Ф.Д. Состояние работ по направленному бурению скважин в Казахстане. Технический прогресс в разведочном бурении. Сб.ст. Алма-ата, КазИМС, 1980. С.45-49.
17. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Сердюк Н.И. Расчеты в бурении. Справочное пособие. М., РГГРУ, 2007.
18. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Никитин Б.А. Инженерные расчеты при глубоком бурении. М., Недра, 2000.
19. Гейман М.А. Бурение скважин с направленным наклонным стволом. Баку, ОНТИ НКТП, 1938, 152 с.
20. Гейер В.Г., Дулим Г.Г. Гидравлика и гидропривод. М., Недра, 1981, с.297.
21. Граф Л.Э., Закиров-Зиев А. Уменьшение интенсивности искривления геологоразведочных скважин при бурении гидроударными машинами. //Направленное бурение, инклинометрия и кернометрия в геологоразведочных организациях Казахстана. Алма-Ата, 1963, с.28-35.
22. Гукасов Н.А., Кочнев А.М. Гидравлика в разведочном бурении. Справ.М., Недра, 1991.
23. Гулизаде М.П. Турбинное бурение наклонных скважин. Баку, Азнефтеиздат, 1959.

24. Гулизаде М.П., Кауфман Л.Я., Кваше А.А. и др. Проектирование оптимальных профилей наклонно направленных скважин. РНТС " Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности" М., ВНИИОЭНГ, 1979, №5, с. 9-13.
25. Гусман М.Т., Балденко Д.Ф., Кочнев А.М., Никомаров С.С. Забойные винтовые двигатели для бурения скважин. М., Недра, 1981.
26. Гусман М.Т., Балденко Д.Ф. Винтовые забойные двигатели. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1972.
27. Гусман М.Т. Расчет, проектирование и эксплуатация турбобуров. М., Недра, 1976, 368 с.
28. Деркач Н.Д., Крутик Э.Н. Создание и развитие редукторных турбобуров. "Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море" №9, 2003, с.11-17.
29. Емцов Б.Т. Техническая гидромеханика. М., Машиностроение, 1978, 347с.
30. Заурбеков С.А. Опыт применения направленного гидроударного бурения. Горный журнал Казахстана №1, 2010, стр. 23-27.
31. Зиненко В.П. Направленное бурение. Учебное пособие для вузов. М., Недра, 1990.
32. Зорин Д.П., Мазницкий А.С. Погрешность определения положения забоя скважины. Труды УкрНИИНП, 1979, №24, с. 45-48.
33. Исаченко В.Х. Инклинометрия скважин. М., Недра, 1987.
34. Исаченко В.Х., Мелик-Шахназаров А.М., Рыбаков А.Н. и др. Автономная информационно-измерительная система для определения параметров траектории скважин. РНТС "Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности" М., ВНИИОЭНГ, 1981, №7, с. 2-3.
35. Иоанесян Ю.Р., Попко В.В., Симонянц С.Л. Конструкции и характеристики современных турбобуров. М., ВНИИОЭНГ, серия "Машины и нефтяное оборудование" вып. 1(53), 1986.

36. Ишбаев Г., Балута А., Ратищев К., Сафоров Э. Проводка наклонно-направленных скважин алмазными долотами PDC производства ООО «Буринтех». Бурение&Нефть, июнь, 2004, стр.12-16.
37. Кайзер А.О. Методика разведки месторождений направленным бурением. Бюлл. НТИ Мингео. и охраны недр СССР. М., 1959, №5.
38. Кайзер А.О., Броневский В.А. Буровой снаряд для направленного бурения скважин при разведке твердых полезных ископаемых и технология его применения. Сб.ст. ОНТИ ВИМС. М., 1960.
39. Калинин А.Г. Искривление скважин. М., Недра, 1974, 307 с.
40. Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин. Справочник. М., Недра, 1990.
41. Калинин А.Г., Андреев М.О. О минимально допустимом радиусе кривизны скважин. Изв. ВУЗов, Геология и разведка, М., 1961, №5.
42. Калинин А.Г., Васильев Ю.С., Бронзов А.С. Ориентирование отклоняющихся систем в скважинах. М., Гостоптехиздат. 1963, 52 с.
43. Кардыш В.Г., Мурзаков Б.В., Окмянский А.С. Техника и технология бурения геологоразведочных скважин за рубежом. Москва "Недра" 1989.
44. Киселев А.Т., Смирнов А.В. Результаты и перспективы внедрения гидроударных машин конструкции СКБ для бурения разведочных скважин. //Опыт бурения гидроударниками в Казахстане. Алма-Ата.1966. с. 70-75.
45. Кейн С.А., Мищенко Р.Н. Инженерные задачи бурения наклонно-направленных скважин. Учебное пособия УГТУ. Ухта, 2011.
46. Кодзаев Ю.В. Бурение разведочных горизонтальных скважин. М., 1978, 223 с.
47. Козловский Е.А., Кардыш В.Г., Мурзаков Б.В. и др. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин. Т.1-2. М., Недра, 1984. стр.18-24.
48. Костин Ю.С. Современные методы направленного бурения скважин. М., Недра, 1981, с.153.

49. Костин Ю.С., Соловов Ю.Г., Кукушкин Н.В. К проблеме бурения геологоразведочных скважин винтовыми забойными двигателями.
50. Костин Ю.С. Исследование и разработка техники и технологии направленного бурения геологоразведочных скважин малого диаметра. Дисс. канд.техн. наук. Томск. ТПИ, 1969, 177 с.
51. Костин Ю.С. Экономический анализ направленного бурения скважин. М., 1979, №4, с.35-39.
52. Костин Ю.С. Об определении экономической эффективности работ при искусственном искривлении скважин. Изв. ВУЗов. Геология и разведка. М.1978, №6 с.150-156.
53. Костин Ю.С. Разработка системы технико-экономических показателей направленного бурения. Экспресс информация. М., ВИЭМС, 1981, вып. 16, с. 17-30.
54. Латыпов Э.К. Контроль траектории наклонно направленных скважин с помощью ЭВМ. Труды БашНИПИИП, 1980, вып. 58, с.94-98.
55. Леонтьев О.П., Лиманов Е.Л. Некоторые вопросы исследования работы снарядов направленного бурения непрерывного действия. Изв. ВУЗов, Геология и разведка, М., 1967, №1 с.131-139.
56. Лиманов Е.Л., Страбыкин И.Н., Колбаскин В.А. и др. Разведка и охрана недр. М., 1966, №7 с.25-28.
57. Лиманов Е.Л., Страбыкин И.Н., Елизаров М.И. Направленное бурение разведочных скважин. М., Недра, 1978.
58. Мендебаев Т.Н., Смашов Н.Ж., М. Конарбаев. Конструктивные особенности алмазных буровых долотов АБДИ-76 и их отработка на месторождениях полиметаллов Восточного Казахстана. Горный журнал Казахстана №6, 2010, стр. 28-32.
59. Мендебаев Т.Н., Калмуханбетов Б.Е., Смашов Н.Ж. Определение момента развиваемого гидродвигателем." Изденіс-Поиск", Алматы, №1, 2003, с.211-213.

60. Мендебаев Т.Н., Калмуханбетов Б.Е., Смашов Н.Ж. Определения оптимального число лопаток на одной секции лопастного гидродвигателя. "Изденіс-Поиск", Алматы, №1, 2003, с.214-217.
61. Мендебаев Т.Н., Калмуханбетов Б.Е., Смашов Н.Ж. Кинематика движения жидкости в проточном узле гидромотора. Вестник КазГАСА, Алматы, №3-4, 2003, с. 153-158.
62. Мендебаев Т.Н., Калмуханбетов Б.Е., Смашов Н.Ж. Расчет рабочих параметров забойных гидродвигателей лопастного типа. Технология ТЭК. Москва, №2, 2003, с.31-33.
63. Мендебаев Т.Н., Калмуханбетов Б.Е., Смашов Н.Ж. Исследования гидродинамических процессов в рабочей камере лопастного забойного гидродвигателя для бурения скважин. Технология ТЭК. Москва, №5, 2003, с.17-20.
64. Мендебаев Т.Н., Смашов Н.Ж. Выбор схемы и расчета параметров малогабаритного забойного гидродвигателя для бурения скважин. Горный журнал Казахстана. Алматы, №1, 2010. с.38-39.
65. Мендебаев Т.Н., Калмуханбетов Б.Е., Смашов Н.Ж. Теоретические исследования динамики движения жидкости в каналах ротора гидромотора. «Вестник-Хабаршысы» 2004г. №3(28) с.108-111
66. Мендебаев Т.Н., Смашов Н.Ж., Городецкий И.М. Разработка забойной компоновки с навигационной системой управления направлений скважин. Горный журнал. Казахстан. Алматы, №10, 2011. с. 24-26.
67. Мендебаев Т.Н., Смашов Н.Ж., Телембаев М.М. Буровая навигационная система проводки многоярусных скважин на углеводороды. Нефть и газ. Алматы, №3, 2009, с.56-60.
68. Мендебаев Т.Н., Городецкий И.М., Бобылев Ф.А., Смашов Н.Ж. Способ непрерывного контроля за направлением действия отклонителя, измерения зенитных и азимутальных углов скважин и устройство для его осуществления. Патент РФ. №2263782. 10.11.2005, бюл.№31.

69. Мендебаев Т.Н., Городецкий И.М., Бобылев Ф.А., Смашов Н.Ж. Способ ориентации отклонителя в вертикальных обсаженных скважинах и устройство для его осуществления. Патент РФ №2263209, 27.10.2005, бюл.№30
70. Мендебаев Т.Н., Калмуханбетов Б.Е. Теоретические предпосылки создания забойных гидродвигателей нового поколения. Нефтегазопромысловый инженеринг. Москва. №1/2005 с.3-5.
71. Мендебаев Т.Н., Смашов Н.Ж. Забойная компоновка с навигационной системой управления направлением бурения скважин. Сборник научных статей по итогам международной научно-практической конференции 27-28.06.2014г. Санкт-Петербург. с.100-103.
72. Михалкевич Ю.Л., Морозов Ю.Т. Проектирование трасс направленных и многоствольных скважин. Л., ВИТР, 1976, с.49.
73. Молчанов А.А. Измерение геофизических и технологических параметров в процессе бурения скважин. М., Недра, 1983.
74. Морозов Ю.Т. Бурение направленных и многоствольных скважин малого диаметра. Л., Недра, 1976, 215 с.
75. Морозов Ю.Т. Бесклиновые скользящие снаряды для алмазного направленного бурения. Л., Недра, 1981, 110 с.
76. Морозов Ю.Т. Методика и техника направленного бурения скважин твердые полезные ископаемые. Л., Недра, 1987, 221 с.
77. Морозов Ю.Т. Технические средства для направленного бурения. М., Недра, 1986, 12,5 п.л.
78. Морозов Ю.Т. Закономерности искривления скважин при алмазном бурении. Методика и техника разведки. Л., ВИТР, №56, 1976.
79. Морозов Ю.Т. Фотоинклинометр многоточечный МТ-1 для оперативного контроля пространственного положения геологоразведочных скважин. Разведка и охрана недр. №3, 1984, с.32-36.
80. Нескромных В.В. Технические средства и методы снижения интенсивности искривления геологоразведочных скважин. М., ВИЭМС, 1989, 68 с.

81. Олексенко М.П., Тихонов А.М., Яцюк Б.Л. Снаряд направленного бурения непрерывного действия. А.С.№478928 СССР. бюл. Изобр. И тов.зн. М., 1975, №28.
82. Орлов П.И. Основы конструирования. Справочно-методическое пособие в двух томах. Москва, «Машиностроение», 1988, стр. 357-359.
83. Первеев Л.С., Нор В.В. Закономерности искривления и пути снижения кривизны глубоких геологоразведочных скважин в Донбассе. М., ВИЭМС, 1968.
84. Ракишев Б., Заурбеков С. Механизм зенитного искривления скважин при горизонтальном бурении забойными двигателями DTUBAKERHUGHES. Промышленность Казахстана, №6, 2010, стр. 93-95
85. Сароян А.Е. Теория и практика работы бурильной колонны. Москва, "Недра" 1990, стр. 5-15.
86. Саркисов И.К., Миркяян В.И., Абаринов Б.Г. Многоканальный автономный аналоговый прибор для исследования скважин в процессе бурения. РНТС. Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности. М., ВНИИОЭНГ. 1980. №5.
87. Седов Л.И. Механика сплошной среды. Том2.М.Наука 1984, с.560
88. Симонянц С.Л., Мнацаканов И.В. Актуальное направление модернизации турбинного способа бурения. Нефтесервис, №2, 2013, Москва, стр.48-50.
89. Соловьев Н.В., Кривошеев В.В., Башкатов Д.Н., и др. Бурение разведочных скважин. М., Высш. шк. 2007.
90. Соловьев Н.В., Чихоткин В.Ф., Богданов Р.К., Закора А.П. Ресурсосберегающая технология алмазного бурения в сложных геологических условиях. М., ВНИИОЭНГ, 1997.
91. Сренсен С.В., Кочаев В.П. Несущая способность и расчеты деталей машин на прочность. М.Машиностроение. 1975г. с 488
92. Сулакшин С.С. Бурение геологоразведочных скважин. М., Недра, 1994.

93. Сулакшин С.С., Матросов В.М., Боярко Ю.Л. и др. Опыт бурения бесклиновым способом. М., ВИЭМС. 1965, вып.12(2), с.12.
94. Сулакшин С.С. Направленное бурение. М., Недра, 1987.
95. Султанов Б.З., Шаммасов Н.Х. Забойные буровые машины и инструмент. М., Недра, 1976, с. 51-116.
96. Сушон Л.Я., Емельянов П.В. Проектирование профилей и забойных компоновок для бурения наклонных скважин в Западной Сибири. Обзорная информация. Сер. "Бурение", М., ВНИИОЭНГ, 1981.
97. Чудаков Г., Мялицин Н., Мингараев В. Редукторные турбобуры для бурения нефтяных и газовых скважин с повышенными забойными температурами. М., Бурение, 2007.
98. Шамшев Ф.А., Тараканов С.Н., Кудряшов Б.Б., и др. Технология и техника разведочного бурения. 3-е изд. М., Недра, 1983.
99. Штихин В.В. Технические средства для направленного бурения скважин малого диаметра. Л., Недра, 1978.
100. Шрейнер Л.А. Физические основы механики горных пород. Механические свойства и процессы разрушения при бурении. М., Гостоптехиздат, 1950.
101. Юшкин В.В. Гидравлика и гидравлические машины. Изд. Высшая школа. Минск, 1974., стр. 123-127.
102. Яковлев А.М., Саламатин А.Н. Совершенствование техники и технологии бурения скважин на твердые полезные ископаемые. Свердловск, 1981.
103. Field L.J., Finsworth C.L. Automatic bit locator uses mud pulse telemetry for wellbore steering. "Oil and Gas j.", 1981, vol. 79.N01, p.155-162,167.



Акт

Стендовых испытаний забойной компоновки с гидравлическим двигателем ЗГД- 70и навигационной системой.

Комиссия в составе приглашенных: Кравцов Н.И. – президент ТОО «Геолен», Белухин В.А. – представитель Ассоциации оборудование и услуг для недропользователей Республики Казахстан, Уандыков Б.Б. – главный инженер ОАО «Казпромгеофизика», Бобылев Ф.А.- заведующий лабораторией, Серенков В.Н. – ведущий инженер по электронике, Смашов Н.Ж. – ведущий инженер, составили настоящий акт о нижеследующем:

1. Цель испытаний

Проверка работоспособности навигационной системы в рабочем режиме забойного двигателя ЗГД-70 с оценкой погрешностей измерения координат скважины и направления действия забойного отклонителя. Оценка возможности управления направлением искривления.

2. Условия проведения испытаний.

На испытаниях была представлена забойная компоновка, состоящая из забойного двигателя ЗГД-70с кривым переводником (перекос осей $1,5^\circ$), электронного блока компьютерными программами дискретного и непрерывного режимов измерения многоточечного инклинометра с аналоговым каналом связи и с индикаторной линией фиксирующей поворот инклинометра вокруг своей оси, лебедки с кабелем длиной 1000 м, установленной в машине УАЗ – 3309.

Приемная аппаратура состояла из электронного блока управления программами и компьютера типа «Notebook».

Индикаторная линия инклинометра (приложение) и изгиб корпуса забойного двигателя были совмещены и находились в одной плоскости.

Испытания проводились на стенде высотой 10 м, оснащенного буровым станком СКБ - 4 и насосом НБ-100 в процессе разбуривания гранитного блока шарошечным долотом $\phi 76$ мм.

Для сопоставления результатов стендовых испытаний с ранее проведенными производственными испытаниями многоточечного инклинометра в скважине №2669 ТОО «Геолен», шпиндел станка экспериментального стенда был повернут на 23° , с тем чтобы воспроизвести зенитный угол скважины № 2669 с целью дальнейшего сопоставления погрешности измерения.

Бурение осуществлялось при давлении нагнетательной линии 4 – 6 МПа. В зависимости от величины этого параметра изменялось частота вращения от 150 до 500 об/мин и осевая нагрузка от 50 до 100 кН.

Расход промывочной жидкости и перепад давления на насосе определялись с помощью прибора ЭРМ-2 и образцового манометра, осевое давление фиксировалось магнитоупругим компенсационным измерителем нагрузки МКН-2.

Поворот индикаторной линии определялся с помощью полукруговой палетки, накладываемой на шпиндель станка.

3. Результаты испытаний.

3.1. В процессе вращения вала, передающего крутящий момент, корпус забойного двигателя и бурильные трубы оставались неподвижным, не воспринимая вибраций, в результате видеонизображения градусной сетки и линий слежения на экране компьютера остаются четкими и контрастными (приложение).

3.2. Аналоговый сигнал, проходя через кабель длиной 1000 м, не искажает параметров наблюдения.

3.3. Слежения за забойными параметрами в процессе бурения осуществлялось дискретно с ручным управлением.

3.4. Поворот плоскости изгиба кривого переводника (забойного отклонителя) четко отслеживается на экране компьютера по изменяющемуся углу между реперной линией апсидальной плоскости (линия соединяющая полосу точку сферы с точкой отсчета) (приложение).

3.5. Управление направлением воздействия отклонителя в пространстве (направлением бурения) осуществляется поворотом шпинделя станка на требуемый угол (кадр в приложении). Расхождений в показаниях навигационной системы и измерениями поворота шпинделя станка не наблюдалось.

3.6. Углы скважин (зенит и азимут) однозначно определяются по положению точки отсчета на градусной сетке сферы. В каждой клетке сетки углы изменяются в пределах 5° по зениту и по азимуту. Отсюда можно проследить погрешность измерений: по зениту – $0,5^\circ$, величина погрешности азимута находится в пределах $3^\circ - 5^\circ$.

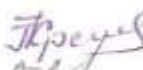


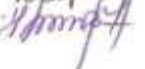


4. Выводы по результатам испытаний.

4.1. Навигационная система с телеметрическим каналом связи позволяет осуществлять непрерывное слежение за направлением бурения, управлять этим направлением, ориентировать забойные отклонители и измерять координаты скважин с графическим их построением.

4.2. Управление направлением бурения осуществляется, согласно показаниям забойных датчиков, на величину угла поворота шпинделя станка.

4.3. После проведения маркетинговых исследований представителю Ассоциации оборудования и услуг недропользователей РК в первом квартале 2006 года определить завод по изготовлению навигационных систем.

Подписи:

| | |
|---|---------------|
|  | Н.И. Кравцов |
|  | В.А. Белухин |
|  | Б.Б. Уандыков |
|  | Ф.А. Бобылев |
|  | В.Н. Серенков |
|  | Н.Ж. Смашов |



Акт

о проведении скважинных испытаний забойного двигателя нового поколения ЗГД – 70

Мы, нижеподписавшиеся, ведущие инженеры ТОО «НВЦ Алмас» Смашов Н.Ж., Конарбаев М.А. и Телембаев М.М. и представители ТОО «Бурмаш» главный технолог Авлокулов Ж.Р., инженер - технолог Калкулов А.Р. составили настоящий акт об условиях и результатах испытаний забойного гидравлического двигателя ЗГД – 70.

На испытания были представлены;

- забойный двигатель, оснащенный кривым переводником с перекосом осей 1.5° , установленного между нижней секцией двигателя и выполняющего роль забойного отклонителя.
- забойный двигатель оснащен алмазным долотом $\varnothing 76$ мм. Общая длина двигателя составила 700мм, что давало возможность вписывать его в скважину с допустимым радиусом искривления 100-120 м.;
- непосредственного над двигателем был установлен герметичный контейнер $\varnothing 70$ мм, изготовленный из немагнитной стали, в котором размещена навигационная система, состоящая из многоточечного инклинометра, над которым закреплена телекамера с осветителями. При этом индикаторная линия инклинометра была установлена в плоскости действия сил отклонителя и направлена строго на север;
- в качестве фиксатора глубины установки отклонителя применялся механический счетчик, находящийся в зоне видимости телекамеры;
- все забойные параметры, включая зенитные и азимутальные углы, угол поворота индикаторной линии навигационной системы, глубина перемещения забойного двигателя, передавались на поверхностный монитор с помощью телеметрического канала связи, представлявшего собой грузонесущий геофизический кабель КГЗ - 60×90, общей длиной 1000 м, намотанный на передвижную лебедку, установленную в грузовом отсеке автомашины УАЗ. Соединение кабеля с навигационной системой ЗГД – 70 осуществлялось с помощью контактного штыря через «мокрый» контакт;

Неудачная конструкция лубрикатора, перекрывающего повышенное давления в сальнике, не позволила осуществить непрерывное наблюдение за показаниями навигационной системы, поэтому был применен дискретный

метод наблюдений, применяемый во время прекращения подачи промывочной жидкости.

Буровая установка на скважине № КС-59 была укомплектована насосом НБ-3-120/40 и буровым станком СКБ-5.

Забойный двигатель и все его комплектующие были спущены на забой на глубину 127 м, с помощью бурильной колонны Ø50 мм, сквозь которую опускали геофизический кабель.

Процесс испытания.

Двигатель ЗГД-70 был запущен при подаче промывочной жидкости 120 л/мин при давлении 5 МПа. В течение 15 мин. осуществлялось пробное бурение по породам гранито-гнейсы IX категории. Затем бурение было остановлено, и для соединения с навигационной системой спущен контактный штырь с кабелем, с помощью которого согласно показаниям монитора, верхней конец бурильной трубы, защемленный в шпинделе станка, был повернут в требуемое направление. После извлечения кабеля было продолжено бурение в заданном направлении. В течение 60 мин. было пробурено 2,5 м при частоте вращения 500 об/мин и осевом давлении 12 кН. При подключении навигационной системы зафиксированы следующие показатели направления индикаторной линии $7^{\circ}30'$, вместо заданных $0^{\circ}00'$, приращение азимута 30° при зенитном угле $5^{\circ}15'$.

В соответствии с показаниями навигационной системы шпиндель станка был повернут в прежнее положение, т.е. $0^{\circ}00'$ и бурение было продолжено еще в течение 25 мин. с углублением скважины на 2.3 м.

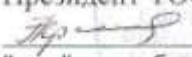
Измеряемые параметры фиксировались следующими измерительными приборами: частота вращения – тахометр, об/мин, осевая нагрузка – динамометр, кН, углы искривления – инклинометр, град.. При этом основной показатель величина крутящего момента определялась по косвенным данным; диаметру долота, осевой нагрузке и частоте вращения. Полученные данные сопоставлялись со скоростью колонкового бурения без забойного двигателя. Было установлено, что скорость бурения забойным двигателем ЗГД – 70 в среднем полтора раза уступает традиционному бурению и находится в прямой и определяющей зависимости от частоты вращения и осевой нагрузки.

Отсюда следует вывод, что для повышения крутящего момента необходимо повысить мощность забойного двигателя с помощью более производительных насосов, например, НБ – 4 – 160/65, дающих возможность увеличить количество подаваемой жидкости и перепад гидравлического давления, подаваемых к забойному двигателю.

От ТОО «НВЦ Алмас»
Смашов Н.Ж.
Конарбаев М.А.
Телембаев М.А.

От ТОО «БурМаш»
Авлокулов Ж.Р.
Калкулов А.Р.



УТВЕРЖДАЮ
 Президент ТОО "ГЕОЛЕН"
 Н.И.Кравцов.
 "___" сентября 2006 г.

Акт
 производственных испытаний многоточечного
 инклинометра МИГ – 47М

Мы, нижеподписавшиеся, зав. лабораторией ТОО "НВЦ Алмас"

Бобылев Ф.А., ведущий инженер – электронщик Серенков В.Н., ведущий инженер Смашев Н.Ж., а также начальник участка Вашенко А.П., буровой мастер Ткач Л.И. и буровой мастер Балябин В.В., составили настоящий акт о нижеследующем.

На производственные испытания был представлен многоточечный инклинометр, оснащённый аналоговым и цифровым каналами связи.

Инклинометр с аналоговым каналом связи состоит из инклинометра с автономным источником питания, механизированной лебёдки, установленной в автомашине УАЗ, телеметрического канала связи, состоящего из двух струн полёвки и несущего троса диаметром 3.2 мм и портативного компьютера типа "Rover Book" с компьютерной программой графического построения координат скважин.

Испытания проводились на скважине № 2736 и №2770, Глубина спуска 140,150 и 340 метров. Были опробованы два режима съёмки: непрерывный и дискретный с привязкой к измерениям, проведённых серийным инклинометром КИТ. Запись координат осуществлялась как при спуске, так и при подъёме инклинометра на забой.

Отмечается:

1. Визуальные отображения координат чёткие и контрастные, что даёт возможность их однозначного опознавания (Приложение 1).
2. Однозначно регистрируется поворот корпуса инклинометра вокруг своей оси, что позволяет использовать его в качестве ориентирующей и следящей системы при искривлениях скважин забойными двигателями. При этом каналом связи будет служить контактный стержень диаметром 15 мм с витой парой полёвки, пропускаемой через бурильную колонну, что позволяет применить переносную малогабаритную лебёдку типа "Курс" или "Ушо".
3. Погрешность измерения при зенитных углах более 5 градусов не выше паспортной (Приложение 2).
4. По результатам измерений автоматически отстроены графические изображения координат на вертикальной и горизонтальной плоскостях (Приложение 3).

Замечания к аналоговой программе.

Программу необходимо дополнить: показаниями счётчика глубины и условий проведения измерений, включая порядковый номер, дату, номер скважины, название месторождения и оценку погрешности.

Инклинометр с цифровым каналом связи подключается с помощью стандартных разъёмов к геофизическому трёхжильному кабелю.

Измерения проводились на скважине №2736 глубиной 440 метров. Запись результатов измерений осуществлялась при спуске инклинометра на забой в автоматическом режиме и в процессе подъёма с различными скоростями от 1000 до 3000 м / час. Отдельные интервалы записывались как в автоматическом, так и в ручном режимах съёмки с привязкой к измерениям проведённых инклинометром КИТ.

Отмечается:

1. Качество визуальных изображений координат более высокое по сравнению с аналоговым (Приложение 4).
2. Чётко отбивается поворот корпуса инклинометра вокруг собственной оси. Нет смазанных кадров при автоматической записи.
3. Метрологическая погрешность в пределах паспортной (Приложение 5).
4. Программа записи включает в себя все необходимые условия её проведения, включая температуру и влажность в кожухе инклинометра.

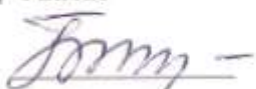
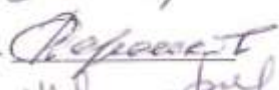

Замечания к цифровой программе.

1. Оснастить инклинометр датчиком глубины.
2. Программа должна автоматически согласовывать скорость подъёма с глубиной и периодом передачи кадров.


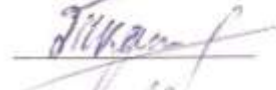

Выводы по испытаниям программ.

1. Аналоговый канал связи наиболее пригоден для использования в составе следящей системы при бурении забойными двигателями, т.к. позволяет одновременно ориентировать забойные отклонители, корректировать заданное направление бурения и измерять координаты скважин.
2. Инклинометр с аналоговым каналом связи может быть использован при дискретном режиме измерений.
3. В качестве автономных инклинометров целесообразно использовать цифровой канал связи, обладающий значительно большими потенциальными возможностями и позволяющий применять серийно выпускаемые кабели, подъёмники, датчики глубины и разработанные ранее программы.
4. В обеих программах наряду с визуальным отображением координат необходимо предусмотреть их программное цифровое обозначение.
5. Организация ТОО "Геолен" согласна предоставить скважины и оказать необходимую техническую помощь для проведения испытаний новых технологий искривления скважин с помощью забойных двигателей.

ТОО НВЦ "Алмаз"

Бобылев Ф.А. 
 Серенков В.Н. 
 Смашев Н.Ж. 

ТОО "Геолен"

Ващенко А.Б. 
 Ткач Л.И. 
 Балябин В.В. 



Акт
Производственных испытаний многоточечного
инклинометра МИГ-47М

Мы, нижеподписавшиеся, завлабораторией ТОО «НВЦ Алмас» Бобылев Ф.А., ведущий инженер – электронщик Серенков В.Н., ведущий инженер Сماشов Н.Ж., а также начальник участка ТОО «Центргеолъёмка» Битибаев А.И., буровой мастер Гулаев В.В. и буровой мастер Корпешев М.К., составили настоящий акт о нижеследующем.

На производственные испытания был представлен многоточечный инклинометр, оснащенный аналоговым и цифровым каналами связи и индикаторной линией отслеживающий поворот инклинометра вокруг собственной оси.

Инклинометр с аналоговым каналом связи состоит из инклинометра с автономным источником питания, механизированной лебедки, установленной в автомашине УАЗ, телеметрического канала связи, состоящего из двух струн полевки и несущего троса диаметром 3,2 мм и портативного компьютера типа «Rover Book» с компьютерной программой графического построения координат скважин.

Испытания проводилось на участке Кварцгтовые горки. Были опробованы два режима съемки: непрерывный и дискретный с привязкой к измерениям, проведенных серийным инклинометром КИТ. Запись координат осуществлялось как при спуске, так и при подъеме инклинометра.

Цель испытаний: Определение величины погрешности измерений в сопоставлении с серийным инклинометром КИТ и влияние на результаты измерений возмущающих воздействий, вызванных спуско-подъемными операциями.

Глубина скважин определялась с помощью механического счетчика, установленного на блок - балансе, находящегося в зоне видимости телекамеры.

По результатам проведенных измерений отмечается:

1. Визуальные отображения координат четкие и контрастные, что даст возможность их однозначного опознавания (Приложение 1).
2. Однозначно регистрируется поворот корпуса инклинометра вокруг своей оси, что позволяет использовать его в качестве ориентирующей и следящей системы при искривлениях скважин забойными двигателями.
3. Погрешность измерения при зенитных углах более 5 градусов не выше паспортной, что отчетливо просматривается на распечатках (Приложение 2).
4. По результатам измерений автоматически отстроены графические изображения координат на вертикальной и горизонтальной плоскостях (Приложения 3).

Инклинометр с цифровым каналом связи подключается с помощью стандартных разъёмов к геофизическому трёхжильному кабелю каротажной станции.

Измерения проводились на участке Кварцгтовые горки в скважине № Q19 глубиной 440 метров. Запись результатов измерений осуществлялась при спуске инклинометра на забой в автоматическом режиме и в процессе подъёма с различными скоростями от 1000 до 3000 м/час. Отдельные интервалы записывались как в автоматическом, так и в ручном режимах съёмки с привязкой к измерениям проведенных инклинометром КИТ.

Отмечается:

1. Качество визуальных изображений координат аналогично аналоговому.
2. Чётко отбивается поворот корпуса инклинометра вокруг собственной оси.
3. Нет смазанных кадров при автоматической записи.

Замечания к цифровой программе.

Желательно цифровую программ автоматически согласовать со скоростью подъёма и периодом передачи кадров.

Выводы по испытаниям программ.

1. Аналоговый канал связи наиболее пригоден для использования в составе следящей системы при бурении забойными двигателями, т. к. позволяет одновременно ориентировать забойные отклонители, корректировать заданное направление бурения и измерять координаты скважин.
2. Инклинометр с аналоговым каналом связи может быть использован при дискретном режиме измерений.
3. В качестве автономных инклинометров целесообразно использовать цифровой канал связи, обладающий значительно большими потенциальными возможностями и позволяющий применять серийно выпускаемые кабели, подъёмники и датчики глубины.
4. В обеих программах наряду с визуальным отображением координат необходимо предусмотреть их программное цифровое обозначение.
5. Организация ТОО «Центргеолсъёмка» согласна предоставить скважины и оказать необходимую техническую помощь для проведения испытаний новых технологий искривления скважин с помощью забойных двигателей.

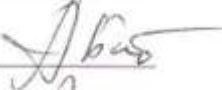
ТОО НВИЦ «Алмас»

Бобылев Ф.А. 

Серенков В.Н. 

Смашов Н.Ж. 

ТОО «Центргеолсъёмка»

Битибаев А.И. 

Гулаев В.В. 

Корпешев М.К. 