

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

На правах рукописи

ВЕРВЕКИН АНДРЕЙ ВАЛЕРЬЕВИЧ

**УПРАВЛЕНИЕ
ЭФФЕКТИВНОЙ ОТРАБОТКОЙ
ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ
ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

Диссертация
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель
доктор технических наук
Плотников Валерий Матвеевич

Ухта - 2015

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ОТРАБОТКОЙ ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН.....	14
1.1. Обзор существующих технологий управления обработкой винтовых забойных двигателей при бурении скважин.....	14
1.2. Регламентная технология обработки винтовых забойных двигателей.....	22
1.3. Некоторые проблемы технологического сервиса обработки винтовых забойных двигателей.....	29
1.4. Вопросы выбора технологии управления режимами обработки винтовых забойных двигателей.....	35
1.5. Выводы по главе	38
ГЛАВА 2 ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН.....	39
2.1. Характерные особенностей эксплуатации и влияние энергетических характеристик ВЗД на механическую скорость бурения.....	39
2.2. Влияние энергетических характеристик винтовых забойных двигателей на рейсовую скорость бурения.....	52
2.3. Управление подводимой гидравлической энергией при разрушении горных пород в процессе бурения скважин винтовыми забойными двигателями.....	55
2.4. Выбор режимов бурения и обработка винтового забойного двигателя по технологии применения тормоза электро - порошкового.....	64
2.5. Влияние человеческого фактора на технологию обработки	

гидравлического забойного двигателя.....	71
2.6. Выводы по главе	75
ГЛАВА 3 УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ОТРАБОТКОЙ ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ.....	77
3.1. Усовершенствование регулятора подачи инструмента.....	77
3.2. Промысловые испытания автоматизированной технологии управления эффективной обработкой винтовых забойных двигателей.....	81
3.3. Выводы по главе	90
ГЛАВА 4 ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКОЙ СКОРОСТИ ПРОХОДКИ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН.....	91
4.1. Резервы технологии управления обработкой ВЗД. Вопросы внесения технологии управления эффективной обработкой ВЗД в регламентирующие документы.....	91
4.2. Расчет коэффициента передачи мощности на забой, способы и технологии бурения.....	96
4.3. Выводы по главе	99
Заключение.....	101
Список литературы.....	103
Приложение А.....	110
Приложение Б.....	114
Приложение В.....	118
Приложение Г.....	119
Приложение Д.....	124
Приложение Е.....	125
Приложение Ж.....	128
Приложение З.....	129
Приложение И.....	130

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы

Технология бурения это трудоемкий процесс строительства скважины, и требует от персонала постоянного контроля за режимом бурения, но главное не столько сам контроль, столько правильность выбора контролируемого параметра. Техника, применяемая при бурении скважин, постоянно совершенствуется, растет мощность буровых установок, в связи с чем, растут и риски поломок инструмента от перегрузок, не редкие случаи, когда забойные двигатели, обладающие большой мощностью разрушают собственные узлы от того, что не соблюдался надлежащий контроль величины расходуемой энергии, при этом нарушения в части осевой нагрузки отсутствуют. Это происходит по причине устаревших нормативных требований, где главным параметром является вес на крюке.

Рост коммерческой скорости бурения скважин напрямую зависит от эффективности применения технологий, а повышение механической скорости проходки (МСП), рассматривается, как базовый источник сокращения затрат на бурение. Для повышения МСП необходимо совершенствовать существующие технологии бурения.

Актуальность темы диссертации обосновывается тем, что существующая нормативная технология управления процессом бурения основана на контроле одного из параметров режима бурения - поддержание осевой нагрузки на долото, с помощью различных устройств подачи долота (УПД) [11]. Данный, традиционный способ берет свое начало от роторного бурения [42]. К примеру, тормоз-электропорошковый (ТЭП), регулятор подачи долота электрический (РПД-Э) и др. предназначены для поддержания веса на крюке и плавной подачи бурильной колонны по мере углубления скважины при бурении, для

поддержания заданного значения осевой нагрузки на долото [11,1]. Такой режим, индикатором которой выступает осевая нагрузка, не способен обеспечить эффективность отработки винтового забойного двигателя (ВЗД), поэтому, еще вначале восьмидесятых прошлого столетия во ВНИИБТ и его Пермском филиале авторским коллективом ученых: Балденко Д.Ф., Бикчурин Т.Н., Вадецкий Ю.В., Гусман М.Т., Каплун В.А. и др., а несколько позже и Молодило В.И. были предложены иные способы контроля режима работы винтового двигателя, которые были признаны изобретениями, а базировались они на контроле давления. Однако по настоящее время данные способы не включены в нормативную документацию, и носят только рекомендательный характер.

Существующие методы расчёта коэффициента полезного действия [34], характеризующего способ углубления скважины, с учетом мощности, расходуемой на разрушение пород, от величины которой зависит темп углубления скважины, не учитывают процент влияния человеческого фактора на процесс бурения, применяемую технологию бурения, режимы бурения и др.

Применение базовой автоматизированной технологии управления отработкой ВЗД, индикатором которой выступает осевая нагрузка на долото, не эффективно при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин с частым чередованием горных пород с разными физико-механическими свойствами, вследствие оперирования косвенным значением осевой нагрузки. В связи с этим существуют резервы к повышению коммерческих скоростей строительства скважины.

Также автором проделана большая работа в поиске различных автоматизированных систем управления технологическим процессом бурения. Основным индикатором технологии выбран дифференциальный перепад давления на ВЗД, а не регламентная осевая нагрузка на долото. Управление предлагается осуществлять с помощью,

усовершенствованного, при участии автора, регулятора подачи инструмента (РПИ) [50].

В работе, на основании технологического анализа диаграмм геолого-технологических исследований (ГТИ), полученных при непосредственном участии автора, показаны недостатки существующей регламентной технологии (поддержание заданной осевой нагрузки на долото) [12, 22,46, 29, 48, 37, 31, 30]. Предложенная технология базируется на контроле и оперативном управлении, с помощью усовершенствованного регулятора подачи долота, следующих параметров влияющих на эффективность разрушения горной породы:

1. Дифференциальный перепад давления или крутящий момент на долоте. Поддержание параметра обеспечит постоянную частоту вращения долота.

2. Темп изменения давления в нагнетательной линии. Контроль параметра обеспечит более эффективную эксплуатацию оборудования (ВЗД, долото) в перемежающихся горных породах с разными физико-механическими свойствами.

Целью диссертационного исследования является повышение технико-технологических и экономических показателей бурения нефтяных и газовых скважин на базе применения автоматизированной технологии управления эффективной отработкой ВЗД, при применении разработанного регулятора подачи долота ИМ2440М.

Идея работы:

Создание и применение эффективной автоматизированной технологии управления отработкой ВЗД при строительстве нефтяных и газовых скважин.

Основные задачи исследования:

1. Определить направления усовершенствования технологии управления отработкой ВЗД. Изучить технологические особенности эксплуатации ВЗД.

2. На практике испытать основы технологии поддержания эффективного дифференциального перепада давления на ВЗД.

3. Выполнить анализ резервов совершенствования технологии отработки ВЗД и разработать эффективную автоматизированную технологию управления режимами работы ВЗД.

4. Провести промысловые испытания эффективной автоматизированной технологии управления отработкой ВЗД.

5. Разработать предложение и внести в существующие регламентирующие документы:

а. Ведомственные строительные нормы (ВСН) 39-86 от 01.01.1987 года;

б. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. (РД 39-0148052-537-87 от 28.01.1987 года);

в. Программа отработки долот на скважине;

г. Режимно-технологическая карта;

д. Геолого-технический наряд

- критерий эффективной технологии отработки ВЗД (дифференциальный перепада давления на ВЗД).

6. Ввести коэффициент эффективности подведения гидравлической мощности к забою $K_{э\text{гм}}$ (%) и определить его предел. Дополнить формулу КПД, характеризующего способ углубления скважины (по Г.А. Кулябину) коэффициентом эффективности подведения гидравлической мощности к забою $K_{э\text{гм}}$ (%).

Методология и методы исследования

Научно-методическую базу исследования составили научные труды отечественных и зарубежных авторов в области технологии строительства

скважин, автоматизации процесса бурения, гидравлических характеристик и особенностей отработки ВЗД, проектировании режимов бурения, техники и технологии процесса разрушения горной породы. Работы проводились на базе отработки серийных ВЗД при бурении нефтяных и газовых скважин, разных конструкций и при бурении разных физико-механических свойств горных пород; экспериментальном приборе - РПД ИМ2440М; предложенных параметров влияющих на эффективное разрушение горной породы, обеспечивающих целенаправленное изучение особенностей технологии отработки ВЗД, промысловых испытаний эффективной автоматизированной технологии отработки ВЗД при бурении скважин.

Научная новизна исследований:

1. Определены направления усовершенствования автоматизации технологии управления отработкой ВЗД: основной индикатор технологии - дифференциальный перепад давления на ВЗД; адаптация технологии к различным условиям бурения; возможность оперативного управления технологией.

2. Усовершенствован существующий РПИ (патент № 2013531 авт. Молодило В.И., Литвинов И.Н., 1991 г) [50]. Разработана схема подключения РПД ИМ2440М №13 к шкафу управления ТЭП 45У. Разработаны рабочие настройки и алгоритм работы РПД, а также реализованы следующие возможности:

а. Во время бурения, режимы с заданным интервалом записываются в архивную память РПД ИМ2440М №13;

б. При выходе давления за заданные пределы выставляется максимальный ток тормоза;

в. Предусмотрено аппаратное включение максимального тормоза при отказе РПД ИМ2440М №13.

3. В алгоритме работы и аппаратной части РПД ИМ2440М реализованы следующие технологические особенности - возможность корректировки:

- а. Постоянной времени усреднения мгновенных значений давления;
- б. Значения рабочего давления;
- в. Величины воздействия, постоянной времени, на исполнительный механизм;
- г. Отклика РПД на темп изменения давления в нагнетательной линии.

4. Разработан и предложен к реализации вариант управления и контроля автоматизированной технологией, реализованной в РПД ИМ2440М, дистанционно в любой удаленной точке через GSM модем.

5. В Пермском крае на скважине №276, куст №3, Ильичевского месторождения, ЦДНГ 1-12, ЦБ№1 ПФ ООО «БК Евразия», объект ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» апробирована и рекомендована к внедрению технология автоматизированного управления эффективной отработкой ВЗД с применением РПД ИМ2440М №13. Технология базируется на контроле и оперативном управлении следующих параметров:

- а. Дифференциальный перепад давления.
- б. Темп изменения давления в нагнетательной линии.

Практический результат применения автоматизированной технологии показал увеличение механической скорости в 2,4 раза - 141% по сравнению с базовой механической скоростью.

6. Практический результат применения технологии поддержания эффективного дифференциального перепада давления на ВЗД в Ямало-Ненецком автономном округе показал увеличение механической скорости бурения по сравнению с плановой на 30%.

7. Предложено внести дополнения в следующие регламентирующие документы, в раздел режимы бурения – эффективный дифференциальный перепад давления на ВЗД:

а. Ведомственные строительные нормы (ВСН 39-86 от 01.01.1987 года);

б. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ (РД 39-0148052-537-87 от 28.01.1987 года);

в. Программа отработки долот на скважине;

г. Режимно-технологическая карта;

д. Геолого-технический наряд.

8. В долотную программу на бурение наклонно-направленной скважины № 122, куст №37 Губкинского месторождения, в раздел режимы бурения, внесена технология отработки ВЗД по дифференциальному перепаду давления.

9. Рекомендовано оценивать КПД, характеризующий способ углубления скважины, с учетом введенного коэффициента эффективности подведения гидравлической мощности к забою $K_{эзм}$ (%). Определен предел $K_{эзм}$ – 30%.

Основные защищаемые положения:

1. Усовершенствование технологии управления отработкой ВЗД исходя из поддержания выбранного оптимального дифференциального перепада давления на ВЗД (обеспечивает наилучшие показатели бурения).

2. Усовершенствование существующего регулятора подачи инструмента (патент № 2013531 авт. Молодило В.И., Литвинов И.Н., 1991 г) (аппаратная часть, алгоритм работы).

3. Результаты экспериментальных исследований предлагаемой автоматизированной технологии и промысловые испытания РПД ИМ2440М

№13, подтверждающие эффективность автоматизированной технологии управления отработкой ВЗД.

4. Формула (Г.А. Кулябин, В.П. Овчинников) коэффициента полезного действия (КПД), характеризующего способ углубления скважины, с учетом предложенного коэффициента $K_{эзм}$ (%). Коэффициент $K_{эзм}$ (%), учитывает процент влияния человеческого фактора на процесс бурения, применяемую технологию бурения, тип забойного оборудования, режимы бурения, глубину и профиль скважины и др.

5. Предложения по переводу и руководству технологией управления эффективной отработкой ВЗД при составлении проектно-сметной документации на строительство скважины.

Практическая ценность работы:

1. Положения, разработанные в диссертации, успешно использовались при бурении скважины №272, куст №3, Ильичевского месторождения, ЦДНГ 1-12, ЦБ№1 ПФ ООО «БК Евразия», объект ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь», на основании программы промысловых испытаний - «Управление отработкой ВЗД при бурении нефтяных и газовых скважин с применением РПД ИМ2440М №13». Практический результат применения технологии показал увеличение механической скорости в 2,4 раза - 141% по сравнению с базовой механической скоростью.

2. Технология поддержания эффективного дифференциального перепада давления на ВЗД внесена в программу отработки долот ООО НПП «БУРИНТЕХ» при бурении куста №37 скважины №115 Губкинского месторождения, объект ГФ ООО «РН-Бурение», Ямало-Ненецкий автономный округ. Практический результат применения технологии поддержания эффективного дифференциального перепада давления на ВЗД показал увеличение механической скорости бурения по сравнению с плановой на 30%.

3. В рамках проведенных исследований, применение автоматизированной технологии управления эффективной отработкой ВЗД может позволить увеличить КПД углубления скважины до 30%. С применением предложенного нового метода расчета КПД углубления скважины, можно успешно решать задачу выбора эффективного способа бурения или подбора ВЗД на стадии проектирования строительства скважины и вносить коррективы после проводки небольшого количества скважин.

4. Результаты исследований могут быть использованы специалистами организаций и предприятий нефтегазовой промышленности, занимающиеся проектированием, бурением и капитальным ремонтом скважин с применением ВЗД. Производителям буровых станков, включающих в штатное оснащение бурового станка технологические комплексы по управлению процессом бурения.

Степень достоверности результатов

Достоверность научных результатов подтверждена промысловыми испытаниями, статистическими методами обработки экспериментальных данных, теоретическими положениями и результатами, полученными другими авторами по рассмотренной тематике.

Апробация работы

Результаты работы докладывались на заседании кафедры "Нефтегазовые технологии" горно-нефтяного факультета Пермского национального исследовательского политехнического университета (г. Пермь 2014 г.), V Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (г. Пермь 2012 г.), VI Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (г. Пермь 2013 г.), на заседании ведущих специалистов технологического отдела по бурению и службы главного конструктора ООО «ВНИИБТ-

Буровой инструмент» (г. Пермь 2014 г.), VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (г. Пермь 2014 г.), Всероссийском конкурсе «Новая идея» (г. Москва 2014 г.), на заседании Ученого совета ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (г. Москва 2014 г.).

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав, основных выводов и результатов, списка литературы из 60 наименований, приложений. Работа изложена на 131 странице, в том числе приложения - 22 страницы. Диссертация содержит 36 рисунков, и 19 таблиц, в том числе в приложении 15 таблиц.

Автор выражает благодарность Д.Ф. Балденко, А.М. Гусману, Ю.А. Коротаеву, Н.И. Крысину, В.И. Молодило. За большую помощь в обсуждении, анализе и реализации анализов работы. Особую признательность автор выражает своему научному руководителю В.М. Плотникову.

ГЛАВА 1 ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ОТРАБОТКОЙ ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

1.1. Обзор существующих технологий управления отработкой винтовых забойных двигателей при бурении скважин

Теоретические основы и принципы управления отработкой винтового забойного двигателя изучаются довольно давно. В настоящее время [42, 6, 9] проблема подведения и поддержания заданной нагрузки на долото может быть решена доступными средствами на базе использования:

- особенностей характеристик ВЗД, отражающих их взаимосвязь с основными параметрами режима бурения (дифференциальный перепад давления на ВЗД, осевая нагрузка, расход бурового раствора и др.).

Дифференциальный перепад давления – разность холостого давления (без нагрузки, давление на стояке) и рабочего давления (в режиме бурения).

- забойных гидравлических нагрузжателей и вибраторов.
- автоматизированных систем управления режимом бурения (АСУ РБ) с оптимальными схемами и параметрами регулирования.

В разрезе изучения средств управления отработкой ВЗД и вопросов регулирования и передачи осевой нагрузки на забой [39, 40, 28, 5, 6], отмечается, особые условия бурильной колонны, и ограниченная информативность управления процессом по наземным параметрам способствует зависанию инструмента в скважине, особенно в глубоком и наклонно-направленном бурении. По [42], один из наиболее эффективных способов борьбы с зависанием бурильной колонны и решения проблемы создания осевой нагрузки на долото - отказ от традиционного нагружения за счет веса колонны труб и введение в КНБК забойного механизма

подачи. Рядом компаний («Буровая техника», Пермнефтемашремонт, BakerHughes и др. [58]) разрабатываются различные механизмы подачи долота, выполненные в виде гидравлического нагружателя телескопического типа, ходящего в состав КНБК.

По [42], применение гидравлического нагружателя обеспечивает следующие эксплуатационные преимущества в процессе бурения:

- автоматическую подачу долота, исключая зависание бурильной колонны на стенках скважины на неvertикальных участках профиля.

- увеличение механической скорости и ресурса работы долота.

- снижение числа отказов и повреждений ВЗД, телеметрической системы и бурильной колонны вследствие демпфирования вибрации долота.

По [42], другое перспективное направление проблемы зависания бурильной колонны - генерирование продольных и поперечных колебаний в КНБК. В данном направлении отмечается осциллятор фирмы Andergauge. Осциллятор создает продольные колебания в КНБК в процессе бурения наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин профиля скважин. Осциллятор располагается над забойным двигателем.

По [33, 1] существует автоматизированный комплекс управления для штатных регуляторов подачи долота, на основании эволюции сигналов давления в напорной линии и нагрузки на крюке поддерживает заданный диапазон крутящего момента ВЗД. Поддержание осуществляется автоматического управления скоростью подачи бурового инструмента.

Существует автоматизированная пневмомеханическая система Wildcat. Система основана на базе ленточного тормоза буровой лебедки.

Исполнительным механизмом выступает пневмомотор, воздействующий на рычаг тормоза, через подъемный блок и трос.

В РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, по [33, 1], предложен и апробирован на практике способ управления отработкой ВЗД по реакции приводного двигателя бурового насоса на изменение нагрузки на его валу при отклонении крутящего момента ВЗД от заданного (рисунок 1) [53]. Данный способ не предполагает измерения давления нагнетания и не требует специальных датчиков давления, а основан на регистрации нагрузки приводного двигателя средствами, входящими в штатную систему управления буровой установки. В алгоритме используется метод «дерева возможных ситуаций».

Способ используется:

- для поддержания оптимальной подачи насоса в процессе углубления скважин с учетом гидравлических характеристик забойных исполнительных устройств.

- для оптимизации оптимальных гидродинамических режимов течения жидкости в скважине (оптимальных частот ходов насоса), обеспечивающих минимум неравномерности расхода и давления по длине напорной линии, что способствует более равномерному вращению вала ВЗД, стабилизирует динамический режим системы «ВЗД - долото - горная порода», улучшает условия эксплуатации забойного телеметрического комплекса.

Основы и принципы управления отработкой винтового забойного двигателя находят отражение в известных запатентованных способах и системах:

- 1) Система автоматического процесса бурения, содержащая датчики механической скорости и осевой нагрузки и экстремальный регулятор. Автоматический поиск режима бурения ведется по осевой нагрузке [51].

2) Способ управления работой в скважине, при котором осуществляют построение модели процесса бурения. В процессе получают множество результатов измерений условий бурения, осуществляют определение оптимальных параметров и передачу в систему управления наземным оборудованием [54].

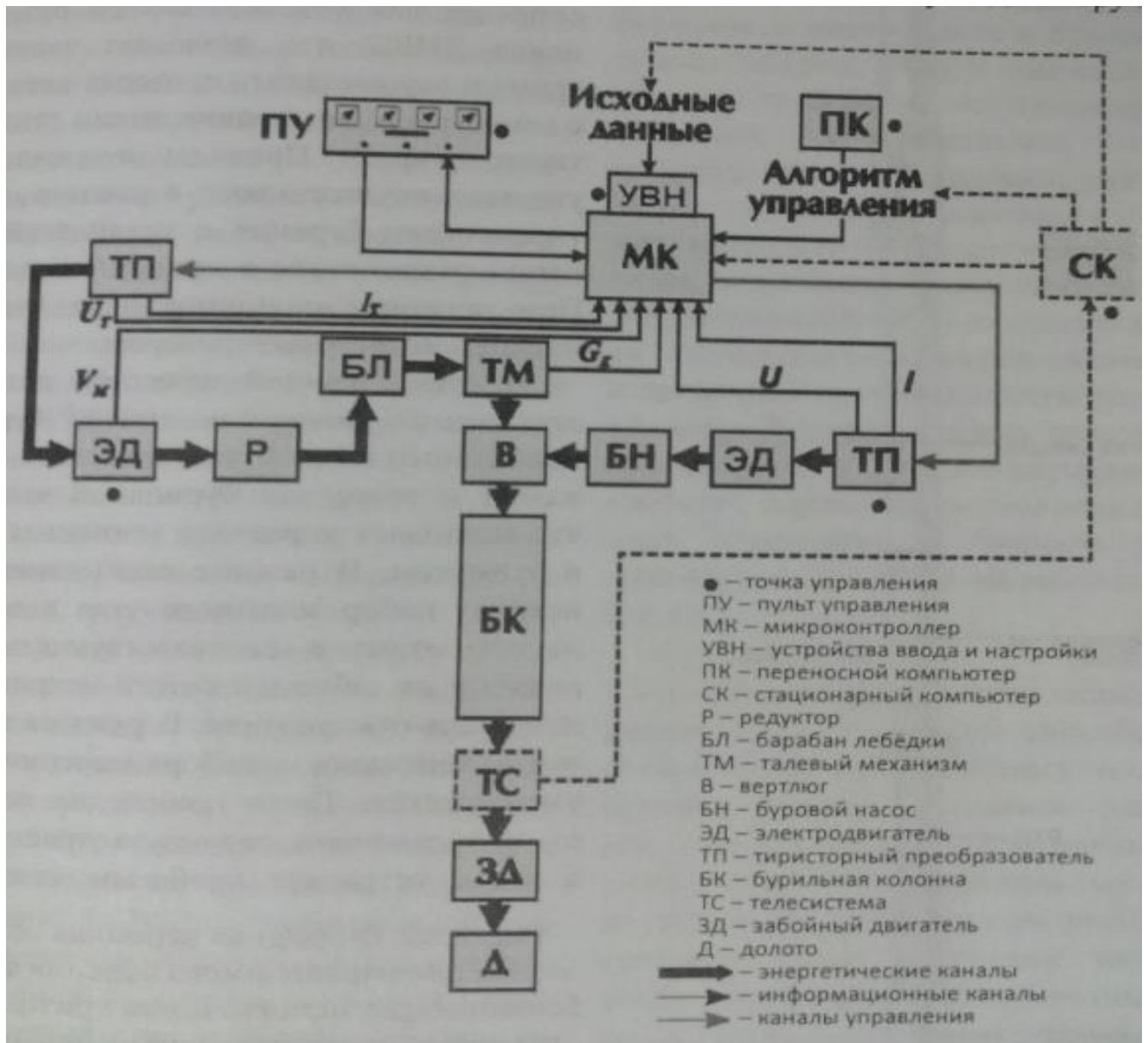


Рисунок 1. Функциональная схема АСУ РБ для установок с тиристорным электроприводом постоянного тока и РПДЭ [53]

3) Способ бурения на основе механической удельной энергии (MSE). При бурении используют нагрузку на долото, выбранную на основе автоматизированного сравнения оптимальной MSE [49].

4) Способ автоматизации подачи долота - над долотом устанавливается устройство (с проточными отверстиями). Осевую нагрузку на долото при бурении определяют по перепаду давления в циркуляционной системе [52].

5) Автоматизация процесса бурения осуществляется с помощью регулятора подачи бурового инструмента, который снабжен датчиком давления, индикатором давления, задатчиками рабочего и предельно допустимого давления. При использовании регулятора контролируется давление в манифольдной линии, и в зависимости от буримых пород автоматически меняется скорость подачи инструмента [50].

6) Способ регулирования процесса бурения основанный на задании режима бурения, времени прогнозирования момента подъема долота, измерении механической скорости проходки и времени бурения, поддержании заданного оптимального значения нагрузки на долото [55].

7) Метод оценки выходной мощности ВЗД в забойных условиях. В методе предлагается последовательность процедур и расчетные зависимости для установления заданного режима бурения по показаниям давления на стояке при различных расходах бурового раствора [42].

Сегодня также известно множество различных технологий управления отработкой ВЗД.

Все известные УПД разделяются на четыре основные группы [1, 44,35, 43, 10]:

1) Автоматы подачи, работающие в зависимости от выделяемой на бурение мощности.

2) Автоматы подачи, работающие в зависимости от натяжения талевого каната (нагрузки на долото).

3) Регуляторы подачи, осуществляющие равномерную подачу инструмента (регуляторы отличаются от автоматов подачи в основном тем, что у них отсутствует реверс бурильной колонны).

4) Стабилизаторы веса, осуществляющие подачу инструмента при постоянстве заданной осевой нагрузке на долото.

Существует ряд конструкций УПД. Например, регулятор подачи электрический (РПД - Э) обеспечивает: поддержание заданного значения осевой нагрузки на долото и поддержание постоянной скорости подъёма или подачи бурильной колонны. Параметры - (скорость) задаются с пульта управления. Также существующие тормозные системы буровых лебедок предназначены для плавной подачи бурильной колонны по мере углубления скважины. Системы классифицируются на:

- Ленточные тормоза.
- Гидродинамические тормоза.
- Электромагнитные тормоза.

Принцип действия тормоза основан на том, что при подаче постоянного напряжения на катушки возбуждения появляется магнитный поток статора. Путем регулирования тока возбуждения можно плавно изменять величину тормозного момента. Принцип действия РПД-Э также основан на воздействии на обмотку возбуждения моторгенератора, вращаемого асинхронным электродвигателем.

В результате проведенного исследования, по рассмотренной тематике управление отработкой ВЗД в процессе бурения, изучены основные подходы, реализованные в известных моделях автоматизации процесса бурения.

Основным моментом [42], при управлении отработкой ВЗД с переменным перепадом давления необходимо учитывать гидромеханические эффекты с положительной обратной связью (бурильная колонна - ВЗД - долото), в которой увеличение крутящего момента (например, при вхождении долота в пропласток менее прочных пород) приводит к росту перепада давления в ВЗД, что в свою очередь сопровождается удлинением бурильной колонны и как следствие приводит

к соответствующему увеличению осевой нагрузки на долото и еще большему росту крутящего момента.

Применение регулятора подачи бурового инструмента, [2, 33] способно осуществить эффективное управление отработкой ВЗД по дифференциальному перепаду давления на двигатель, а также выступать средством автоматизации процесса бурения. Одними из недостатков приведенных способов является - осуществление множества измерений, а также «при изменении условий проходки меняется крутящий момент на долоте. Это приводит к перегрузке и недогрузке забойного двигателя, а в отдельных случаях к торможению двигателя, а также к интенсивным колебаниям низа бурильной колонны. Кроме того, при больших углах наклона и в горизонтальных скважинах величина силы трения бурильной колонны о стенки скважины колеблется в больших пределах, что снижает эффективность буровых работ» [50]. Кроме того в некоторых приведенных способах предлагается следовать сложившейся регламентной технологии (отражено в технологической документации, к примеру долотная программа и др.) отработки ВЗД по осевой нагрузке. Управление ВЗД по дифференциальному перепаду давления считается перспективным и имеет резервы повышения эффективности бурения и качества строительства нефтяных и газовых скважин. На основании технологической документации базируется и регламентная технология управления отработкой ВЗД – УПД (ТЭП, РПД - Э). За базовую основу технологии управления отработкой ВЗД, в работе взята распространенная регламентная технология, индикатором которой выступает осевая нагрузка на долото, управление с помощью ТЭП. Выбор аргументирован доступностью, к изучению процесса управления технологией, широким применением ТЭП и др. Не имеет значения тип применяемого УПД, а важным критерием является системный подход к технологии управления отработкой ВЗД. Исходя из этого особое внимание в диссертации уделено

решению задач, возникающих при бурении скважин ВЗД с применением существующей технологий (применение ТЭП), и предлагаемой технологии управления отработкой ВЗД, основывающейся на эффективном управлении гидравлической энергией.

Предлагается усовершенствовать регулятор подачи долота [50]. Регулятор подачи бурового инструмента (далее по тексту регулятор) был изобретен и успешно применен на практике еще в 1991 г [33]. Он предназначался для автоматической подачи бурильного инструмента при бурении скважин только ВЗД. Регулятор позволяет одновременно обеспечить процесс автоматизации и соблюдения требований и режимов бурения современными ВЗД. Немаловажный факт – переоснащение уже существующих буровых установок не требует глобальной модернизации, при этом стоимость выполнения работ по установке регулятора несоизмеримо мала.

Таким образом, повышение эффективности технологии бурения нефтяных и газовых скважин ВЗД заключается, главным образом, в автоматизации процесса бурения и эксплуатации забойных двигателей по двум параметрам: контроль темпа изменения давления в нагнетательной линии и поддержания заданного дифференциального перепада давления на ВЗД. Контроль темпа изменения давления обеспечит более эффективную эксплуатацию оборудования в перемежающихся пропластках горных пород с разными физико-механическими свойствами. Поддержание заданного дифференциального перепада на ВЗД в свою очередь обеспечит: стабильную работу ВЗД; постоянный крутящий момент на долоте - «постоянство крутящего момента обеспечивает постоянный угол закручивания бурильной колонны, что особенно важно при бурении скважины ориентируемыми компоновками, и исключает недогруз и перегруз долота» [50]; уменьшит колебания низа бурильной колонны; позволит повысить гарантированный межремонтный период ВЗД без

конструктивных изменений и уменьшить количество СПО, что в свою очередь приведет к росту скорости бурения, сокращению сроков строительства скважин и к снижению аварий происходящих от перегрузок.

1.2. Регламентная технология отработки винтовых забойных двигателей

В последние годы, широко применяется технология бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин, в том числе с большими отходами от вертикали. При проведении профиля скважины, возникает проблема доведения и поддержания осевой нагрузки на долото, в условиях недостаточности информации о забойной ситуации.

Существующие недостатки и проблемы регламентной технологии отработки ВЗД, берут начало от роторного бурения. По [42, 28, 24, 25], недостатки - техническая невозможность непосредственного измерения осевой нагрузки на долото, вследствие чего приходится оперировать косвенным, замеряемым на поверхности показателем – весом на крюке талевого механизма буровой установки. При проводке же глубоких и, особенно, наклонно-направленных и горизонтальных скважин точно зафиксировать по весу на крюке осевую нагрузку на долото не представляется возможным. В процессе бурения бурильная колонна подвергается одновременному воздействию нагрузок – продольные, сжимающее, изгибающее, поперечные. Совокупность нагрузок и крутящего момента приводит к потере устойчивости и приобретению сложной формы бурильной колонны. Физической моделью бурильной колонны, является пружина, с переменными характеристиками. Передача осевой нагрузки забюю осуществляется через «пружину». Недостаток регламентной технологии является – косвенная и недостоверная информация о забойной ситуации.

Регламентная технология управления отработкой ВЗД, отображается в технологической документации на строительство скважины. Рассмотрим некоторые регламентирующие документы, обязывающие инженерно-технологический персонал, задействованный в строительстве нефтяных и газовых скважин, соблюдать предписания режимов бурения.

Выборочный список регламентирующей документации, примеры:

1) Ведомственные строительные нормы [45], ВСН 39-86 от 01.01.1987 года (приложение 8 Геолого-технический наряд, таблица – прочее оборудование, раздел режим бурения пункт 18 - осевая нагрузка, т.) (рисунок 2).

2) Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. РД 39-0148052-537-87 от 28.01.1987 года [47] (пункт 2 - методические и инструктивные указания по заполнению разделов рабочего проекта, подпункт №2.1.40, таблица 8.1, раздела 8 - углубление скважины, режимы бурения пункт 6 – осевая нагрузка, тс) (рисунок 3).

3) Долотной программа на строительство скважины. К примеру, утвержденная долотная программа бурения скважины № 1131, Восточного участка ОНГКМ, район ведения работ - Оренбургская область. К параметрам режима бурения относится осевая нагрузка, т (рисунок 4).

4) Режимно-технологическая карта (РТК). К примеру, утвержденная РТК для буровой № 23 Гремячевского месторождения, район ведения работ - Оренбургская область. К параметрам режима бурения относится осевая нагрузка, т. (рисунок 5).

5) Геолого-технический наряд (ГТН). К примеру, утвержденный ГТН Восточно-Сургутского месторождения (рисунок 6).

6). Паспорт на долото и другие (рисунок 7).

		Утверждены		
		Приказом Миннефтепрома СССР		
		от 6 августа 1986 г. № 443,		
		Приказом Мингазпрома СССР		
		от 4 декабря 1986 г. № 275,		
		Приказом Мингео СССР		
		от 31 декабря 1986 г. № 705		
ВЕДОМСТВЕННЫЕ СТРОИТЕЛЬНЫЕ НОРМЫ				
ИНСТРУКЦИЯ				
О СОСТАВЕ, ПОРЯДКЕ РАЗРАБОТКИ, СОГЛАСОВАНИЯ И				
УТВЕРЖДЕНИЯ				
ПРОЕКТНО-СМЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ				
НА СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ				
ВСН 39-86				
		Срок введения в действие		
		с 1 января 1987 года		
РАЗРАБОТАНЫ ВНИИОЭНГ Миннефтепрома СССР (к.э.н. Б.С. Лазарян, инж.				
15	Способ бурения			Техническая и технологическая характеристика
16	Тип забойного двигателя			
17	Тип и размер долот, количество долот	Режим бурения		
18	Осевая нагрузка, т			
19	Частота вращения ротора (долота), мин*			
20	Сила тока, А			
21	Подача насоса, л/с			
22	Давление на стояке, кг/м ²			
23	Количество насосов, диаметр втулок, число ходов в 1 мин			

Рисунок 2. Ведомственные строительные нормы [45]

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ «БУРЕНИЕ»
ВСЕСОЮЗНЫЙ ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ БУРОВОЙ ТЕХНИКИ
/ВНИИБТ/

МАКЕТ РАБОЧЕГО ПРОЕКТА
НА СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН
НА НЕФТЬ И ГАЗ

РД 39-0148052-537-87

Москва 1987

УТВЕРЖДАЮ
Первый Заместитель Министра

8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Таблица 8.1

Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК

Интервал, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК (см. табл. 8.2)	Режимы бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/ч
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Таблица 8.2

Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)									
	номер по порядку	типоразмер, шифр	расстояние от забоя до места установки, м	Техническая характеристика				суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, т	примечание
				наружный диаметр, мм	длина, м	масса, кг	угол перекоса осей отклонителя, град			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Рисунок 3. Макет рабочего проекта [47]

РЕЖИМНО - ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА для буровой № 23 Гремячевского месторождения

Скважина наклонно-направленная с отходом забоя от вертикали - 521м по азимуту истинному - 183°23'05" магнитному - 173°27'05"

№	Геологический возраст	Интервал бурения		Мощность М	Работа долот				Тип забойного двигателя	Режим бурения			
		от М	до М		Тип долот (код IADC)	Проходка М	К-во долот шт	Насадки		Мех. скорость М/час	Нагрузка Т.	Давление атм.	Производ. насосов л/с
508													
1	Четвертичные отл.	0	20	20	508 (Шнек)	20	1	-	6	СВП	В.И.	20	до 25
393.7 БУРИНТЕХ													
1	Четвертичные отл. Татарский ярус	20 82	82 350	62 268	393,7 В 619 Т.38* (S223)	330	1	9x11	37 34	ВСП 90-120 об/мин	5-12	до 110	55
295.3 Halliburton													
1	Татарский ярус	350	360	10	295,3 SBR 117	10	1	1x18;1x19;1 x20	5	ДР-240(5x6) 10/160 об/мин	7-11	110-130	40,0
2	Татарский ярус В-Казанский п-ярус Калиновская свита Уфимский ярус Иреньский горизонт Филипповский гор-т Артинский ярус	360 421 552 557 664 790 873	421 552 557 664 790 900	61 131 5 107 126 83 27	295,3 FX55*	540	1	9x20	20	ДР-240(5x6) 40/180 об/мин	6-14	140-180	55-60
215.9 Halliburton & Smith													
1	Артинский ярус	900	910	10	215,9 XS7GS**	10	1	3x18	5	ДР- 178(6/7).57 30/160об/мин	10-12	60-90	28
2	Артинский ярус Сакмарский ярус Ассельский ярус Верхний карбон Мячковский гор-нт Подольский гор-нт Каширский гор-нт Верейский гор-нт	910 935 1021 1128 1361 1541 1625 1833	935 1021 1128 1361 1541 1625 1833	25 86 107 233 180 84 208 66	215,9 FMN3843ZR	923	1	7x14	14,0	ДР- 178(6/7).57 30/220об/мин	6-12	120-160	35
3	Башкирский ярус Серпуховский ярус Окский горизонт	1899 2099 2264	2099 2264 2454	200 165 190	215,9 FX74D***	555	1	4x18 2x20	9	ДР- 178(6/7).57 40/220об/мин	6-12	160-180	35
4	Тульский горизонт Радеев.+Бобрик. г-т	2454 2504	2504 2600	50 96	215,9 GF45WYR	146	1	16x18x20	3,2	Д-178(7/8) 40/120об/мин	16-20	155-190	33

Перед спуском долота PDC при необходимости произвести очистку забоя ФМ и ШМУ

Глубина установки Яс-172 может быть изменена в зависимости от типа Яса

Начальник отдела бурения ДБ ОАО "ОН"

Попков Н.И.

Главный специалист отдела бурения ДБ

Филатов И.Ю.

Согласовано:
Главный инженер ЗАО "ОБН"

Горячев С.А.

Рисунок 4. Режимно-технологическая карта

ООО «Петробурсервис»

Интервал	Долота				Интервал бурения		Прокладка	Ориентировочное время бурения	Мех. скорость	Привод	Режим бурения		Гидравлика		
	№ п/п	Размер мм	Тип долота	Код ИАЭС	Количество долот	от м					до м	Метров	Циклы	Ротор/ВЗД	Нагрузка на долото, т
Кондуктор	1	393,7	DS(H) 419 S (DSH 519)	S422	1,0	10	100	90	9	ропор	8H-8	80-100	40-45	8*18 (5*18)	20-40
	2		DS(H) 419 S (DSH 519)	S422		100	400	300	20		15,0	8-12	80-120	53-55	8*18 (5*18)
Промежуточная колонна	3	295,3	DS(H) 519 S (DSH 619)	S422	1,0	400	500	100	5	ропор/турбина-ВЗД	9-15	30-80(180-220)	54-56	5*18 (6*18)	100-150
	4		DS(H) 519 S (DSH 619)	S422		500	1960	1460	208		7,0	9-15	0-40(180-220)	54-56	5*18 (6*18)
Пилотный ствол	5	220,7	DS(H) 613S (DSH 516)	S433-M222	1,0	1960	2300	340	48,5	ропор/ВЗД	10-15	30-80(180-220)	32-36	6*16(7*18)	120-160
Эксплуатационная колонна	6	220,7	DS(H) 613S (DSH 516)	S433-M222	1,0	1980	2205	225	32	ропор/ВЗД	6-12	0-40(180-220)	32-36	6*16(7*18)	145-180
	7	152,4	R22AP(CDII)	517	1,0	2205	2205			ВСП	5-9	60-80	14-16	3*16	60-80
Крышка гальванический ствол	8		DS(H) 713 M (MS 613)	M432		2205	2500	295	49	ВСП/ВЗД	5-12	0-40(140-180)	14-16	3*16; 3*10	110-140

Составил: Координатор проекта ООО «Петробурсервис»

Анищенко С.А.

Утверждаю: Начальник технологического отдела ЗАО «ТПНО»

П.С. Якимчук

Главный специалист по бурению ТО УСС ЗАО «ТПНО»

Т.Р. Калмуллин

Рисунок 5. Долотная программа

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер Сургутского УБР-3:

А.В.Горбачев

И.о.заместителя начальника Сургутского УБР-3:

Р.З.Халиуллин

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

ОАО "Сургутнефтегаз"

Сургутское УБР-3

Месторождение

Восточно-Сургутское

Тип бур. установки

БУ-3000ЭУК-1М

Мощность электродвиг.лебедки

560кВт

Оснастка талей

5 х 6

Насосы, тип, количество

УНБ-600-2шт.

Двиг. для насосов, тип

СДБО-710кВт-2шт

Оборудование устья

ОП-5 230/80х35

Н/направл.скв-на №

5208 куст - 543

Проектный горизонт

пласт ЮС2/1

Проектная глубина

3103 м

Цель бурения

нагнетание

Кровля пл. БС10/0

2320 м по вертикали

Кровля пл. ЮС0

2765 м по вертикали

Кровля пл. ЮС1/1

2790 м по вертикали

Кровля пл. ЮС2/1

2855 м по вертикали

Мощность пл.ЮС2/1

25 м

Уточненные проектные данныена кровлю пласта ЮС2/1:

1-я в 5-й позиции через 15м

Магнит. азимут 181°36'

Смещение 899м

Радиус круга допуска 100,0м

Альтитуда ротора 69,82 м

Азимут магнитный НДС 139°7'3"

В каждой скважине замерять расстояние от столба ротора до муфты кондуктора (А1) и указывать в справке на спуск кондуктора!

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ										ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ															
масштаб	ярус	свита	пласт	литологич. колонка	мощность по вертик.	глубина по стволу	пластовое давление	конструкция скважины, уровень цемен.	электрометрические работы	интервалы осложнен.	плотность, кг/м ³	вязкость, сек	водоотдача по АНИ, см ³ /30мин	статич.напряж.сдвиг, дПа	тип и раз-р долота	тип и раз-р турбо-ра	компон. бур.инстр.	диам.вт.-гряз.насоса	осев.нагруз.на дол.	произв.насосов,л/сек	давление насосов	проходка в интервале	к-во Долот по интер.	скорость проработ.	примечание
245мм	146мм	240	283	атм бур-ром.	влия ствела скв.	Т=1120-1200	Т=100-150	В=16-12																	
100	четвертичные				30	30			В открытом стволе: Ст.каротаж БК, БКЗ, ВИКИЗ Индукционный, Резистивиметр,																
200	олигоцен	туртас. новомик. атлымск.																							
300		атлымс																							

Рисунок 6. Фрагмент геолого-технического наряда

Рассмотренные технологические документы являются базовыми при строительстве скважины. Выполнение регламентных требований по управлению отработкой ВЗД, определяется должностными инструкциями инженерно-технологических работников буровой (бурильщик, супервайзер, буровой мастер и др.). Существующие регламенты и технические документы устанавливают требования к техническим средствам автоматизации процесса бурения, к примеру, ТЭП.

1.3. Некоторые проблемы технологического сервиса отработки винтовых забойных двигателей

Опыт применения ВЗД показывает эффективность отработки двигателей по дифференциальному перепаду давления [42, 56, 25]. В связи с этим очень важно рассмотреть вопросы регламентности технологии отработки ВЗД по дифференциальному перепаду давления на ВЗД, и связанные с этим проблемы регламентного руководства при строительстве нефтяных и газовых скважин.

Рыночные отношения применимы ко всем отраслям промышленности и в этом случае выигрывает тот, кто применяет наиболее технологичные и экономически обоснованные способы достижения конечной цели заказчика. В нефтяной и газовой промышленности, а именно при строительстве скважин, конечной целью можно считать достижение минимально возможных сроков строительства скважины, например путем повышения механической скорости проходки (МСП). Одним из способов при этом выступает применение сервисными подрядчиками высокотехнологичных винтовых забойных двигателей.

В настоящее время в России, в основном, преобладает отдельный сервис по оказанию технологических услуг при строительстве нефтяных и газовых скважин. Оказание услуг по инженерно-техническому

сопровождению (буровые растворы, долота, наклонно-направленное бурение, геолого-технологические исследования и т.д.), является неотъемлемой частью договоров на оказание сервисных услуг при строительстве нефтяных и газовых скважин. В свою очередь данная мера направлена на оптимизацию технико-технологического процесса бурения скважин. Контроль за предоставлением сервисных услуг на буровой, в большинстве случаев, осуществляет буровой мастер, технолог, супервайзер от бурового подрядчика, либо от заказчика. Одна из существующих организационных проблем сервиса – несогласованность отдельных технологических требований и вступление в конфликт интересов разных видов сервисов. Например, в долотной программе, рисунок 5, и в паспорте на долото, рисунок 7 [58], регламентным требованием по отработке долота является осевая нагрузка на долото. При этом отработка ВЗД требует соблюдение эффективного дифференциального перепада на ВЗД, [56, 9, 2, 9], в соответствии с единым регламентом отработки ВЗД ООО «ВНИИБТ-БИ» [56]:

1) п. 3.5.3.4.В процессе бурения необходимо поддерживать выбранное значение дифференциального перепада давления ($\Delta P_p = P_{\text{раб.}} - P_{\text{хол.}}$) постоянным. Контроль процесса бурения по дифференциальному перепаду осуществляется только при неизменном (постоянном) расходе промывочной жидкости. При бурении скорость подачи инструмента должна соответствовать такой величине, при которой дифференциальный перепад будет равен рекомендуемому или регламентному значению.

2) п. 3.5.3.5. Поддержание постоянным значения ΔP_p осуществляется изменением скорости подачи долота (V_p). Однако существуют породы, для разрушения, которых не требуется большого количества энергии, это рыхлые мягкие породы.

ВЗД постоянно совершенствуются, появляются новые забойные двигатели, технологии обработки, отличающиеся от применяемых ранее. Данный момент требует от буровиков новых знаний технологии обработки ВЗД, для достижения оптимальных показателей бурения (технологическая скорость, рейсовая скорость, качество строения ствола скважины и т.д).

SHARC

8-1/2" MSi716 PDC

(215.9 MM) ID:6421840502
ER:25139



The Smith High Abrasion Resistance Configuration (SHARC) bits are designed with the durability to withstand the demands of highly abrasive formations without sacrificing ROP.

Specifications

Total Cutters	49
Cutter Size	13mm (1/2"), 16mm (5/8")
Face Cutters	(8) 13mm, (25) 16mm
Gauge Cutters	(7) 16mm
Cone Cutters	(9) 16mm
Blade Count	7
Nozzles	3 Standard Series 60N, 4 Standard Series 40N
Bit Connection	4-1/2" API Reg.
Junk Slot Area (sq in)	n/a
Gauge	Length: 3" Protection: Options Available
Length	Make-Up: 11.567 Overall: 15.755
Fishing Neck	Diameter: 6 Length: 3.7

Operating Parameters

Rotary Speed	Suitable for Rotary & PDM
Weight-on-Bit	4,000 To 35,000 (lbs) 1,818 To 15,908 (daN) 2 To 16 (Tonnes)
Flow Rate (GPM)	325 To 800
Hydraulic Horsepower (HSI)	1 To 6

SMITH BITS

A Schlumberger Company

FEATURES

- Bit design and performance have been certified through the validation process prescribed by IDEAS simulation technology.
- Two rows of cutters provide superior stability and durability, and allow the bit to drill at maximum ROP for longer periods of time.
- Exclusive cutter material and design ensures maximum durability for abrasive formations and extends bit life.
- Blade and nozzle geometry are optimized for enhanced cleaning and maximum hydraulic efficiency.
- Bit design is available with ONYX cutters for improved thermal stability in harder, more abrasive formations, resulting in greater wear resistance, cutters remaining sharp longer, more footage drilled, and faster ROP.



Рисунок 7. Паспорт на долото PDC [58]

Однако подготовка кадров и повышение их квалификации в России сегодня находится на низком уровне – «базовая школа» не успевает за темпом развития в области эксплуатации ВЗД.

При бурении, буровики иногда пользуются Drill тестом, для оптимизации выбора технологии и режимов бурения. Данный тест является экспериментированием с разной нагрузкой на долото. Технологические результаты, которые приводят к самой оптимальной механической скорости бурения, признаются эффективными и применяются в дальнейшем. Данный способ требует высокой квалификации и не может эффективно использоваться в условиях с частым чередованием горных пород разной степени буримости без автоматизированных систем.

Наиболее доступным и простым является «способ контроля режима работы винтового двигателя в забойных условиях» [40]. Данный способ учитывает влияние гидравлического канала на энергетику винтового забойного двигателя, это особенно важно в неуравновешенных режимах, а неуравновешенные режимы в скважине происходят практически постоянно. Однако и этот способ не просто применять без дополнительных автоматизированных систем.

Исходя из этого, можно с уверенностью утверждать, что для повышения качества и коммерческой скорости строительства скважин, требуется согласованность технологических сервисов по выбору технологии отработки ВЗД, а также рассмотреть вопросы управления режимами отработки ВЗД, в частности автоматизированных систем контроля процессом бурения. Без автоматизированных систем, ограждающих любой процесс от ошибки человеческого фактора, невозможно добиться эффективного управления. В свою очередь эффективное управление это комплекс мероприятий, направленных на качественное выполнение и сокращение сроков достижения цели. Одним

из таких мероприятий можно считать квалификационную подготовку исполнителя (в условиях отсутствия автоматизированного процесса). Квалификация предполагает не только опыт, но и способность понимать происходящие процессы и вовремя реагировать на изменения.

Как в любом процессе, мониторингу строительства скважины уделяется большое внимание со стороны заказчика. Так, например, инженерно-техническими работниками (ИТР) ведется оперативный мониторинг диаграмм ГТИ. Общие данные сводятся в графическую диаграмму, рисунок 8. По итогам строительства скважины, разбираются основные проблемы и упущения, допущенные различными технологическими сервисами. Анализ включает сравнение пробуренной скважины с базовой – проект и лучшей скважиной на кусту. В результате вырабатываются мероприятия по оптимизации технологических процессов. По опыту бурения на месторождениях Оренбургской области, Ханты-Мансийского автономного округа и др., наблюдается постепенный переход от регламентной технологии управления отработкой ВЗД, к эффективной и предлагаемой в работе технологии управления ВЗД по дифференциальному перепаду давления. При этом барьером служит несогласованность технологических сервисов отработки оборудования, и отсутствие в основных регламентных документах прогрессивной технологии отработки ВЗД.

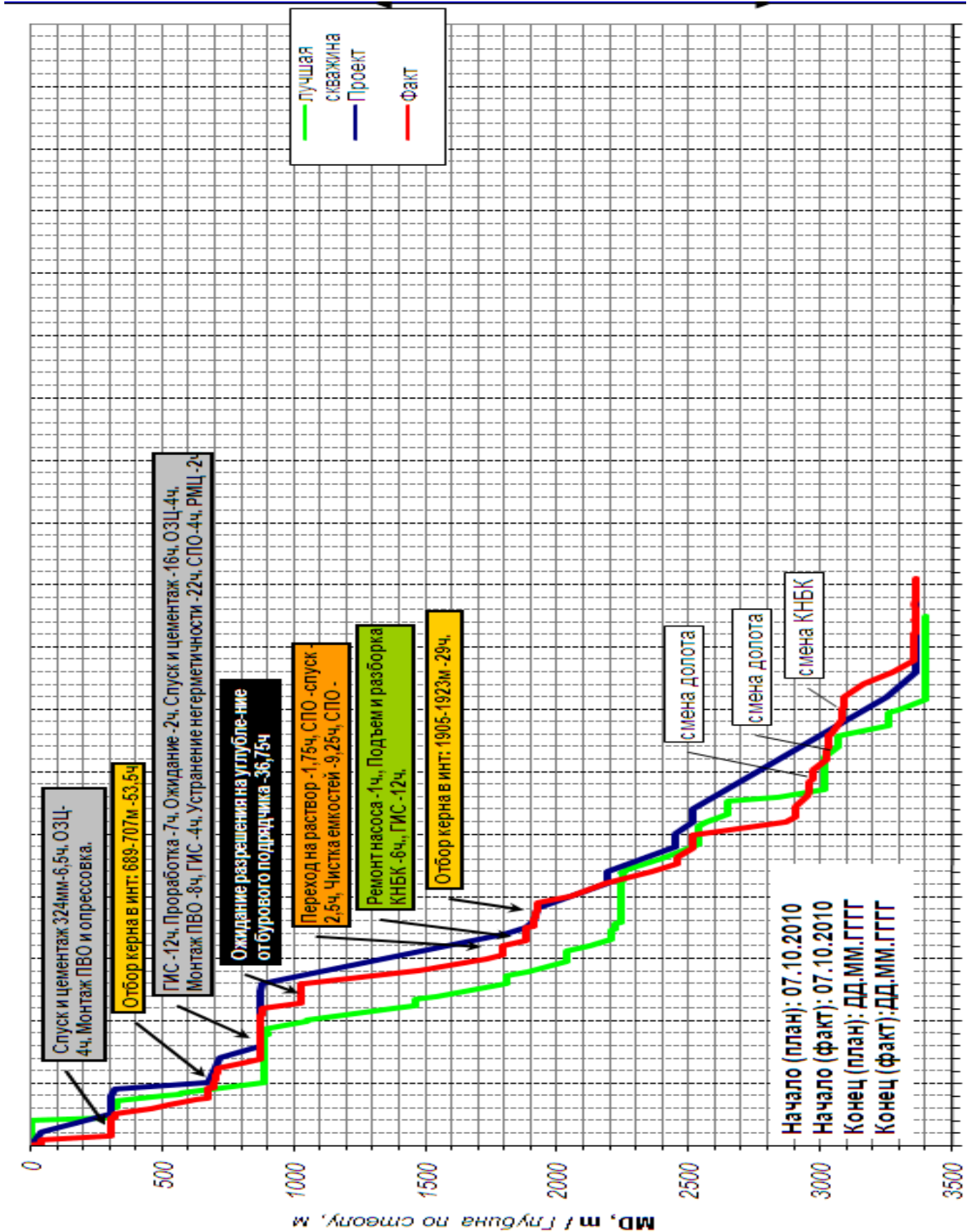


Рисунок 8. Диаграмма мониторинга строительства скважины

1.4. Вопросы выбора технологии управления режимами отработки винтовых забойных двигателей

Для оценки важности инструктивных требований по эксплуатации ВЗД, на которые не всегда обращают внимание при бурении скважин, рассмотрим характерный пример процесса бурения интервала под эксплуатационную колонну, рисунок 9 [17]. Бурение велось в 2012 году на действующей буровой установке, район ведения работ Западная Сибирь. При бурении использовался ВЗД ДГР-172. Режимы бурения, таблица 1.

Интервалы бурения:

1) Интервал – «а», группа породы I (по Л.А. Щрейнеру).

Нагрузка (G) подбиралась ступенчато 1 - 9 т, холостое давление - $P_x = 9,0$ МПа, дифференциальный перепад давления - $R_{\text{диф}}$ – до 4,0 МПа (кратковременно). Технология отработки ВЗД приближается к форсированному режиму, при этом бурильщик не поддерживает $R_{\text{диф}}$ постоянным. В этом случае, если применять регламентный РПД, нагрузку надо задавать равной $G = 6 - 7$ т, при этом эффективный $R_{\text{диф}} = 2,5$ МПа.

2) Интервал – «б», группа породы II (по Л.А. Щрейнеру). Нагрузка в диапазоне $G = 7,5 - 9,5$ т., $R_{\text{диф}} = 0,5 - 2,0$ МПа. Такой режим также нельзя признать оптимальным, и в этом случае в технологию применения регламентным РПД необходимо внести корректировку и задавать нагрузку $G = 10$ т. При этом эффективный $R_{\text{диф}}$ будет равен примерно 2,0-2,5 МПа. В конце бурения интервала «б», наблюдается резкий скачок давления в нагнетательной линии и скачек момента на роторе, это четкий признак заклинки долота, а не двигателя.

Механизм возникновения заклинки долота состоит в бурении последних сантиметров прочного пласта под действием большой осевой нагрузки, долото, продавив остатки прочного пласта, внедряется в менее

прочную породу на большую глубину, вращение прекращается, растет реактивный момент, M_r и перепад давления. В одних случаях срабатывает защита буровых насосов, в других, как и в этом, бурильщик отрывает долото от забоя. Последнее приводит к резкой разгрузке ВЗД, сбросу накопившейся гидравлической энергии и к возникновению больших крутильных колебаний низа бурильной колонны, а это может привести к резбовым отворотам. Для того чтобы не происходило заклинок долота в подошве прочного пласта, необходимо заблаговременно откорректировать нагрузку в регламентном РПД, разумеется, что практически это выполнить невозможно. При бурении интервала «а», технология отработки ВЗД повторяется - ступенчатый подбор нагрузки, и непостоянство поддержания Рдиф.

Такие примеры в бурении встречаются нередко. В рассмотренном случае РПД по нагрузке, приходилось бы корректировать 3 раза, при этом каждый раз подбирать оптимальную нагрузку. Похожие проблемы имеются при использовании РПД-Э по поддержанию заданной скорости подачи инструмента, вероятно поэтому вышеуказанные автоматы не нашли широкого применения. Постоянная корректировка режимов бурения при применении регламентной технологии увеличивает величину рейсовой скорости бурения скважины.

Таблица 1 - Режимы бурения интервала 1612 -1635 м ВЗД ДГР-172 и рекомендации по режиму бурения

Интервал, группа породы (по Л.А. Щрейнеру)	G, т	$P_{x.x.}$, МПа	ΔP , МПа	Технология	Необходима корректировка ТЭП
«а», I	ступенчато 1-9	9,0	до 4,0	не эффективна	$G = 6-7$ т. $\Delta P = 2,5$ МПа.
«б», II	7,5 - 9,5	9,0	0,5- 2,0		$G = 10$ т 2,0-2,5 МПа

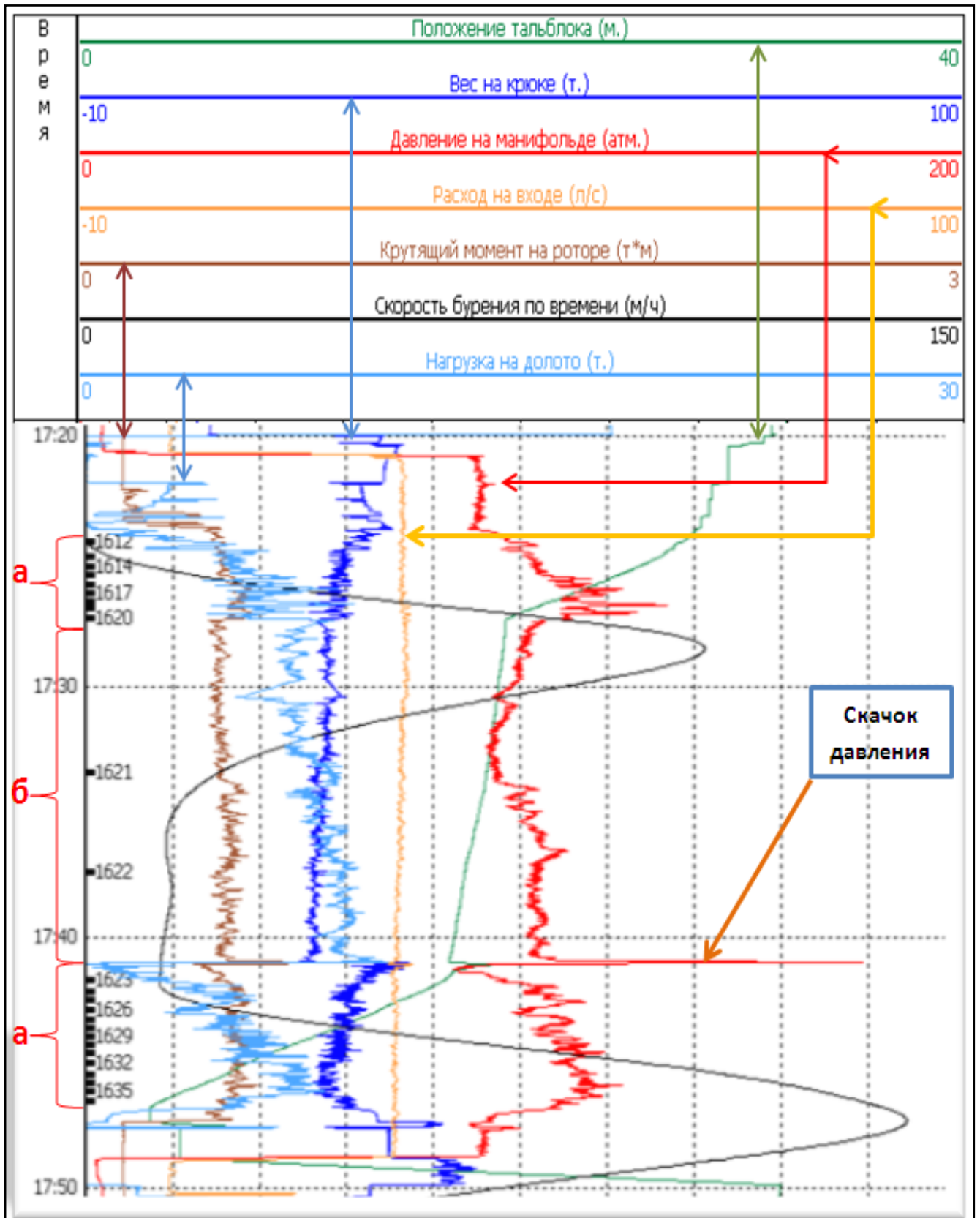


Рисунок 9. Характерный пример процесса бурения скважины, по диаграмме ГТИ. Интервал, группа породы (по Л.А. Щрейнеру) - «а», I; «б»,

1.5 Выводы по главе

Выбор оптимальной технологии бурения заключается в сочетании максимально эффективных режимов бурения и в способности технологии управлять данными режимами в разрезе постоянного мониторинга процесса строительства скважины. Управление ВЗД по дифференциальному перепаду давления считается перспективным и имеет резервы повышения эффективности бурения и качества строительства нефтяных и газовых скважин. Одними из недостатков существующих технологий управления отработкой винтовых забойных двигателей является осуществление множества измерений, кроме того в некоторых приведенных способах предлагается следовать сложившейся регламентной технологии. Таким образом, повышение эффективности технологии бурения нефтяных и газовых скважин ВЗД заключается, главным образом, в автоматизации процесса бурения и эксплуатации забойных двигателей по двум параметрам: контроль темпа изменения давления в нагнетательной линии и поддержания заданного дифференциального перепада давления на ВЗД.

ГЛАВА 2 ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

2.1. Характерные особенностей эксплуатации и влияние энергетических характеристик винтовых забойных двигателей на механическую скорость бурения

Для выбора эффективной технологии отработки ВЗД необходимо выделить характерные типы ВЗД и методы их эксплуатации. По [42, 4, 23, 7], ВЗД классифицируются по 20 признакам, таблица 2.

Таблица 2 – классификация ВЗД

Классификация ВЗД	По частоте вращения выходного вала/ВЗД
1. По назначению 2. По наружному диаметру 3. По частоте вращения выходного вала 4. По кратности действия рабочих органов 5. По кинематике рабочих органов и др.	1. Обычные ($n=80-200$ об/мин)/ 95–240 мм 2. Быстроходные($n > 200$ об/мин)/ 43-88 мм 3. Тихоходные ($n < 80$ об/мин)

Исходя из опыта работы автора на российских и зарубежных проектах строительства скважин, у инженерно-технических работников устоялось следующее понимание классификации ВЗД: к быстроходным относят ВЗД с заходностью секции рабочих органов (СРО) $\leq 5/6$, к тихоходным $\geq 6/7$. Поэтому, далее в работе уделяется внимание уже сложившейся в практике классификации ВЗД, из которой возникает понимание бурильщиком технологии управления отработкой ВЗД. Каждый

тип ВЗД, быстроходный и тихоходный, характеризуется определенной технологией обработки и разной реакцией на создание осевой нагрузки. Одним из способов повышения механической скорости проходки при бурении скважин, можно считать применение высокотехнологичных ВЗД [15]. К данному типу современного оборудования по сложившейся практике классификации, можно отнести высокооборотные или так называемые быстроходные ВЗД с высокой частотой вращения выходного вала.

Рассмотрим теоретические основы преимущества высокооборотных перед тихоходными ВЗД. Следуя [32] - «важным различием между этими типами ВЗД с точки зрения энергетики, являются выдаваемая двигателем мощность и момент силы на выходном валу. При одинаковой приводной гидравлической энергии промывочной жидкости, быстроходный двигатель может существенно уступать тихоходному по этому показателю (момент силы)».

Рассмотрим несколько показателей:

1) Обороты выходного вала и мощность ВЗД. В качестве примера используем данные [32, 16, 15] – «энергетические характеристики ВЗД, рисунок 10 – быстроходные ВЗД – ДГР-178М 6/7.57 и тихоходные ВЗД – ДГР-178М 7/8.37. Справочные паспортные характеристики ВЗД 178 приводятся в таблице 3 [58]. Частоты вращения выходного вала быстроходного ВЗД – 240 об/мин, тихоходного – 136 об/мин, при расходе промывочной жидкости 33 л/с. Гидравлическая мощность рассчитывается по известной формуле $N_{гидр}$:

$$N_{гидр} = Q P \quad (1)$$

Q – расход рабочей жидкости, л/с. P – перепад давления, МПа.

При подводимой энергии жидкости мощностью в $N_{гидр} = 145$ кВт, на выходе тихоходный выдает более 60 кВт, а быстроходный менее 40 кВт».

Таблица 3. Технические характеристики ВЗД (габарит 178) [58]

1 ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА													
1.1 Основные параметры и размеры													
1.1.1 Шифр	ДГР-178М.9/10.28	ДГР-178М.9/10.28-01	ДГР-178М.9/10.35	ДГР-178М.9/10.35-01	ДГР-178М.7/8.37	ДГР-178М.7/8.37-01	ДГР-178М.6/7.57	ДГР-178М.6/7.57-01	ДГР-178М.6/7.68	ДГР-178М.6/7.68-01	ДГР-178М.6/7.62	ДГР-178М.6/7.62-01	
1.1.2 Тип	Винтовой - гидравлический												
1.1.3 Диаметр корпуса наружный, мм	178												
1.1.4 Диаметр максимальный, мм (для исполнения -01)	195												
1.1.5 Размер по «пятке» регулируемого переводника, мм	186												
1.1.6 Длина, мм, не более	5750	6350	6950						7950				
1.1.7 Длина шпинделя до места искривления, мм	1880												
1.1.8 Углы искривления регулируемого кривого переводника, $\pm 5'$	0°, 0°20', 0°39', 0°57', 1°15', 1°31', 1°46', 1°59', 2°10', 2°19', 2°25', 2°30'												
1.1.9 Масса, кг	813	815	894	898	1002	996	992	996	992	996	1027	1031	
1.1.10 Диаметры применяемых долот, мм	214,3-244,5												
1.1.11 Присоединительные резьбы по ГОСТ Р 50864: - к долоту - к бурильным трубам	3-117 3-133												
1.1.12 Длина активной части статора, мм	2400	3000	3600						4600				
1.1.13 Заходность	9/10				7/8				6/7				
1.1.14 Число шагов секции рабочих органов	2,8	3,5	3,7				5,7	6,8		6,2			
1.2 Показатели назначения													
1.2.1 Расход рабочей жидкости, л/с	25-35												
1.2.2 Частота вращения выходного вала, на холостом ходу, c^{-1} (об/мин)	1,8-2,5 (108-150)				1,6-2,4 (96-144)		3,0-4,0 (180-240)		3,8-5,0 (228-300)		2,6-3,5 (156-210)		
1.2.3 Перепад давления на холостом ходу, МПа	2,2-3,3	2,5-3,6		2,0-3,3			2,4-4,0		3,5-5,0		2,3-3,0		
1.2.4 Момент силы на выходном валу в режиме максимальной мощности, кН·м	8,0-10,0	10,0-12,0		9,0-12,0			7,5-9,5		7,5-9,5		9,6-11,8		
1.2.5 Частота вращения выходного вала, в режиме максимальной мощности, c^{-1} (об/мин)	1,5-1,9 (90-114)				1,1-1,7 (66-102)		2,2-3,0 (132-180)		3,1-4,1 (186-246)		1,9-2,6 (114-156)		
1.2.6 Максимально допустимый дифференциальный перепад давления на ВЗД при работе, МПа*	2,2	2,8		3,0			4,6		5,5		5,5		
1.2.7 Мощность максимальная, кВт	75-120	95-145		62-128			104-180		146-245		115-193		
1.2.8 Максимальный эффективный КПД, %	45												
1.2.9 Нагрузка на долото, кН	200												

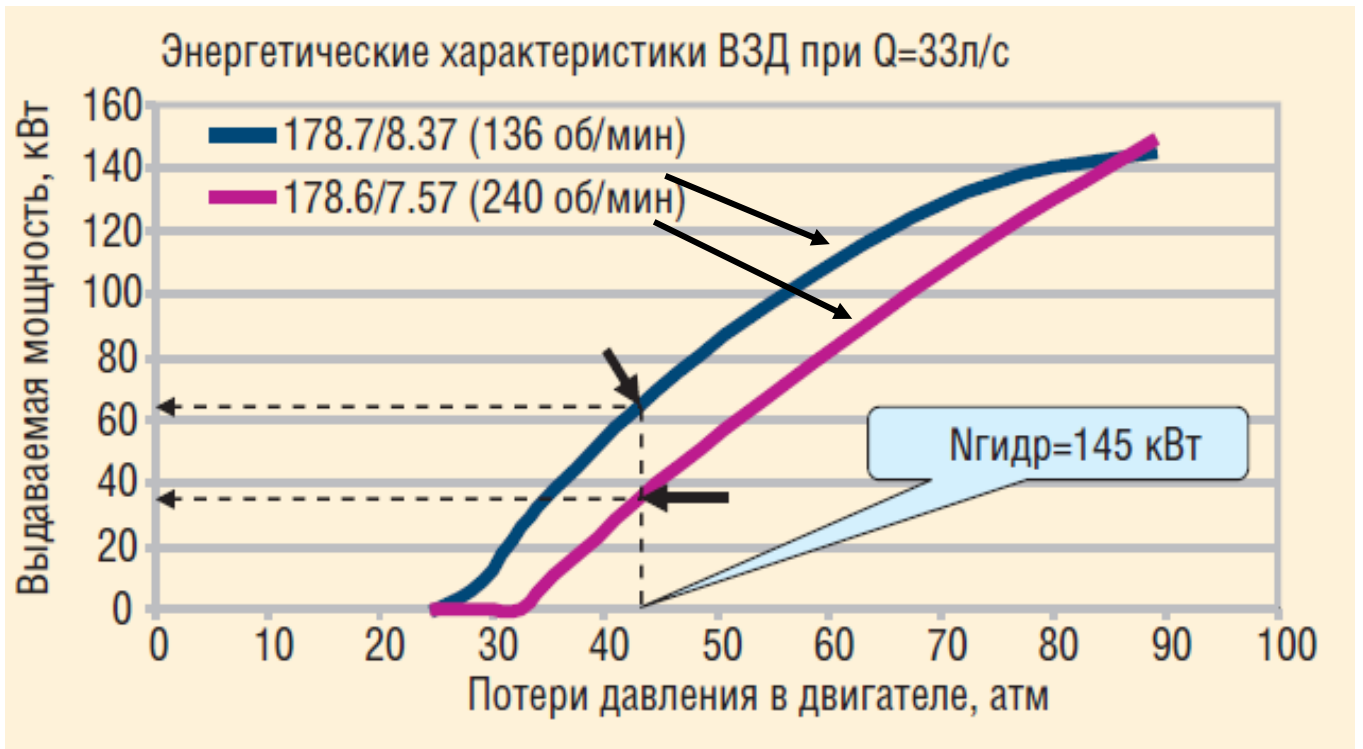


Рисунок 10. Энергетические характеристики ВЗД [32]

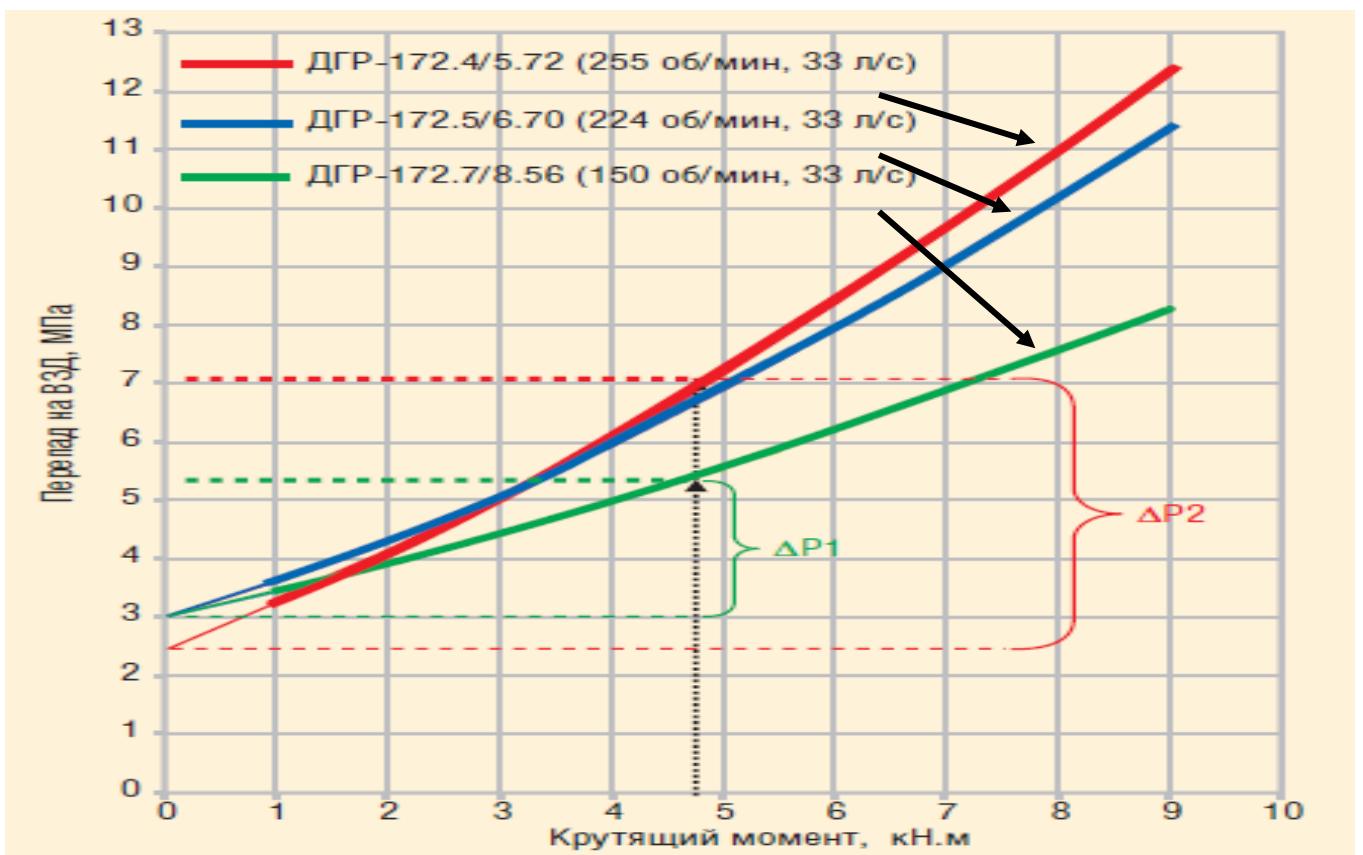


Рисунок 11. Соотношение перепада давления и крутящего момента на ВЗД [32, 16]

Указанные стендовые характеристики говорят об энергетических возможностях ВЗД.

2) Соотношение гидравлической энергии и крутящего момента. Рассмотрим материал по [32, 16,15]. На рисунке 11, показано: стендовые характеристики 3-х ВЗД – ДГР-172.4/5.72, ДГР-172.5/6.70 – быстроходный ВЗД с частотой оборотов выходного вала 255 и 224 об/мин на 33 л/с, ДГР-172.7/8.56 тихоходный ВЗД с частотой оборотов выходного вала 150 об/мин на расходе 33 л/с; зависимость крутящего момента на выходном вале ВЗД от перепада давления на ВЗД; $\Delta P_1(2)$ – дифференциальный перепад давления на ВЗД при различном перепаде давления на ВЗД.

По [32,16, 15] – «для обеспечения того же крутящего момента на долоте при прочих равных условиях быстроходному ВЗД требуется больше гидравлической мощности, чем тихоходному. Только в таком случае скорость проходки с быстроходным ВЗД будет выше пропорционально частоте вращения долота. При резком увеличении момента на долоте необходима дополнительная гидравлическая мощность для его преодоления намного больше, чем с тихоходным, рисунок 11. С тихоходным ВЗД, даже меньшей мощности, в таких условиях тормозной режим происходит намного реже, так как его дифференциальные перепады давления (ΔP_1 , рисунок 11) в 2 раза ниже». Таким образом, бурение пород с разными физико-механическими свойствами приводит к скачкам давления, а, следовательно, к тормозному режиму ВЗД.

Теоретический анализ характеристик ВЗД:

1) По [8, [23] – «кратность действия является основным параметром ВЗД, что наглядно иллюстрируется теоретическими кривыми», рисунок 12 – зависимость момента (M) и частоты вращения (n) ВЗД от кинематического отношения рабочих элементов - i .

Кинематическое отношение - i - разность количества зубьев ротора и статора секции рабочих органов (СРО) ВЗД. По [8] - «характеристики ВЗД необходимы для выбора оптимальных параметров режима бурения и поддержания их в процессе долбления, а также для определения путей дальнейшего совершенствования конструкции ВЗД и технологии бурения с их использованием. В последнее время внимание к характеристикам ВЗД все более повышается. Это связано с внедрением регулируемых приводов буровых насосов, для эффективного использования которых знание характеристик гидромашины становится неременным условием; распространение новых технологий (наклонно направленное и горизонтальное бурение, бурение с использованием непрерывных труб), особенно чувствительных к изменению режимов работы ВЗД. Современные программы бурения ведущих зарубежных фирм предусматривают стендовые испытания каждого гидродвигателя с целью получения их фактических характеристик. Несмотря на дополнительные затраты, это позволяет наиболее эффективно использовать ВЗД, в частности, косвенно по давлению на стояке контролировать нагрузку на долото, что в конечном итоге приводит к улучшению технико-экономических показателей процесса бурения». [8, 23] выделяет «статические и динамические характеристики ВЗД. Статические характеристики отражают зависимости между переменными гидродвигателя в установившихся режимах. Динамические характеристики определяют соответствующие зависимости в неустановившихся режимах и обуславливаются инерционностью происходящих процессов. К динамическим относятся и пусковые характеристики гидродвигателя. Статические характеристики ВЗД можно условно классифицировать как стендовые и нагрузочные. Стендовые характеристики (как функции от крутящего момента) определяют в результате испытания гидродвигателя. Нагрузочные характеристики (как функции от осевой нагрузки) чаще всего

рассчитываются по стендовым характеристикам для конкретных условий бурения. Типичные стендовые характеристики винтового двигателя представлены на рисунке 13 [23]. По мере роста момента (M) перепад давления (p) увеличивается практически линейно, а частота вращения (n) снижается вначале незначительно, а при приближении к тормозному режиму - резко. Кривые мощности (N) и общего КПД (η) имеют экстремальный характер. Различают четыре основных режима: холостой ($M=0$); оптимальный (максимального КПД); экстремальный (максимальной мощности) и тормозной ($n = 0$). Оптимальный режим смещен влево по отношению к экстремальному, т.е. наступает при меньших значениях крутящего момента. Как правило, экстремальный режим, соответствующий условиям наиболее эффективного разрушения горных пород, расположен рядом с границей зоны устойчивой работы ВЗД, при достижении которой дальнейшее увеличение нагрузки приводит к торможению двигателя».

В [27] приведено описание объемного винтового двигателя и характеристика ВЗД Д2-172. Характеристики ВЗД - «при расходе промывочной жидкости 23-36 л/с и перепаде давления 4-6 МПа, двигатель Д2-172 развивает мощность 33 – 9,19 кВт, при частоте вращения вала 115-220 об/мин. Таким образом, объемный двигатель имеет вполне приемлемую для работы породоразрушающего инструмента характеристику, и в первую очередь для шарошечных долот. Он имеет невысокие разгонные частоты и обладает большой нагрузочной способностью».

Рассмотрим пример, рисунок 14, применения быстроходных ВЗД и тихоходных ВЗД в реальных условиях. Бурение велось в Западной-Сибири. Отработка оборудования производилась в следующей последовательности - сначала ДГР-172.5/6.70, далее ВЗД ДГР-172.7/8.56. Двигатели отработывали совместно с долотом 215.9 PDC. Геология предлагаемого к рассмотрению интервала бурения 800 - 2084 м - мягкие

породы (глина, алевроит, аргиллит, алевролит, песок), 4 категории твердости (по Л.А. Шрейнеру). Плановая скорость в интервале до алымской свиты 2050 м – 70 м/ч.

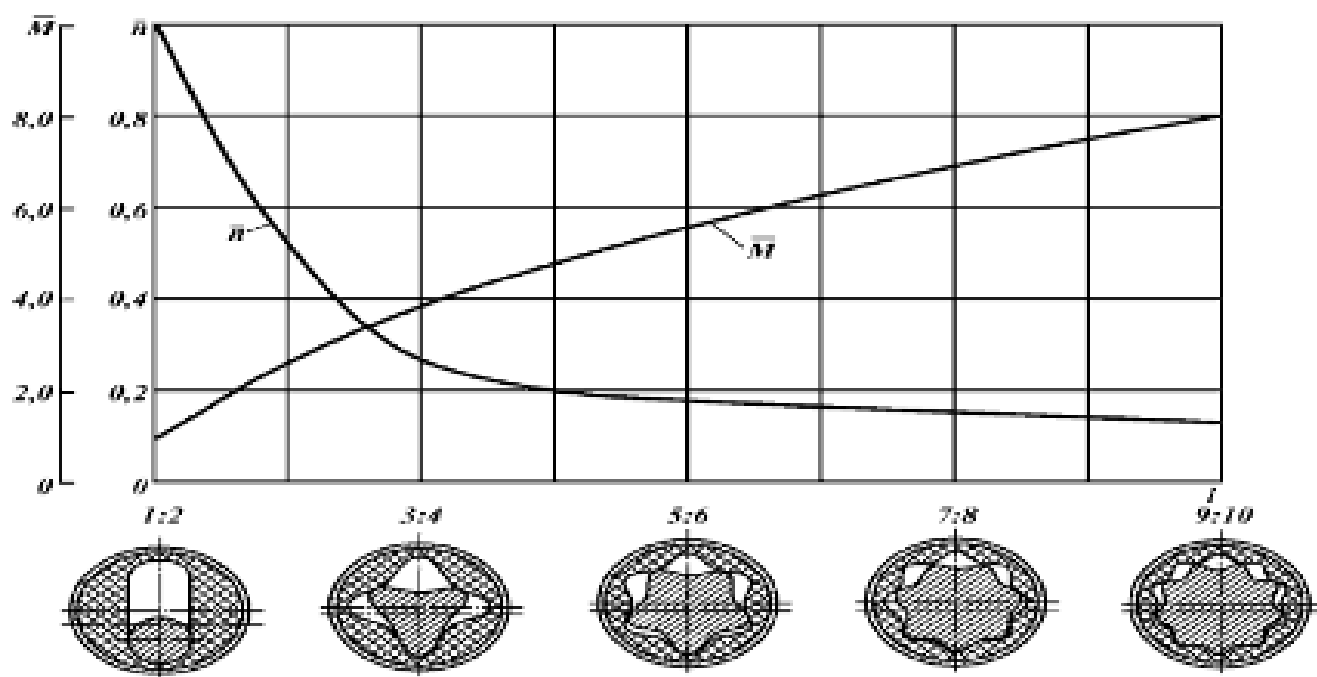


Рисунок 12. Зависимость момента и частоты вращения винтового забойного двигателя от кинематического отношения рабочих элементов – i [23, 8]

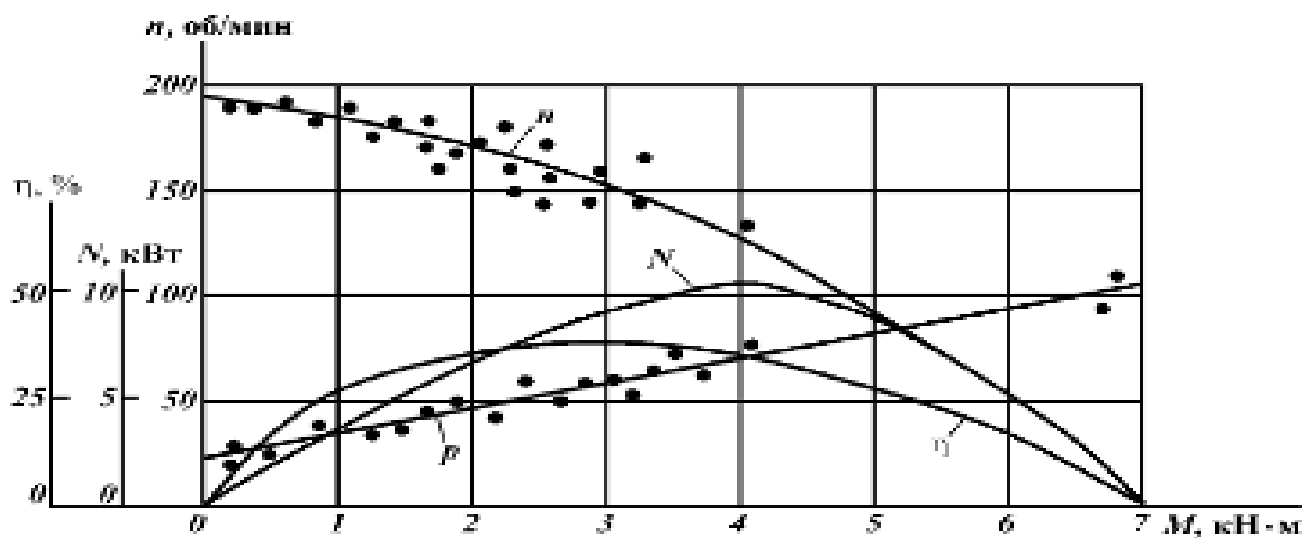


Рисунок 13. Типичная стендовая характеристика ВЗД [23, 8]

Интервал применения высокооборотного ВЗД 803 – 1842м.

Режимы бурения:

- $G = 3 - 10$ т;

- $P_{х.х.} = 9,6$ МПа;

- $P_{раб.} = 10,6 - 14,5$ МПа,

- $Q = 34$ л/с;

- Скорость вращения силового верхнего привода (СВП) – 30 - 64 об/мин. Где G – осевая нагрузка на долото, т; $P_{х.х.}$ - давление холостого хода, МПа; $P_{раб.}$ - давление в рабочем режиме, МПа.

По [15] на рисунке 14, показан интервал бурения высокооборотного ВЗД 1071,71 – 1109,23 м. За 45 минут бурения, отмечено 4 скачка давления до 25,0 МПа, связанных с резким созданием осевой нагрузки на долото - свидетельство остановки двигателя. Разделим диаграмму ГТИ на 2 интервала исходя из скорости проходки и осевой нагрузки на долото:

1) Интервал 1. При бурение интервала 1071 – 1104 м, осевая нагрузка побиралась ступенчато $G = 1 - 9$ т. Первый скачек связан именно с резким созданием осевой нагрузки на долото инструмента на забой до 12 т. Второй скачек давления связан с изменением физико-механических свойств породы. На диаграмме видно, осевая нагрузка также подбиралась ступенчато. Изменение физико-механических свойств породы привело к тормозному режиму уже при 8 т. Бурильщик за 5 минут с 14 ч : 25 мин до 14 ч : 30мин пробурил 6 метров со скоростью 75 м/ч. В этом случае увеличивать нагрузку до 8 т не было необходимости, т.к. дифференциальный перепад давления обеспечивал плановую механическую скорость бурения.

2) Интервал 2. Обуславливается низкой скоростью проходки. При этом видно смену пород по физико-механическим свойствам и два скачка давления. Первый скачек давления произошел в интервале бурения 1104,30 – 1104,61 м. Далее нагрузка при бурении подбирается меньше и

уже составляет не 3 т, а 1 - 1,5 т - бурение с навеса. Дифференциальный перепад давления составляет 1,5 МПа. В таком режиме бурильщик продолжает работать 3 минуты и постепенно увеличивает осевую нагрузку до 3 т. Дифференциальный перепад при этом изменился на 0,4 МПа. Далее бурильщик резко разгружает инструмент до 6,5 т. За этим следует второй скачек давления на глубине 1109,23 м.

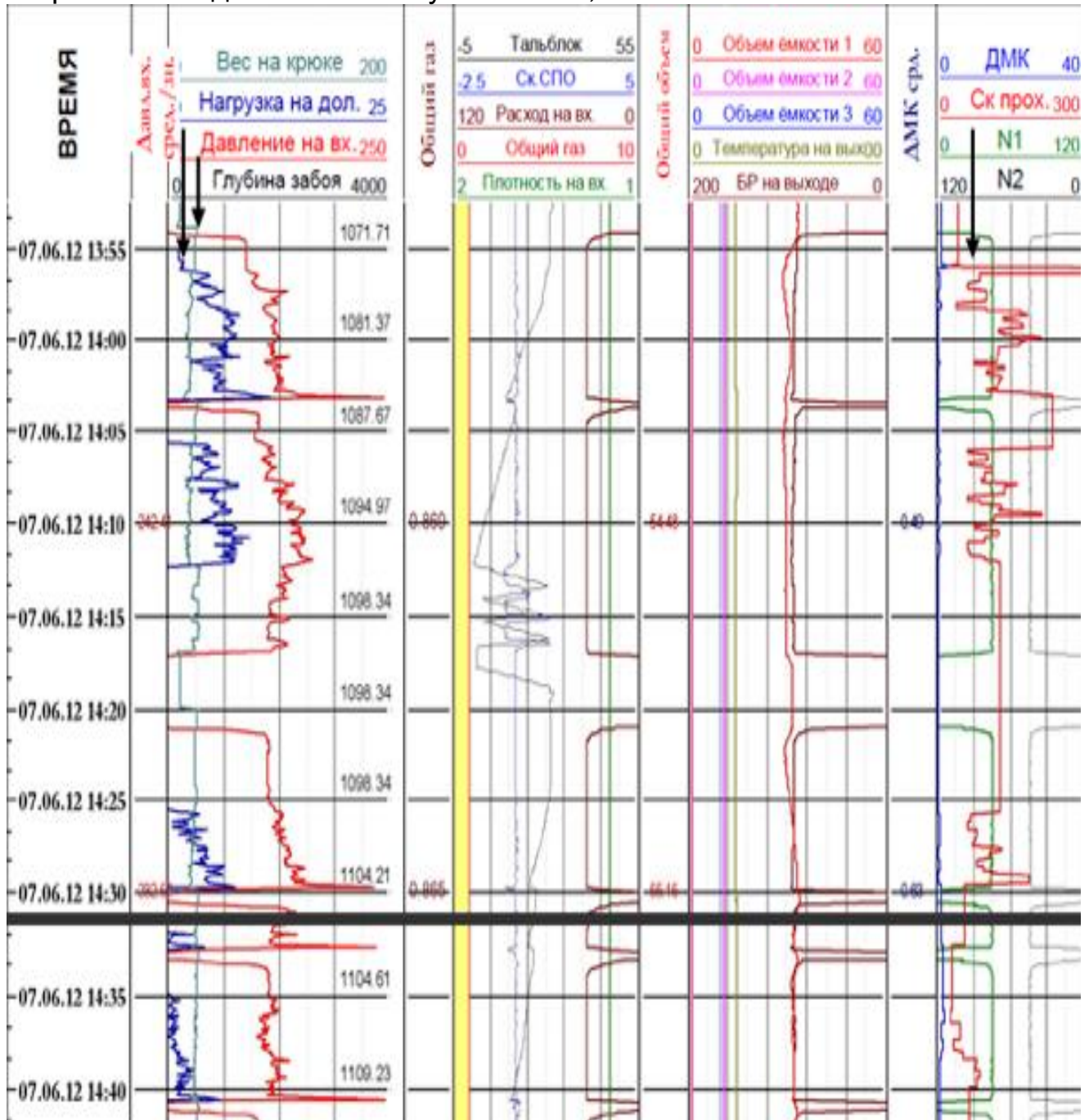


Рисунок 14. Диаграмма ГТИ, интервал бурения 1071,71-1109,23 м [15]

Момент силы на выходном валу в режиме максимальной мощности для ВЗД ДГР-172.5/6.70 составляет 7,3-10,1, кН·м, на расходе промывочной жидкости 19-38 л/с. В связи с этим можно предположить следующее – изменение физико-механических свойств породы в интервале 1071 - 1109 м привело к созданию тормозного момента на ВЗД при расходе 34 л/с, при прикладываемой осевой нагрузке.

Эффективное бурение при данных условиях выражается в поддержании постоянного дифференциального перепада давления 1,0 – 1,5 МПа.

Для сравнения реакции на осевую нагрузку тихоходных и быстроходных ВЗД рассмотрим следующий пример [15] - диаграмма ГТИ, рисунок 15. Бурение быстроходным ВЗД в интервале 1819 – 1840 м, интервал 1, бурение тихоходным ВЗД в интервале 1842 – 1866 м, интервал 2. В интервале 1842 – 1852 м производилась тарировка датчика осевой нагрузки.

1) Интервал 1. В интервале 1819 – 1832 м осевая нагрузка варьировалась от 1 до 4 т, при этом наблюдались скачки давления – отклик ВЗД на мгновенное создание осевой нагрузки до 8 т. В интервале 1832 - 1835 м наблюдается падение МСП, вследствие бурения более прочных пород, нагрузка составляет 8 - 13т. В конце этого интервала наблюдается скачек давления – добуривание участка прочных пород и внедрение долота в менее прочную породу. МСП за интервал 1819 – 1840 м составила 39 м/ч.

2) Бурение интервала 1842 – 1866 м сопровождалось поддержанием постоянного момента на долоте. Граница бурения пород разных физико-механических свойств определяется между интервалами 1842 – 1852 м, интервал 2.1, и 1855 – 1866 м, интервал 2.2, это четко прослеживается по скорости проходки. Интервал 2.1 имеет породы с меньшими физико-

механическими свойствами, чем интервал 2.2, однако скачков давления нет.

Тихоходный ВЗД ДГР-172.7/8.56 имеет момент силы на выходном валу в режиме максимальной мощности – 10,0 – 15,5 кН·м, на расходе промывочной жидкости 19-38 л/с соответственно. Разница диапазона моментов силы быстроходных и тихоходных ВЗД составляет 2,7 – 5,4 в сторону тихоходного. Данного момента достаточно для преодоления момента пород интервала 2.1, с учетом величины прикладываемой нагрузки МСП в интервале составила 44 м/ч.

Квалификация бурильщика влияет на рейсовую скорость бурения скважины.

Вопросы управления режимом бурения, рассмотрены в [42] увеличение крутящего момента приводит к росту перепада давления в ВЗД, что в свою очередь сопровождается удлинением бурильной колонны и как следствие приводит к соответствующему увеличению осевой нагрузки на долото и еще большему росту крутящего момента. Подобный гидромеханический эффект в случае, если ВЗД не обладает достаточным запасом момента, может привести к торможению ВЗД и потребовать коррекции заданной нагрузки на долото и расхода жидкости. По [42], при проектировании режимов поддержания заданной нагрузки на долото необходимо учитывать непостоянство перепада давления ВЗД:

$$P = f (M) \quad (2)$$

и, следовательно, изменение гидравлического растягивающего усилия в нижнем сечении бурильной колонне контролируемое по наземному индикатору веса:

$$F_{30} = PS_0 \quad (3)$$

S_0 – площадь проходного сечения бурильных труб.

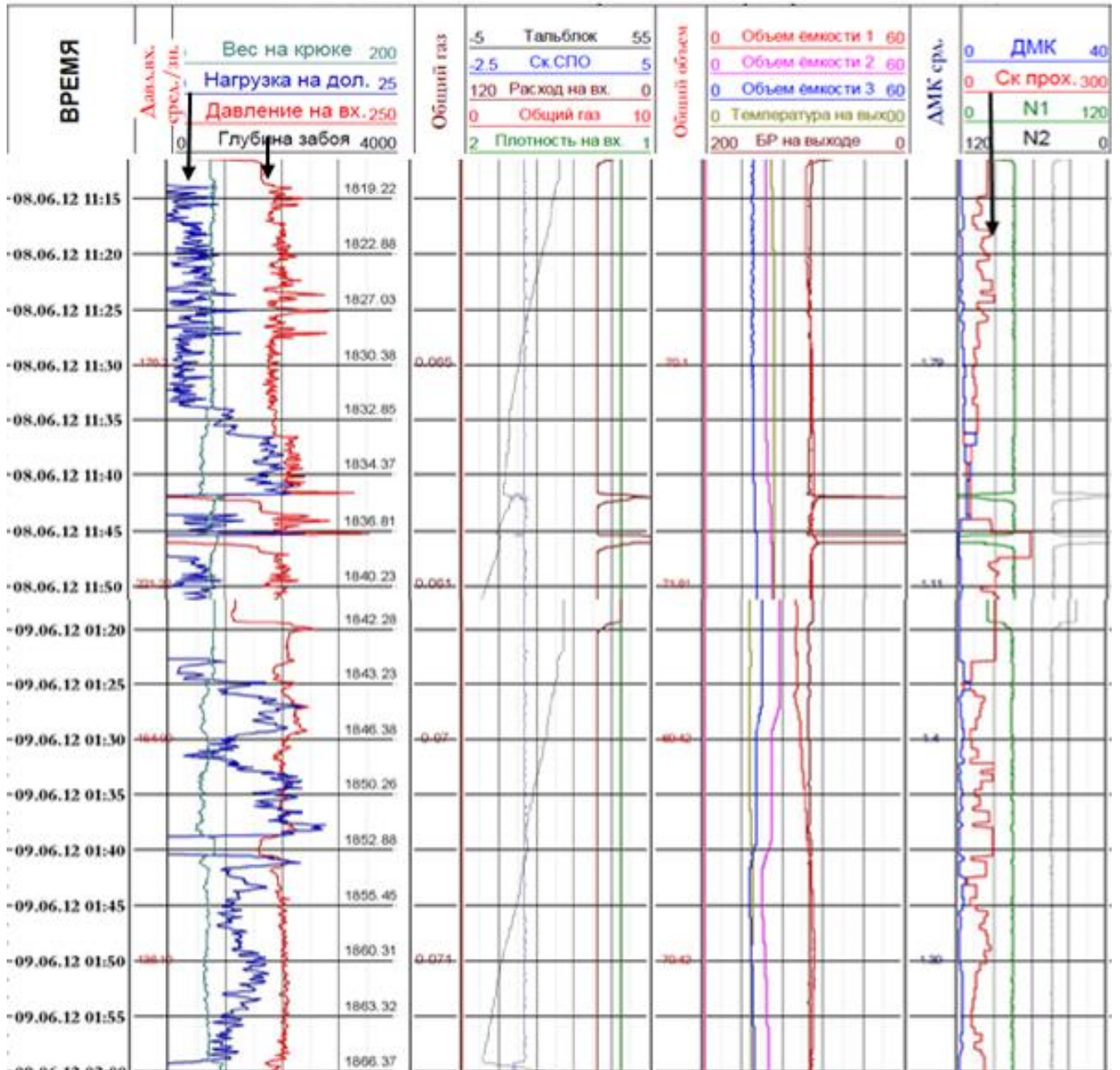


Рисунок 15. Диаграмма бурения интервала 1819 – 1866 м. Отклик винтового забойного двигателя на создание осевой нагрузки [15]

Технология управления тихоходным ВЗД намного проще, чем быстроходным. С этой работой может справиться бурильщик с низкой квалификацией. Эффективность применения быстроходных ВЗД в условиях чередования пород разных физико-механических свойств заключается в комплексной работе с автоматом подачи долота с широким

диапазоном, поддерживающий при этом заданный дифференциальный перепад давления на ВЗД [50].

2.2. Влияние энергетических характеристик винтовых забойных двигателей на рейсовую скорость бурения

В условиях отсутствия на буровых станках современного комплекса эффективной автоматизации процесса бурения и управления высокой результативной отработки винтовых забойных двигателей в нефтегазовой отрасли, всегда будет возникать вопрос о процентном соотношении влияния субъективного фактора на рейсовую скорость бурения при строительстве нефтяных и газовых скважин. Вопрос повышения эффективности бурения скважин ВЗД с помощью автоматизированных систем был рассмотрен в [17].

Рассмотрим влияние характеристики ВЗД на рейсовую скорость бурения. Известна формула V_p :

$$V_p = S/t \quad (4)$$

S - проходка, м, t - время бурения, ч.

Механическая скорость неразрывно связана с техническими характеристиками ВЗД, которые в свою очередь влияют на рейсовую скорость.

По [17] рассмотрим влияние человеческого фактора на рейсовую скорость бурения, на примере работы двух бурильщиков, по диаграмме ГТИ, рисунок 16, в условиях отсутствия автоматизации технологии отработки ВЗД.

На рисунке 16, показано 2 интервала бурения быстроходным ВЗД 172 габарита, работы велись в Западной Сибири:

1) Интервал 1. 1698,99 – 1723,74 м - работа ночного бурильщика (время ночной рабочей смены до 08 ч 10 мин).

2) Интервал 2. 1723,74 – 1748,66м – работа дневного бурильщика (время дневной рабочей смены с 08 ч 15 мин).

Очевидно, что бурильщику необходимо плавно и равномерно создавать осевую нагрузку на долото и поддерживать эффективный дифференциальный перепад давления ($P_{диф}$). Средняя за приведенный интервал, механическая скорость проходки у ночного бурильщика составила – 48 м/ч, $P_{диф} = 1,5$ МПа, у дневного – 53 м/ч, $P_{диф} = 2,3$ МПа). Высокая механическая скорость проходки во втором интервале, объясняется увеличенным $P_{диф}$, и подведением оптимальной гидравлической энергии, необходимой для разрушения породы. В первом интервале механическая скорость проходки, возможно, увеличить до 70м/ч при поддержании $P_{диф} = 2,5 – 3,0$ МПа. Бурение второго интервала, по приведенному примеру, в большинстве случаев типично и приводит к снижению ресурса долота и межремонтного периода ВЗД, осложнениям ствола скважины.

Энергетические характеристики ВЗД влияют на рейсовую проходки, посредством понимания применения бурильщиком технологии отработки ВЗД. Механическая скорость, связана с величиной подводимой гидравлической мощности к ВЗД. На больших глубинах быстроходному ВЗД требуется больше времени для создания требуемой гидравлической мощности, чем тихоходному. Влияние энергетических характеристик на рейсовую скорость проходки напрямую зависит от эффективной технологии управления и оборудования буровых станков современными автоматизированными системами отработки ВЗД, например регулятором подачи инструмента [50].

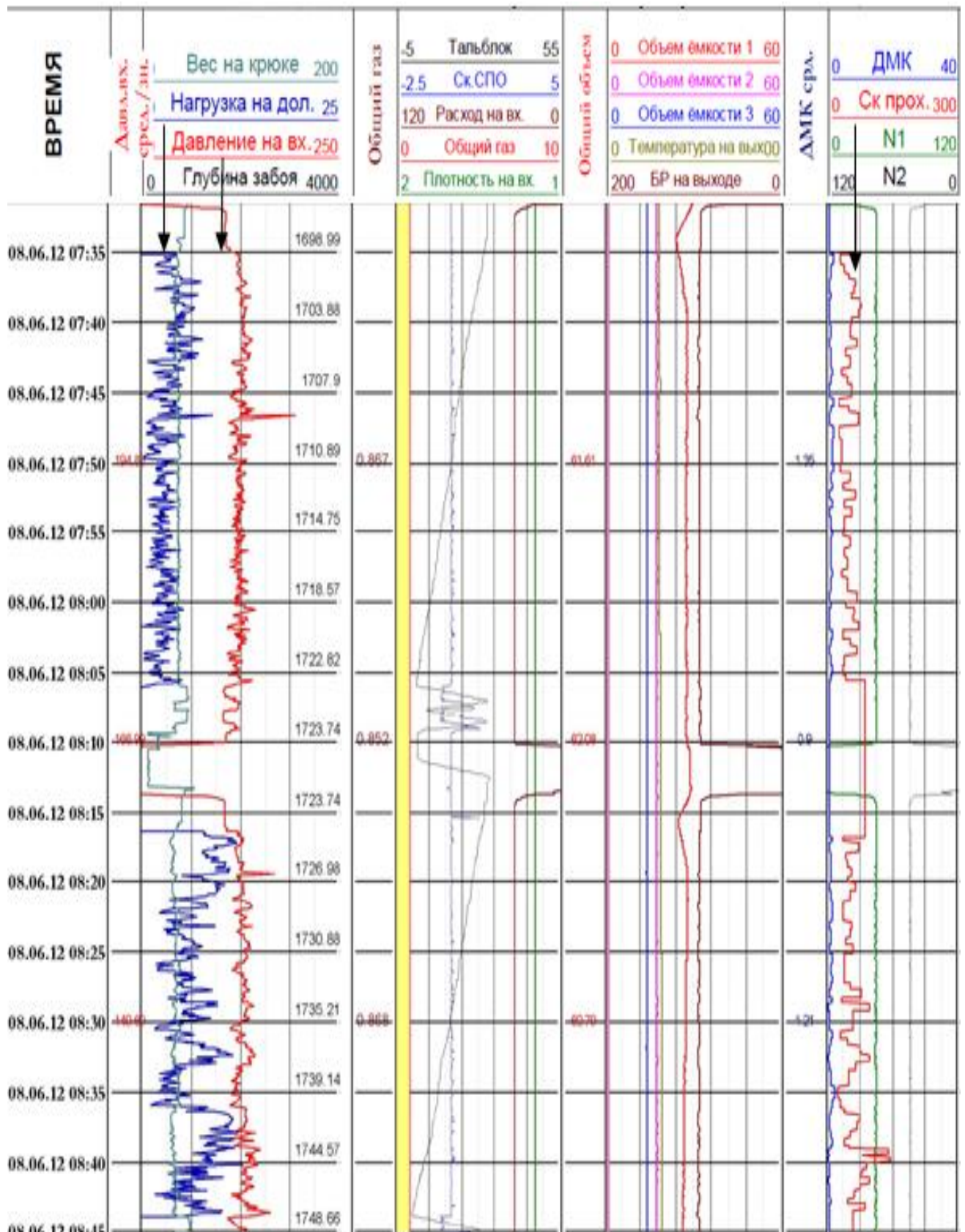


Рисунок 16. Диаграмма ГТИ, интервал бурения 1698 – 1748м [17]

2.3. Управление подводимой гидравлической энергией при разрушении горных пород в процессе бурения скважин винтовыми забойными двигателями

Разрушение горной породы – основной процесс при строительстве нефтяных и газовых скважин, требующий глубокого изучения, от скорости процесса углубления зависит срок строительства скважины. Опираясь на механические свойства породы, а также руководствуясь характеристикой породоразрушающего инструмента, в совокупности с характеристикой привода, необходимо привести общие зависимости - физико-механических свойств горной породы, крутящий момент на приводе, энергопотребление долота и т.д.

По [8, 38, 26, 57] – горные породы разрушаются вследствие отрыва (от нормальных напряжений) или сдвига, скалывания, среза (от касательных напряжений). При сжатии порода разрушается преимущественно на скалывание, при растяжении - на отрыв. Разрушение горных пород – процесс сложный, и разрушение на скалывание и отрыв сопровождают друг друга. В [8, 38, 26, 57] также определяется – процесс разрушения требует времени и происходит постепенно, но с различной скоростью. Разрушение происходит по контактными поверхностям отдельных минеральных зерен. Продолжительность разрушения для одной и той же породы при прочих равных условиях определяется нагрузкой, температурой, активностью среды, напряженным состоянием и т.д. При бурении скважины разрушение горных пород долотами различного типа может быть поверхностным и объемным. Первый вид разрушения обычно неэффективен. По [8, 38, 26] - объемный тип разрушения – разбуривание породы долотом можно рассматривать, как процесс вдавливания в породу наконечника (штампа) с плоским и криволинейным основаниями.

Различаются три фазы напряженного состояния породы под штампом:

- Уплотнение (затухание деформации).
- Предельное равновесие (разрывы и сдвиги).
- Разрушение.

[1] определяет следующие - твердость горных пород является одним из свойств, представляющих интерес с позиции механики разрушения. В процессе бурения на шарошечное долото действуют статические и динамические силы. Распределение нагрузки зависит от физико-механических свойств разбуриваемых пород. [27] вводит следующие определения - пластичность это способность материала к увеличению интенсивности деформирования по мере роста нагрузки и к сохранению остаточной деформации после снятия нагрузки. По [27] - в практике бурения используется еще одна характеристика горных пород - буримость. Буримость - это свойство горной породы, которое характеризует ее разрушаемость на ограниченной поверхности забоя скважины. Это относительная характеристика, зависящая от уровня развития техники и технологии бурения. Мера буримости той или иной горной породы – средняя скорость углубления ствола скважины.

На забое скважины горная порода находится в условиях напряженного состояния. На нее действует давление в контакте с породоразрушающим инструментом, гидростатическое давление столба жидкости в скважине, поровое (или пластовое) давление жидкости, находящиеся в порах, и другие факторы.

По [27] - разрушение горной породы на забое скважины представляет собой сложный энергетический процесс. На углубление скважины расходуется только небольшая часть подведенной к породоразрушающему инструменту мощности, а превалирующую ее долю составляет неизбежные потери. Полезно расходуемая мощность идет на

разрушение горной породы на забое. Доля мощности, расходуемой непосредственно на разрушение горной породы на забое, составляет несколько процентов от подведенной (по данным А.И. Спивака, 2-15%), а физический коэффициент полезного действия (КПД), определяемый по расходу энергии на образование новой свободной поверхности частиц шлама, оказывается еще меньше (по данным Л.А. Шрейнера, около 0,01%). Распределение подведенной мощности, КПД ее использование в одной и той же породе в значительной степени зависят от условий работы породоразрушающего инструмента, которые определяются различными факторами, и в первую очередь технологическим режимом бурения. По [27] - реализуемая через долото мощность, приходящаяся на 1 см его диаметра, может достигать 5-10 кВт, статическая осевая нагрузка – 10 - 15 кН. Динамическая осевая нагрузка может превышать статическую в 1,5 - 2 раза.

В работе [19], теоретическое представление о механике разрушения горной породы может отличаться от практического. Один из главных вопросов в бурении - это методы управления подводимой гидравлической мощностью. Именно дозирование гидравлической мощности через дифференциальный перепад давления на винтовом забойном двигателе определяет крутящий момент. При этом необходимо учитывать, что буровые долота имеют различное потребление гидравлической мощности и это напрямую зависит от конструкции долота (к примеру, количество лопастей, угол установки резцов и т.д.). Рассмотрим пример, рисунок 17 – влияние осевой нагрузки на крутящий момент при проходке в различных породах.

На рисунке 17, показано: при одинаковой осевой нагрузке (G) резец PDC внедряется в мягкую породу (позиция 1) вследствие этого на ВЗД появляется крутящий момент (M_1) и образуется стружка высотой H_1 . При внедрении резца PDC в более твердую породу (позиция 2) возникает

момент (M_2) и стружка высотой H_2 . В связи с приведенным, определим следующее условие:

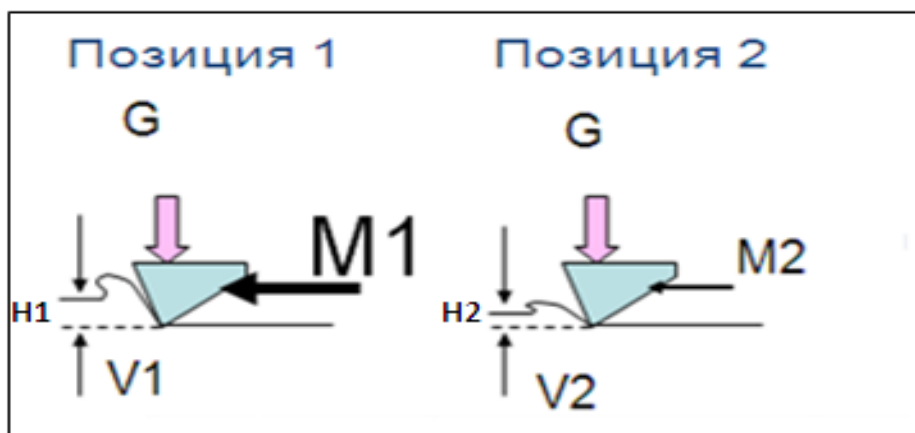


Рисунок 17. Влияние осевой нагрузки на крутящий момент [19]

$$\text{при } G = \text{const}, M_1 > M_2, H_1 > H_2 \quad (5)$$

Условие справедливо для разной степени буримости горных пород, а так как в реальных условиях буримость постоянно изменяется, то определить величину осевой нагрузки расчетным путем при известном крутящем моменте на долоте или на роторе очень сложно, а чаще невозможно.

При условии 5, скорость проходки (V) пропорциональна скорости вращения долота (n) и высоте снимаемой за оборот стружки (H), и имеет следующую зависимость:

$$V_1 = H_1 n_1, V_2 = H_2 n_2 \quad (6)$$

Винтовой двигатель при бурении работает в номинальном режиме, который равен примерно 1/3 режима максимальной мощности, в этом режиме частота вращения вала отличается незначительно, поэтому n_1 можно на практике считать равным n_2 , а скорость пропорциональна толщине стружки, т.е.

$$V_1 = H_1 n, V_2 = H_2 n \quad (7)$$

Где, n – скорость вращения вала в номинальном режиме.

На поверхности, оператор (бурильщик) может контролировать забойные условия по дифференциальному перепаду на ВЗД.

Изменение $R_{диф}$ при постоянном расходе промывочной жидкости и постоянной осевой нагрузки свидетельствует об изменении условий бурения.

Рассмотрим связь между физико-механическими свойствами породы и контролируемым параметром $R_{диф}$ на ВЗД. Разберем наглядный пример [19] определения потребления гидравлической мощности ВЗД, рисунок 18, (H крюка м – положение крюка, N – обороты ротора, об/мин). Бурение интервала под техническую колонну 460 – 490 м. Бурение велось в 2012 году на месторождении Оренбургской области, долото PDC 295,3 мм - 5 лопастное (до спуска новое), ВЗД - габарит 240.3/4, расход промывочной жидкости при бурении 54 л/с, постоянное вращение ротора 45 об/мин. Геология интервала – песчаник, глина, аргиллит. На рисунке 18, показано два участка:

1) Интервал бурения с осевой нагрузкой 8-12 т при этом регистрируемый крутящий момент на роторе составляет от 7 кНм до 20 кНм, $R_{диф}$ от 1 МПа до 4 МПа.

2) Интервал шаблонировки пробуренного интервала, средний крутящий момент на роторе составляет 7 кНм – момент, создаваемый при шаблонировке пробуренного интервала, в условиях отсутствия осевой нагрузки.

В процессе бурения выделяется четко 3 участка, отличающиеся разной скоростью бурения. Скорость бурения, V в интервалах (1,2,3)

характеризуется следующими выражениями $V_1 > V_2$ и $V_3 > V_2$. При этом осевая нагрузка на долото, в интервалах, значительно не меняется.

Регистрируемый крутящий момент на роторе, при создании осевой нагрузки, (интервал «а») при бурении, естественно значительно больше, чем крутящий момент при шаблонировке пробуренного интервала (интервал «б»). Определить реальный крутящий момент на долоте (в определенный момент времени) путем разницы значений регистрируемого крутящего момента полученного под нагрузкой и без нагрузки, невозможно в связи с тем, что регистрируемый крутящий момент при бурении не соответствует действительному моменту на долоте. Данное утверждение подтверждается сопоставлением крутящего момента по стендовой характеристике ВЗД 240.3/4 на расходе 50 л/с, рисунок 19, с регистрируемым моментом при бурении. Так, например, при бурении интервала 3, если $R_{диф3} = 4$ МПа то средний $M_3 = 13$ кНм (по диаграмме рисунок 18), однако по стендовой характеристике ВЗД, если $R_{диф3} = 4$ МПа то $M_3 = 8,5$ кНм. Несоответствие регистрируемого крутящего момента на роторе и момента по стендовой характеристике составляет 4,5 кНм.

Разная скорость бурения в интервале 2 и 3 объясняется разным дифференциальным перепадом давления и разными физико-механическими свойствами породы, при этом значения $R_{диф}$ для участков 2 и 3 - $R_{диф2} = 2,8$ МПа, $R_{диф3} = 4,0$ МПа. Изменение физико-механических свойств породы привело к повышению мощности ВЗД и к увеличенному потреблению гидравлической мощности. На рисунке 19, показано: график зависимости крутящего момента M (кНм) от мощности N (кВт), КПД (%), перепада давления P (МПа), обороты выходного вала n (об/с). Показана зависимость $R_{диф}$ от гидравлической мощности, подведенной к ВЗД. Таким образом потребление гидравлической мощности для участка 2 - $R_{диф2} = 2,8$ МПа – 75 кВт, для участка 3 - $R_{диф3} = 4$ МПа - 115 кВт. Разница в потреблении составила 40 кВт, при разнице

$R_{диф3} - R_{диф2} = 1,2$ МПа. На основе приведенного видно – повышение и поддержание эффективной гидравлической мощности на ВЗД привело к увеличению скорости бурения.

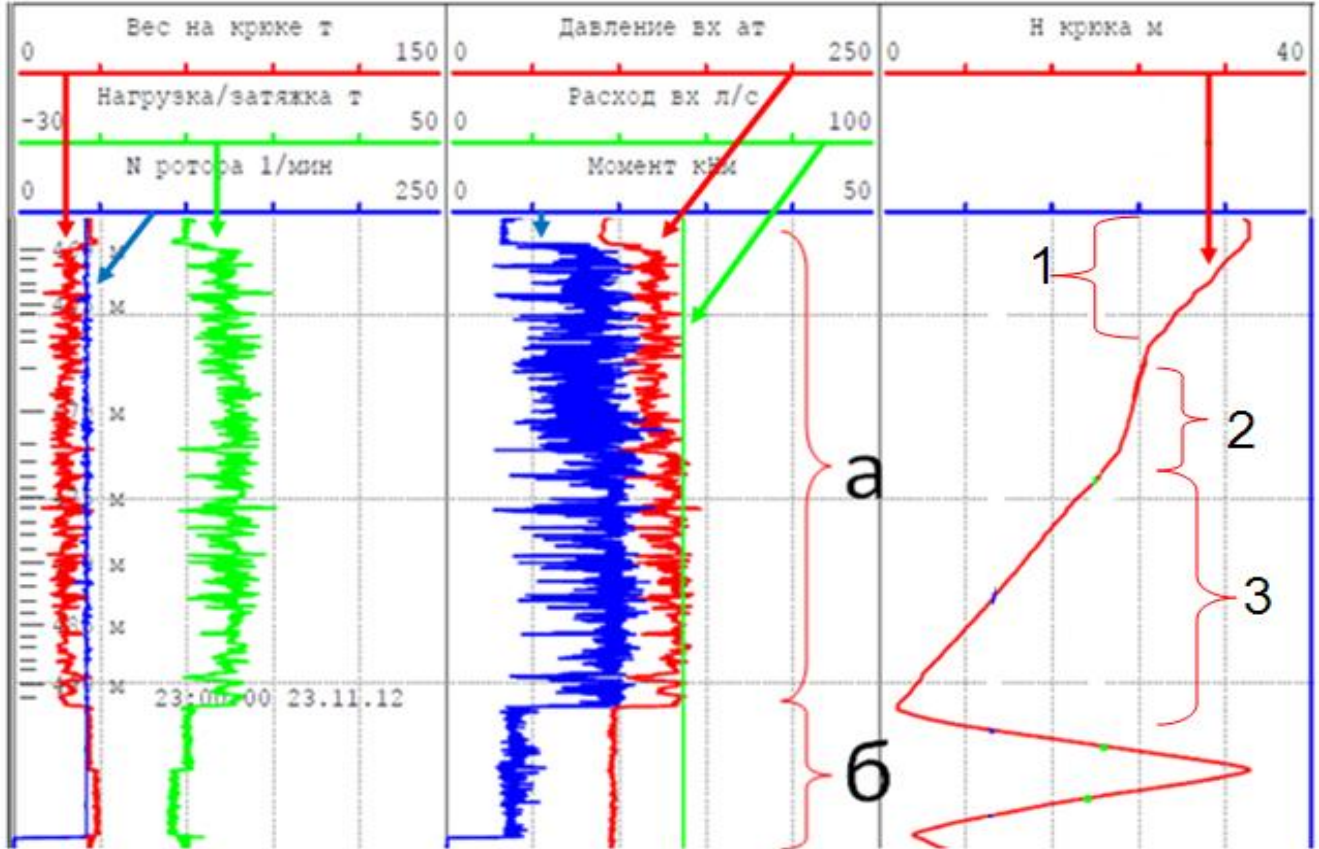


Рисунок 18. Бурение интервала 460-490м ВЗД 240 3/4 [19]

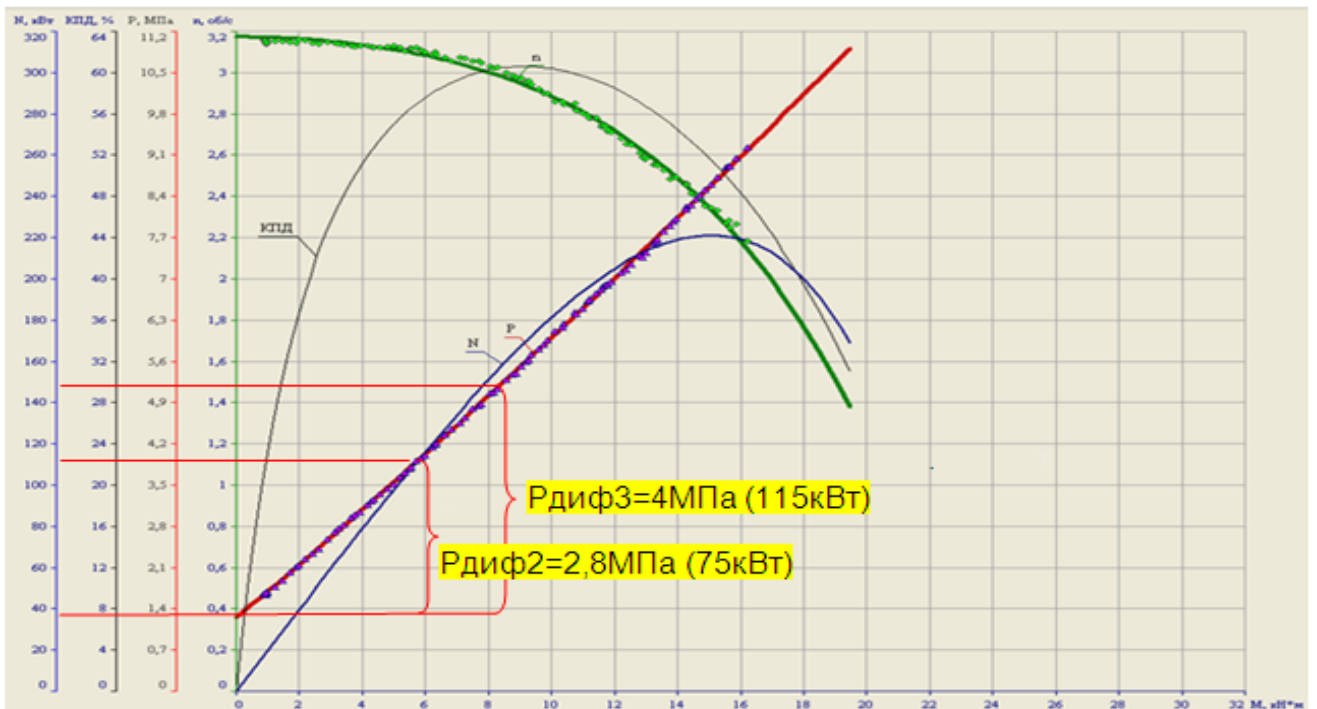


Рисунок 19. Типичная стендовая характеристика ВЗД [19]

На рисунке 18 показана эффективная технология обработки ВЗД. По [17] на практике применение эффективного метода управления гидравлической мощностью находит выражение в автоматизации технологии бурения в условиях чередования горных пород по степени буримости. Повышение эффективности технологии бурения нефтяных и газовых скважин ВЗД заключается, главным образом, в автоматизации процесса бурения и эксплуатации забойных двигателей по двум параметрам:

1) Контроль темпа изменения давления в нагнетательной линии и поддержания заданного дифференциального перепада давления на ВЗД. Контроль темпа изменения давления обеспечит более эффективную эксплуатацию оборудования в перемежающихся пропластках горных пород разной буримости.

2) Поддержание заданного дифференциального перепада на ВЗД в свою очередь обеспечит:

2.1) Стабильную работу ВЗД.

2.2) Постоянный крутящий момент на долоте – постоянство крутящего момента обеспечивает постоянный угол закручивания бурильной колонны.

2.3) Уменьшит колебания низа бурильной колонны.

2.4) Позволит повысить гарантированный межремонтный период ВЗД без конструктивных изменений и уменьшить количество спуско-подъемных операций (СПО), что в свою очередь приведет к росту скорости бурения, сокращению сроков строительства скважин и к снижению аварий происходящих от перегрузок.

По [17], некоторые индикаторы состояния процесса бурения на забое:

1) Дифференциальный перепад давления на ВЗД, регистрируемый крутящий момент на роторе, темп изменения дифференциального

перепада давления в манифольдной линии. Оснащение бурового станка и читаемость значений параметров бурения играет огромную роль в соблюдении технологии отработки винтовых забойных двигателей. Как бы не была совершенна технология, невозможно вести бурение по недостоверным данным, считываемых с приборов. Так, например, зачастую стрелочный манометр удален от пульта бурильщик на 5 - 7 м, что затрудняет считываемость, если при этом добавить плохую работу компенсаторов - увидеть, например, изменение давления в нагнетательной линии не возможно. Поэтому, в этих условиях, говорить об оперативном управлении подводимой гидравлической мощности нецелесообразно.

2) Крутящий момент на роторе не всегда удастся определить - так, например, при направленном бурении (бурение без вращения) - этот показатель буримости породы становится бесполезным.

3) Темп изменения давления в нагнетательной линии - по этому показателю в условиях отсутствия автоматизированной технологии управления отработкой ВЗД - регулятор подачи бурового инструмента [50], возможно судить об изменении породы по степени буримости, однако визуально определить темп изменения давления очень сложно. По [17], например, резкие скачки давления или резкое падение перепада давления в нагнетательной линии. Скачки или быстрый рост перепада давления в манифольдной линии, при постоянной осевой нагрузке, свидетельствуют либо об изменении физико-механических свойств породы, или подклинках долота по различным причинам, например чрезмерный износ периферийного вооружения, или потере диаметра долота и пр.

Таким образом, в процессе бурения управлять подводимой гидравлической мощностью, возможно основываясь на дифференциальный перепад давления на ВЗД - оперативная дозировка и автоматизированное управление подводимой гидравлической мощностью

при разрушении горных пород в процессе бурения способно обеспечить высокую механическую и как следствие рейсовую скорость бурения.

Именно автоматизация технологии позволит поддерживать на ВЗД ту необходимую мощность, которая требуется для эффективного разрушения горной породы в определенный момент времени и избавит процесс бурения от многих ошибок – например, человеческий фактор.

2.4. Выбор режимов бурения и отработка винтового забойного двигателя по технологии применения тормоза электро - порошкового

Режимы бурения по [34,34], в процессе углубления скважины можно изменять определенные параметры, которые принято называть параметрами режима бурения:

1. Осевая нагрузка на долото - G .

1.1. Динамическая.

1.2. Статическая.

2. Расход промывочной жидкости и параметры, характеризующее ее свойства.

3. Частота вращения долота (или бурильной колонны - для роторного бурения).

Без прекращения процесса углубления скважины можно изменять и давление на выкидке бурового насоса или в бурильной колонне, и вращательный момент для работы долота или на валу забойного двигателя (P_n , M_v и M_d). Но P_n , M_v и M_d не принято относить к параметрам режима бурения, хотя P_n является одним из главных и управляемых параметров, который определяет работу ВЗД и оказывает соответствующее влияние на темп углубления скважины.

На темп бурения ВЗД оказывают определяющее влияние два параметра:

- 1) Гидравлическая мощность на выкиде бурового насоса.
- 2) Мощность, переданная забой скважины.

Следовательно, наряду с расходом Q , давление $P_H = P_{max}$ определяет величину коэффициента передачи мощности на забой скважины. По количеству технологических связей P_H равнозначно разгрузке инструмента на буровом крюке и, видимо, P_H следует отнести к параметрам режима бурения, хотя это пока не принято.

В настоящее время принято выделять три вида режимов:

- 1) Режим бурения, при котором можно получить необходимое качество, пробуренной с высокой рейсовой скоростью скважины, при данной технической вооруженности буровой, называется оптимальным или рациональным.

- 2) При возможности замены некоторого оборудования буровой, особенно энергетического, повышают темп углубления скважины и тогда рациональный режим бурения называют скоростным.

- 3) Другие названия режимов бурения («силовой», «форсированный», «режим максимальной проходки на долото» и др.) в настоящее время практически не применяют в связи с тем, что режим бурения всегда должен быть рациональным, т.е. экономически выгодным.

Также в [34] приводятся методы проектирования режимов бурения:

- 1) Статистический, который проектируется по промысловым данным с применением методов и алгоритмов статистики при ручной обработке или чаще с использованием вычислительной техники;

- 2) Аналитический;

- 3) Метод пересчета.

Используя соответствующий объем промысловой информации и применяя разные методы проектирования, можно запроектировать режим бурения скважины на инженерно-научном уровне. Основным вопросом применения расчётных режимов бурения на практике можно считать

применение автоматизированной технологии управления процессом бурения.

По [14, 21] рассмотрим пример отработки винтового забойного двигателя по технологии применения тормоза электро-порошкового. Тематика передовой автоматизации процесса бурения нефтяных и газовых скважин не теряет своей актуальности с оснащением буровых установок современными комплексами автоматизации. В вопросах автоматизации бурения скважин смело можно выделить модернизацию тормоза электро-порошкового. Существующие вариации ТЭП обновляются с целью достижения высокой надежности и простоты в обслуживании. В любом случае модернизация ни как не затрагивает сам принцип работы такого тормоза. И по сей день, он остается неизменным – автоматизация бурения исходя из задания осевой нагрузки на долото. Для оценки эффективности применения ТЭП при отработке ВЗД рассмотрим технологический анализ по определению эффективности применения ТЭП к конкретным условиям бурения по диаграмме ГТИ, рисунок 20, рисунок 21, рисунок 22 по [14, 21].

На приведенных диаграммах бурение велось ВЗД ДГР-178.5/6 совместно с шарошечным долотом 215,9. Долото предназначено для бурения пород средней твердости, с пропластками твердых пород с высокой прочностью на сжатие.

На рисунке 20, приведена работа штатного ТЭП-45. Применяемые режимы бурения - нагрузка $G = 17 - 18$ т, расход бурового раствора $Q = 37$ л/с. Геология интервала бурения - известняк. На диаграмме, показано равномерное создание осевой нагрузки на долото - работа ТЭП, при этом происходит изменение дифференциального перепада давления на ВЗД в пределах 0,5-1,2 МПа. Механическая скорость ($V_{мех}$) за интервал 1194,1 - 1203,1 м колеблется от 7 до 15 м/ч. При детальном изучении диаграммы, нельзя определенно четко сказать, что при поддержании $P_{диф} = 1,2$ МПа

$V_{мех} \geq$ чем $V_{мех}$ при $R_{диф} = 0,5$ МПа. Работу ТЭП можно признать результативной в однородной породе.

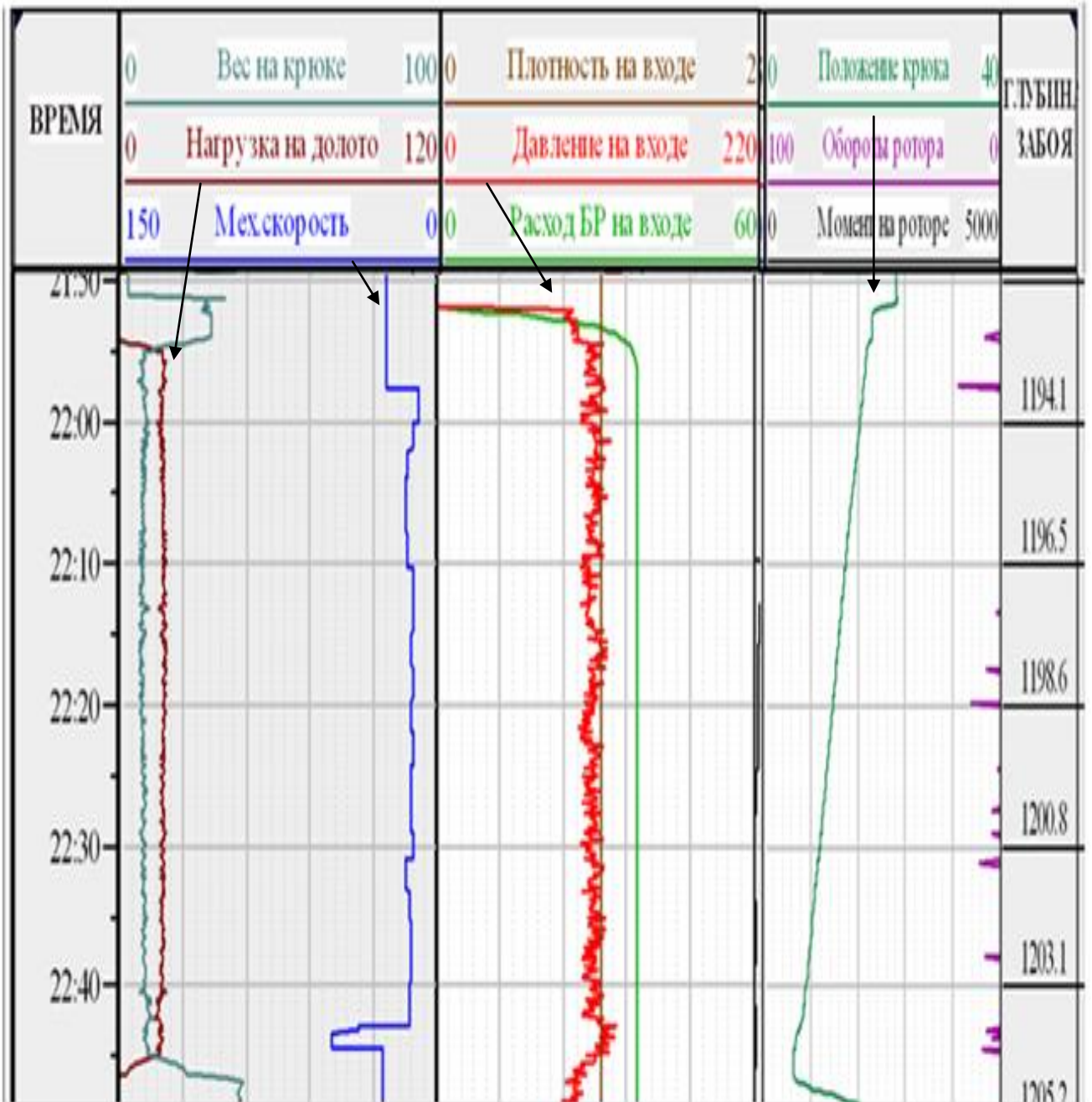


Рисунок 20. Диаграмма ГТИ. Бурение интервала 1194,1-1205,2 м ТЭП [14]

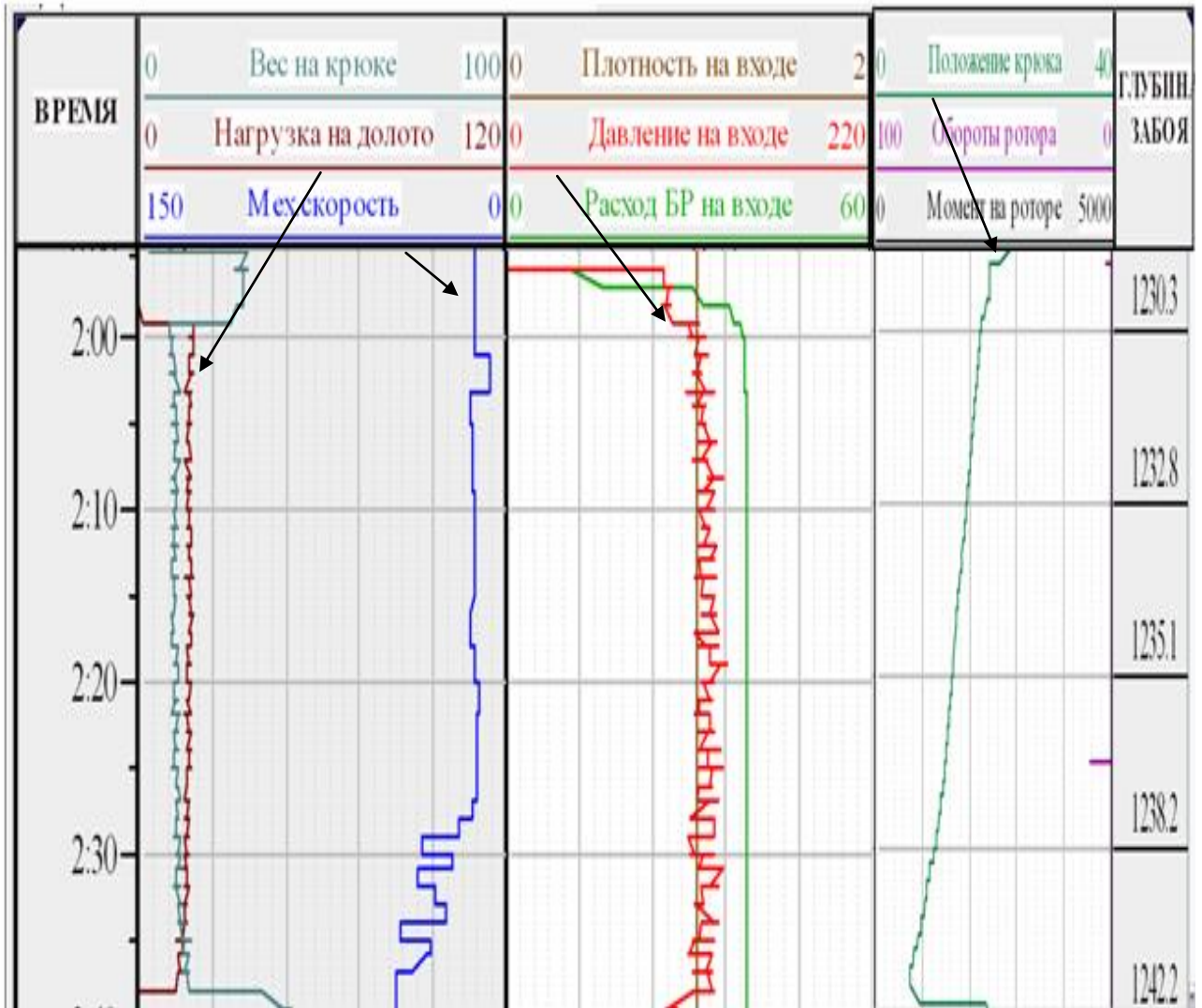


Рисунок 21. Диаграмма ГТИ. Бурение интервала 1230,3-1242,2 м – интервал пробурен оператором [14]

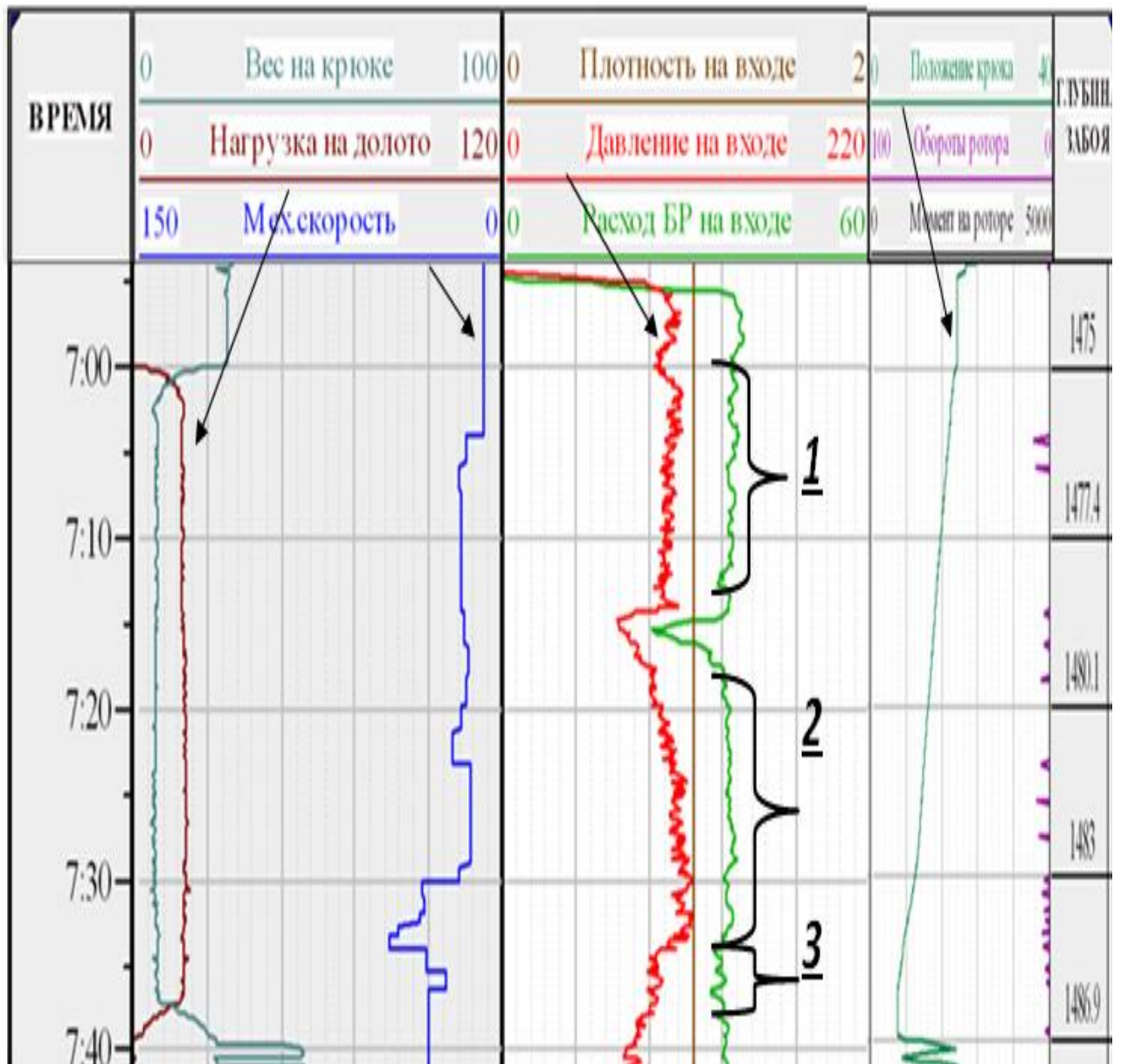


Рисунок 22. Диаграмма ГТИ. Бурение интервала 1475-1486,9 м – интервал пробурен с помощью технологии ТЭП [14]

На рисунке 21, приведена работа бурильщика - ТЭП отключен. Режимы бурения в сравнение с рисунком 20, существенно не изменились, за исключением подачи осевой нагрузки - подача ведется ступенчато с частичным применением метода выработки. Это повлияло на дозировку гидравлической мощности и выразилось в изменении рабочего $R_{диф}$ от 0,5 до 2,2 МПа. Такую работу, возможно, отнести к бурению в переслаивающихся породах (по проекту геология представлена аргиллитом, известняком). В итоге увеличилась механическая скорость проходки в интервале 1238,2 - 1242,2 м. Таким образом, показана удовлетворительная работа бурильщика (в части подачи инструмента), однако по сравнению с ранее рассмотренным примером, рисунок 20, на рисунке 21, ВЗД все больше находится в режиме «разгон-торможение», что не обеспечивает эффективную эксплуатацию и технологию отработки ВЗД.

На рисунке 22, диаграмма ГТИ разделена на 3 участка. Для бурения применен ТЭП. Геология интервала - известняк, доломит. Для бурения интервала 1475 - 1486,9 м бурильщик выбрал один режим бурения - ТЭП установлен на $G = 17-18$ т (исходя из регламентирующих документов):

1) Интервал 1 - бурение в прочной породе $R_{диф_1} = 1,0-1,7$ МПа.

2) Интервал 2 - наблюдается изменение породы по степени буримости с прочной на менее прочную, об этом свидетельствует изменение $R_{диф_2} = 1,0 - 2,3$ МПа. Постепенный рост $V_{мех_2}$ и $R_{диф_2}$ происходит до определенного момента - смена геологии. Корректировка в работу ТЭП не вносится, и в результате $V_{мех_2}$ падает.

3) Интервал 3 - $R_{диф_3} = P_{х.х}$. Итогом бурения интервала 1475 - 1486,9 м стало - применение ТЭП в перемеживающейся породе по степени бурения требует постоянного контроля и корректировки режимов бурения.

Эффективная технология бурения опирается на постоянное поддержание необходимой гидравлической мощности $N_{гидр}$. В условиях бурения пород разных физико-механических свойств, индикатором к дозированию $N_{гидр}$ служит ВЗД. В рассмотренном примере, рисунок 22, применение ТЭП не учитывает базовых основ эффективной технологии бурения пород разных физико-механических свойств.

Высокие требования к процессу строительства скважин наряду с современной составляющей технологии, можно обеспечить только эффективным управлением ВЗД. На сегодняшний день применение базовой технологии управления ВЗД, не способно обеспечить высокую механическую скорость в перемеживающихся породах (показано на примере рисунок 22). Базовое управление ВЗД требует постоянной корректировки режимов бурения. Современный комплекс РПД [50] возможно дополнить новыми решениями, направленными на оптимизацию технологии бурения в сочетании с ранее запатентованными, а также отличными от традиционных методов бурения указанных в [59,60, 13, [36].

2.5. Влияние человеческого фактора на технологию обработки гидравлического забойного двигателя

Бурение нефтяных и газовых скважин с помощью ВЗД предполагает высококвалифицированное инженерно-технологическое сопровождение. Важно понимание, прямого исполнителя - бурильщика, технологии управления энергетическими характеристиками, на основе мониторинга дифференциального перепада давления в процессе бурения. В связи с ограничением получения технической информации в данном направлении, в работе рассматривается пример применения турбобура с падающей линией давления [18].

Стендовые характеристики турбины (5 ступеней) с изменяющейся/падающей линией давления, рисунок 23. Работа с таким типом турбины предполагает поддержание дифференциального перепада давления ($P_{диф}$). «Поддержание заданного $P_{диф}$ на ВЗД обеспечивает: стабильную работу ВЗД; постоянный крутящий момент на долоте» [17, 18] – «постоянство крутящего момента обеспечивает постоянный угол закручивания бурильной колонны, что особенно важно при бурении скважины ориентируемыми компоновками, и исключает недогруз и перегруз долота» [50].

На рисунке 23, (стендовая характеристика 5-и ступеней турбины Т5-178) показано: зависимость мощности N ($кВт$), перепада давления P ($МПа$), крутящего момента M ($Н*м$) от оборотов ротора турбобура (об/мин). Работа с таким типом турбобура должна вестись по $P_{диф} = P_{раб} - P_{хол}$, где $P_{раб}$ - работа турбобура в рабочем режиме, $P_{хол}$ - работа в режиме холостого хода. На расходе промывочной жидкости 35л/с, турбина (5 ступеней) Т5-178, выдает: $P_{хол} = 0,28$ МПа, $P_{раб} = 0,44$ МПа. Таким образом, $P_{диф} = 0,44 - 0,28 = 0,16$ МПа. В зависимости от типа турбобура варьируется количество турбинок – например, для ТРО5-178, (100 турбинок) значение дифференциального перепада будет равно $(0,16*100)/5 = 3,2$ МПа - с таким значением оператору удобно работать (значение работы на режиме максимальной мощности). Рекомендуемая работа, такого типа турбины, отображается в диапазоне, обозначенном цифрами 1,2,3 - эффективная совокупность выдаваемой турбиной мощности, оборотов, крутящего момента - режим максимальной мощности и оптимальный режим. Оператор, руководствуясь значением $\Delta P_{диф}$, всегда может определить - в каком состоянии находится турбобур, и тем самым поддерживать необходимый крутящий момент на долоте. В [19,13] определено - «дозирование гидравлической мощности через

дифференциальный перепад давления на ГЗД определяет крутящий момент».

Рассмотрим пример работы оператора, при отработке турбобура с падающей линией давления. Работа велась в 2012 г, на месторождении Западной-Сибири, буровой станок (БУ) IRI/IDECO 1700/270.

Оснащенность позволяет в режиме постоянного мониторинга, наблюдать процесс бурения (диаграммы) не на мониторах станции геолого-технических исследований (ГТИ), а на буровой - на рабочем месте, рисунок 24. На мониторе, четко отражается: характер перемещения талевого блока; перепад давления; нагрузка на долото и др. показатели. Бурильщик в любой момент, не покидая рабочего места, может дать оценку своей работе.

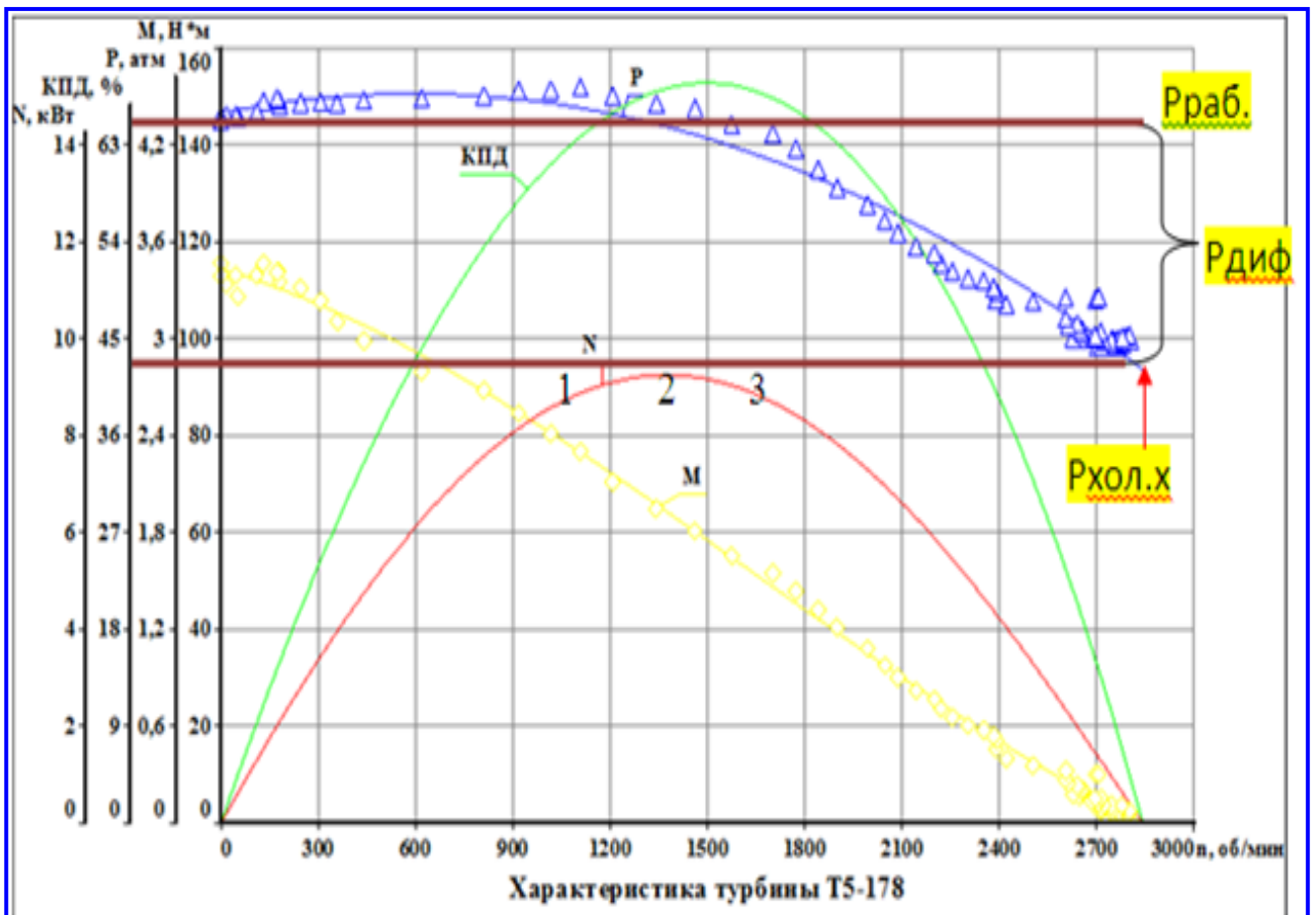


Рисунок 23. Стендовая характеристика 5-и ступеней турбины Т5-178 с изменяющейся линией давления [18]



Рисунок 24. Рабочее место бурильщика IRI/IDECO 1700/270 процесса бурения. Работа ведется в режиме «самоконтроля» [18]

Основные требования при работе - плавность создания осевой нагрузки и поддержание оптимального дифференциального перепада давления на ГЗД. На рисунке 25, показаны осевая нагрузка и перепад давления. Характер работы (диаграммы) свидетельствует о неравномерности подачи осевой нагрузки, и как следствие не поддержание заданного $\Delta P_{диф}$ на турбобуре. Таким образом, технология эффективной отработки по дифференциальному перепаду не соблюдается вследствие влияния человеческого фактора.

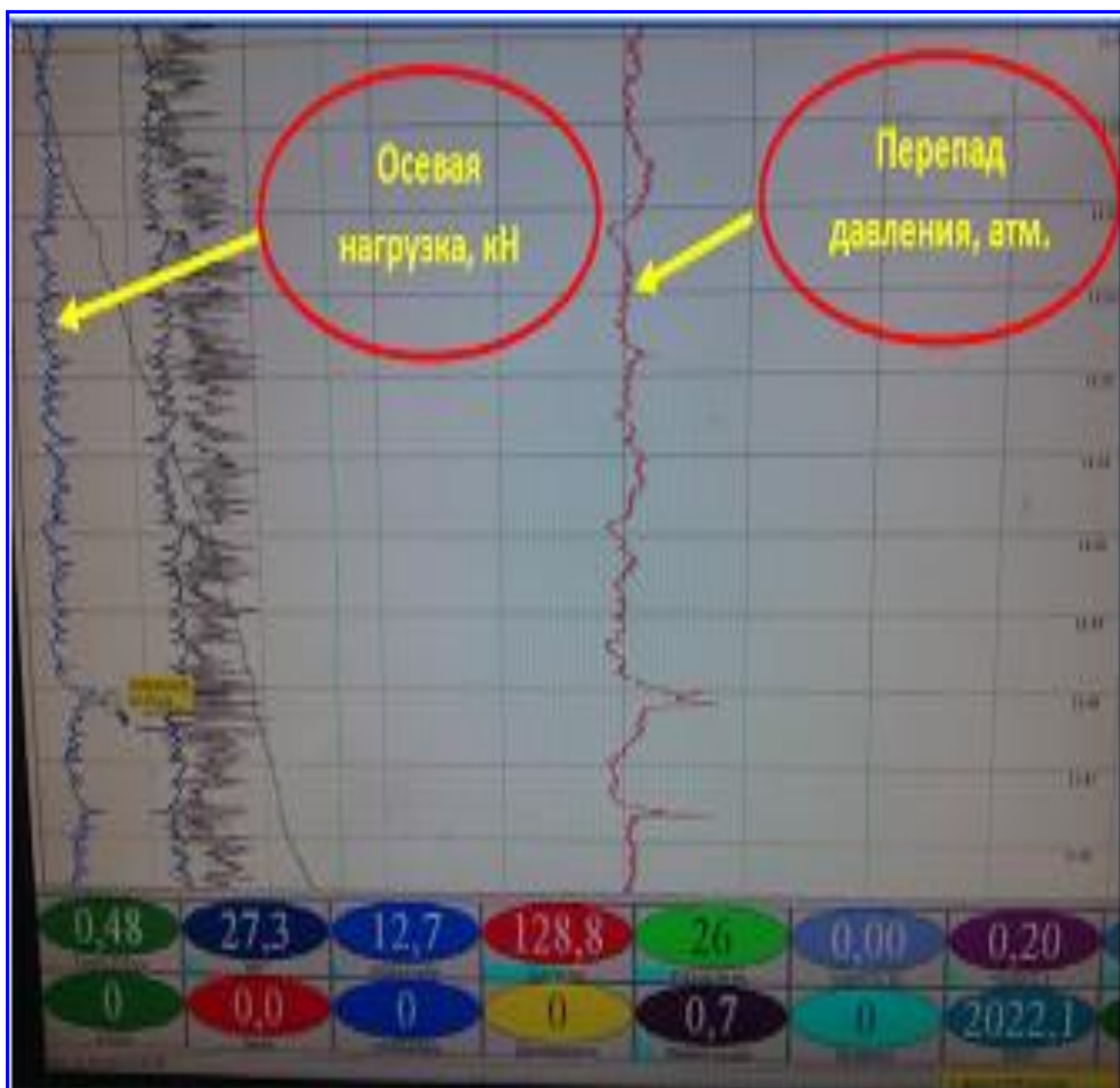


Рисунок 25. Диаграмма ГТИ работы ТРО-178 на БУ (IRI/IDECO 1700/270) [18]

2.6 Выводы по главе

На сегодняшний день применение базовой технологии управления ВЗД, не способно обеспечить высокую механическую скорость в перемеживающихся породах. Базовое управление ВЗД требует постоянной корректировки режимов бурения.

Одним из способов повышения механической скорости проходки при бурении скважин, можно считать применение высокотехнологичных ВЗД.

Каждый тип ВЗД, быстроходный и тихоходный, характеризуется определенной технологией обработки и разной реакцией на создание осевой нагрузки. На больших глубинах быстроходному ВЗД требуется больше времени для создания требуемой гидравлической мощности, чем тихоходному. Влияние энергетических характеристик на рейсовую скорость проходки напрямую зависит от эффективной технологии управления и оборудования буровых станков современными автоматизированными системами обработки ВЗД. Таким образом, в процессе бурения управлять подводимой гидравлической мощностью, возможно основываясь на дифференциальный перепад давления на ВЗД - оперативная дозировка и автоматизированное управление подводимой гидравлической мощностью при разрушении горных пород в процессе бурения способно обеспечить высокую механическую и как следствие рейсовую скорость бурения.

Повышение эффективности технологии бурения нефтяных и газовых скважин ВЗД заключается, главным образом, в автоматизации процесса бурения. Именно автоматизация технологии позволит поддерживать на ВЗД ту необходимую мощность, которая требуется для эффективного разрушения горной породы в определенный момент времени и избавит процесс бурения от многих ошибок - например, человеческий фактор.

ГЛАВА 3. УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ОТРАБОТКОЙ ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

3.1. Усовершенствование регулятора подачи инструмента

За основу усовершенствования технологии управления отработкой ВЗД взят регулятор подачи инструмента (РПИ), разработанный еще в 1991г в ООО «ВНИИБТ-БИ» [2,20]. Основной принцип регулятора - поддержание заданного эффективного дифференциального перепада давления (Рдиф) на винтовом забойном двигателе. Регулятор был разработан на имеющейся в то время элементной базе в электротехнике. Эффективность данного регулятора показана в [42], автоматизированный комплекс управления разработан для штатных регуляторов подачи долота, который на основании эволюции сигналов давления в напорной линии и нагрузки на крюке поддерживает заданный диапазон крутящего момента ВЗД. Поддержание крутящего момента ВЗД осуществляется с помощью автоматического управления скоростью подачи бурового инструмента [33]. Формула изобретения - по [50] РПИ, принципиальная схема РПИ рисунок 26, содержит установленный на канате тормозной лебедки датчик веса, подключенный к установленному на приборной доске индикатору веса, задатчик веса, выход которого подключен к одному из входов блока управления, исполнительным механизмом и усилитель. РПИ снабжен датчиком давления, индикатором давления, фильтром низкой частоты, блоком сравнения, задатчиками рабочего и предельно допустимого давления и формирователем звукового сигнала, причем выход датчика давления через усилитель подключен к входу фильтра низкой частоты, выходы которого соединены с входом индикатора давления и с одним из входов блока сравнения, к двум другим входам которого подключены соответственно выходы задатчика рабочего

давления и задатчика предельно допустимого давления, причем один выход блока сравнения подключен к входу формирователя звукового сигнала, а другой ко второму входу блока управления исполнительным механизмом.

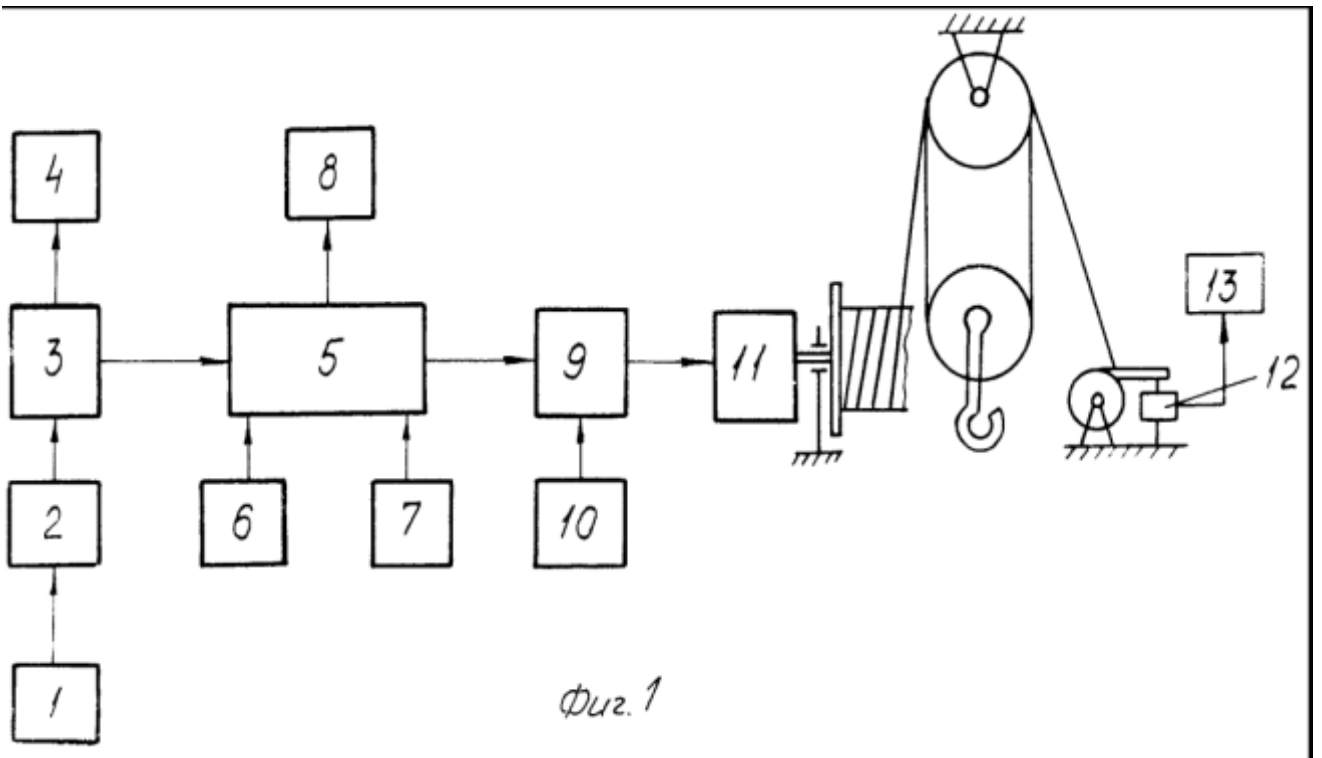


Рисунок 26. Принципиальная схема РПИ [33]

1 – датчик давления на стояке; 2 – усилитель; 3 – фильтр; 4 – индикатор давления; 5 – блок сравнения; 6,7 – задатчики рабочего и предельно допустимого давления; 8 – формирователь звукового сигнала; 9 – блок управления; 10 – датчик веса; 11 – задатчик веса; 12 – индикатор веса, 13 – индикатор 13 веса, установленный на приборной доске.

Поэтапная техническая сторона разработки и проектирования РПД ИМ2440М отражена в технической документации ООО «ВНИИБТ-БИ» и ООО НПП «ИНТРОМАГ» и является интеллектуальной собственностью предприятий.

Опытный образец усовершенствованного РПИ выпущен с аббревиатурой ИМ2440М и порядковым номером 13. Техническое

описание и инструкция по эксплуатации, приложение А. Принципиальная схема ИМ2440М и схема подключения к шкафу управления ТЭП, в работе не представлена, т.к. является интеллектуальной собственностью ООО «ВНИИБИ-БИ».

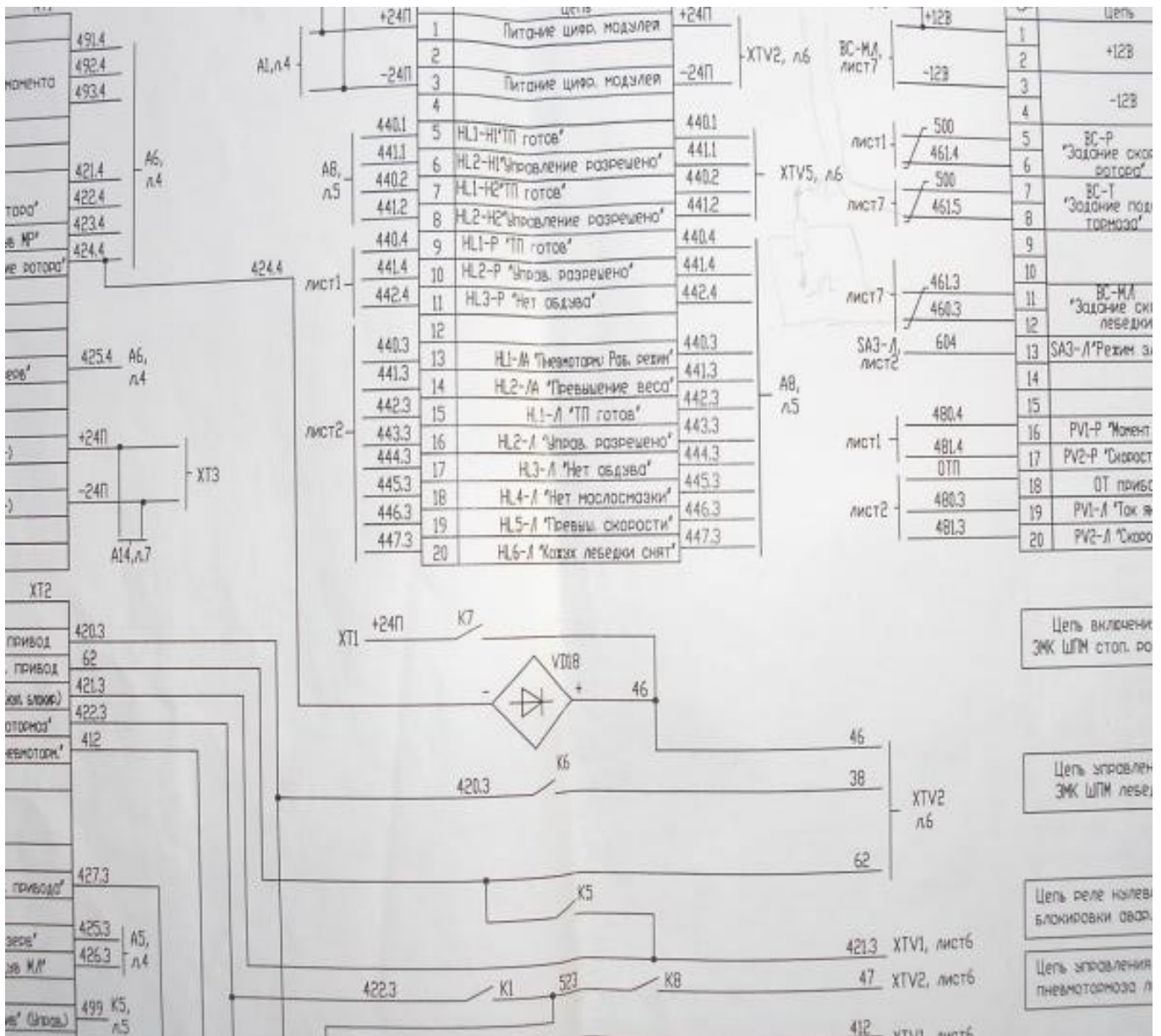


Рисунок 27. Принципиальная схема модернизированного шкафа управления ТЭП

По [14] для проведения промышленных испытаний технологии управления отработкой ВЗД, спроектировано подключение РПД ИМ2440М к ящику управления электромагнитным тормозом ТЭП-45, рисунок 27.

Схема подключения регулятора не влияет на штатную работу ТЭП. Исполнительный механизм такой же, как у ТЭП - буровая лебедка. Индикаторный сигнал поступает в блок управления РПД с датчика давления установленного на стояке. Универсальность ИМ2440М, заключается в возможности подключения ко многим модификациям и типам РПД (ТЭП, РПД-Э и др.).

Развивая ранее известные достижения в управление технологией строительства скважины, впервые в аппаратной части РПД ИМ2440М реализованы возможности корректировки:

- 1) Постоянной времени усреднения мгновенных значений давления.
- 2) Значения рабочего давления.
- 3) Величины воздействия, постоянной времени интегральной части, на исполнительный механизм.
- 4) Величины дифференциального перепада давления в режиме бурения.

Реализованные возможности, позволяют опираться на точные данные при корректировке режимов бурения, эффективно и своевременно управлять автоматизированной технологией управления ВЗД, при резко меняющейся забойной ситуации, например изменение геологии и др.

Также впервые реализуются следующие моменты:

- 1) Во время бурения, режимы с заданным интервалом записываются в архивную память.
- 2) При выходе давления за заданные пределы выставляется максимальный ток тормоза.
- 3) Предусмотрено аппаратное включение максимального тормоза при отказе РПД.
- 4) Текущие параметры бурения и состояние РПД можно контролировать дистанционно через GSM модем. В любой удаленной точке управлять процессом бурения.

3.2. Промысловые испытания автоматизированной технологии управления эффективной отработкой винтовых забойных двигателей

На действующей буровой установке, скважина №276, куст №3, Ильичевского месторождения, ЦДНГ 1-12, ЦБ№1 ПФ ООО «БК Евразия», объект ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь», рисунок 28 [20], при непосредственном участии автора, были проведены промысловые испытания эффективной технологии отработки ВЗД [20]. Опробован ИМ2440М. Работы проводились на основании утвержденной программы промысловых испытаний регулятора подачи долота 10 февраля 2014г, приложение Б.

Цель испытаний:

1. Опробование технологии эффективной отработки ВЗД.
2. Определить:
 - 2.1. Правильность разработанных схем подключения и монтажа узлов РПД (узел подключения к электрическому шкафу ТЭП – 45 рисунок 29, узел подключения к манифольдной линии, рисунок 30 [20]).
 - 2.2. Выполнить диагностику узла управления РПД.
 - 2.3. Проверить работоспособность РПД в режиме «наблюдение за процессом бурения».
3. Проверить совпадения показаний входных сигналов РПД с показаниями бурового манометра, ТЭП; реакцию исполнительного устройства - буровая лебедка, на команды с узла управления РПД.



Рисунок 28. Буровая установка Пермский край (фото 2013 год).

Промысловые испытания РПД ИМ2440М №13 2014 год



Рисунок 29. Ящик управления электромагнитным тормозом ТЭП-45.
Подключение РПД ИМ2440М.



Рисунок 30. Узел подключения РПД ИМ2440М к манифольдной линии [20]



Рисунок 31. Общий вид узла управления РПД

В результате проведенных промысловых испытаний технологии управления отработкой ВЗД, получена технологическая справка №36-36 от 11 февраля 2014г, приложение В. Подписан протокол промысловых испытаний 11 апреля 2014 года, приложение Г.

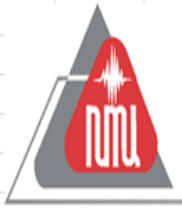
По итогам испытаний были достигнуты поставленные цели и выданы рекомендации к дальнейшему усовершенствованию РПД. (В части рабочих настроек регулятора). По полученным диаграммам ГТИ, в результате проведения испытаний, проведен технологический анализ и показана эффективность технологии управления отработкой ВЗД. На рисунке 31, показан общий вид узла управления РПД. Данные по скважине: приложение Д - программа отработки долот на скважине №272, куст №3 Ильичевского месторождения, приложение Е - программа на бурение наклонно-направленной скважины № 27, куст №3 Ильичевского месторождения.

По [20] опробование технологии проводилось в породах средней твердости. Тип скважины наклонно-направленная, проектная глубина 1700 м, интервал 600 - 1540 м - участок набора зенитного угла - $22,99^{\circ}$. Геология интервала испытаний представлена доломитом и известняком, 2 группа, породы средней твердости (по Л.А. Шрейнеру). При бурении применялось шарошечное долото 215,9мм, код IADC - 637.

Состав КНБК: долото 215,9R50P + калибратор 215,9 + ВЗД ДР1-198.6/7, угол перекоса $1^{\circ}15'$ + переводник + телесистема + немагнитная труба + переводник + бурильная труба + переводник + утяжеленная бурильная труба + переводник + бурильная труба.

Бурение РПД проводилось в безаварийном режиме. Операции по определению оптимальных рабочих настроек алгоритма РПД и подбор оптимальных режимов бурения, выполнялись опытным путем в 3 интервалах (1320 – 1320,7 м; 1322,5-1328,35 м; 1331,14-1334,85 м), рисунок 32. Наиболее показательный интервал представлен на рисунке

33, характеризующий эффективную технологию управления отработкой ВЗД.



Контроль процесса бурения

Партия ГТИ № 23

Оператор станции: Седов А.А.

Дата: 08.02.2014 г.

Заказчик: ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ"

Месторождение: Ильичевское

Куст № 3

Скважина № 272

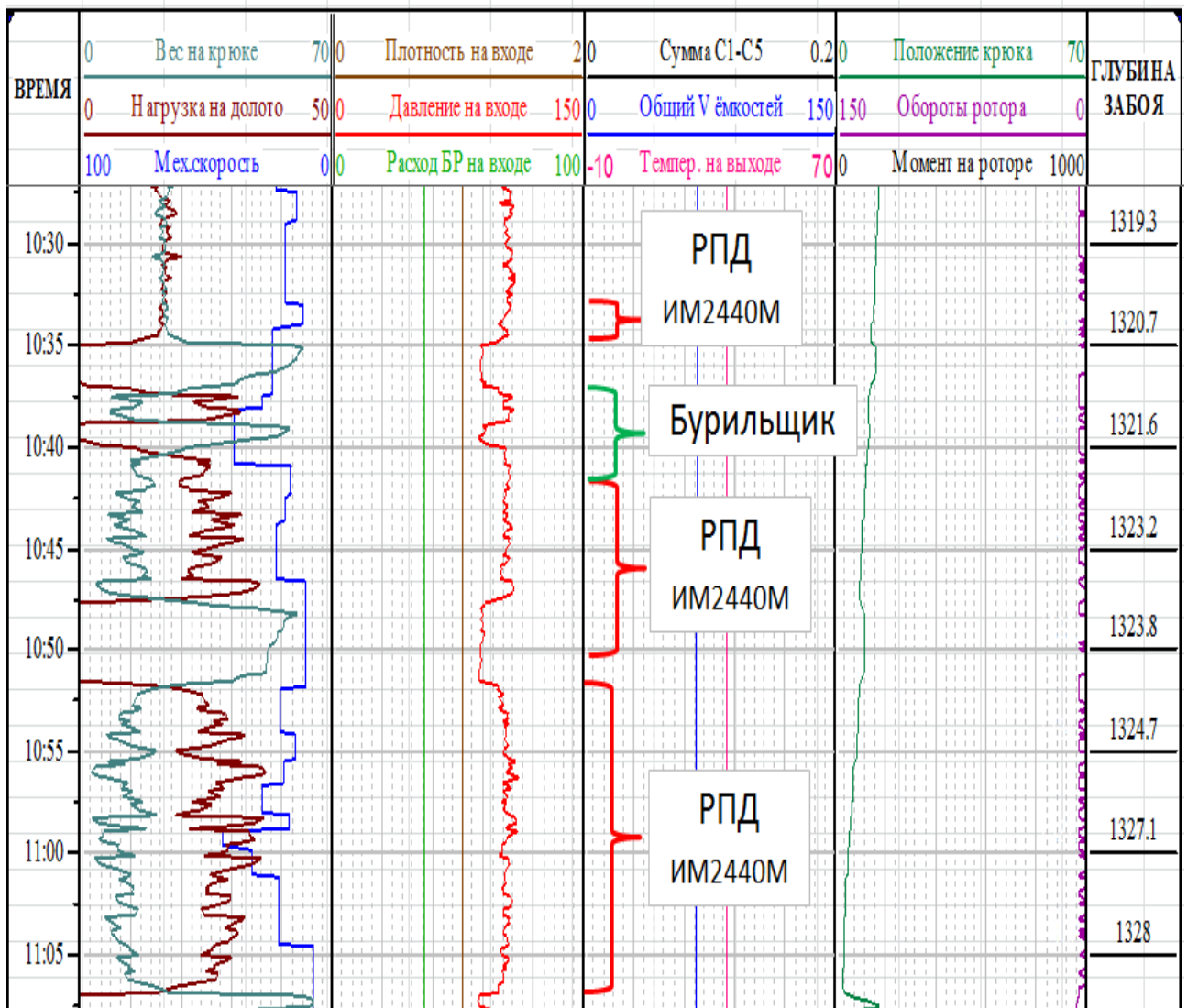
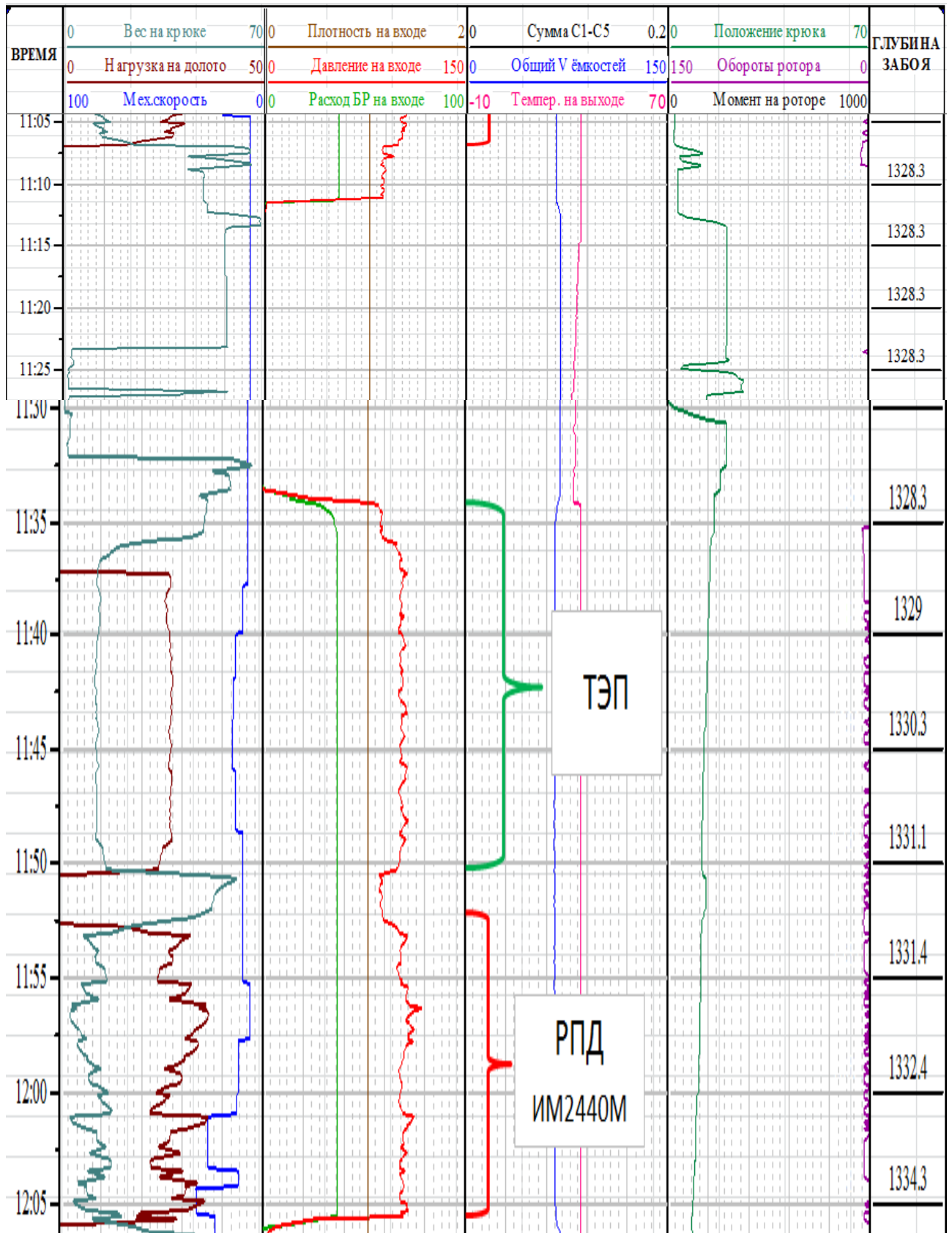


Рисунок 32. Диаграмма ГТИ. Промысловые испытания РПД ИМ2440М

[приложение Г]

Окончание рисунка 32



Подбор оптимальных режимов бурения, выполнялись опытным путем в 4 интервалах (1320,6-1321м; 1322,5-1328,35м; 1331,14-1334,85м), рисунок 32. Наиболее показательный интервал представлен на рисунке 33, характеризующий эффективную технологию управления отработкой ВЗД.

На рисунке 33, представлены интервалы бурения двумя технологиями:

1. Применение ТЭП
2. Применение РПД ИМ2440М.

Условия бурения одинаковые - расход бурового раствора постоянный, бурение велось с проворотом ротора.

1. Интервал 1 - 1328,3 м – 1331,1 м пробурен с применением автоматизированной технологии ТЭП, средняя скорость за интервал составила $V_{\text{мех}} = 12,73 \text{ м/ч}$. Режим бурения устойчивый, осевая нагрузка подается плавно. Дифференциальный перепад $P_{\text{диф}} = 0,9 - 1,1 \text{ МПа}$, при $G = 2,5 - 2,6 \text{ т}$. Режимы бурения выбраны бурильщиком исходя регламентирующих документов и опыта бурения, однако в данной ситуации они не достаточно оптимальны (не учитывают частичного зависания КНБК), т.к. имеются резервы к повышению $V_{\text{мех}}$ - пример 2.

2. Интервал 2 - 1331,1 м - 1334,3 м пробурен с применением автоматизированной технологии управления отработкой ВЗД, средняя скорость за интервал составила $V_{\text{мех}} = 14,55 \text{ м/ч.}$, средняя $G = 33 \text{ т}$. Чередование буримости геологии в интервале 1, менее заметно (только по $V_{\text{мех}}$), чем изменение физико-механических свойств в интервале 2. При опробовании новой технологии в интервале 2, выделяются участки 2.1, 2.2, 2.3 пробуренные с учетом корректировок режима бурения РПД (с учетом частичного зависания КНБК и смены геологии). В результате применения технологии эффективной отработки ВЗД, $V_{\text{мех}}$ повышается с 12 м/ч до 29 м/ч.

Таким образом, промышленные испытания технологии управления ВЗД, продемонстрировали положительное решение поставленных задач. В реальных условиях бурения опробована автоматизированная

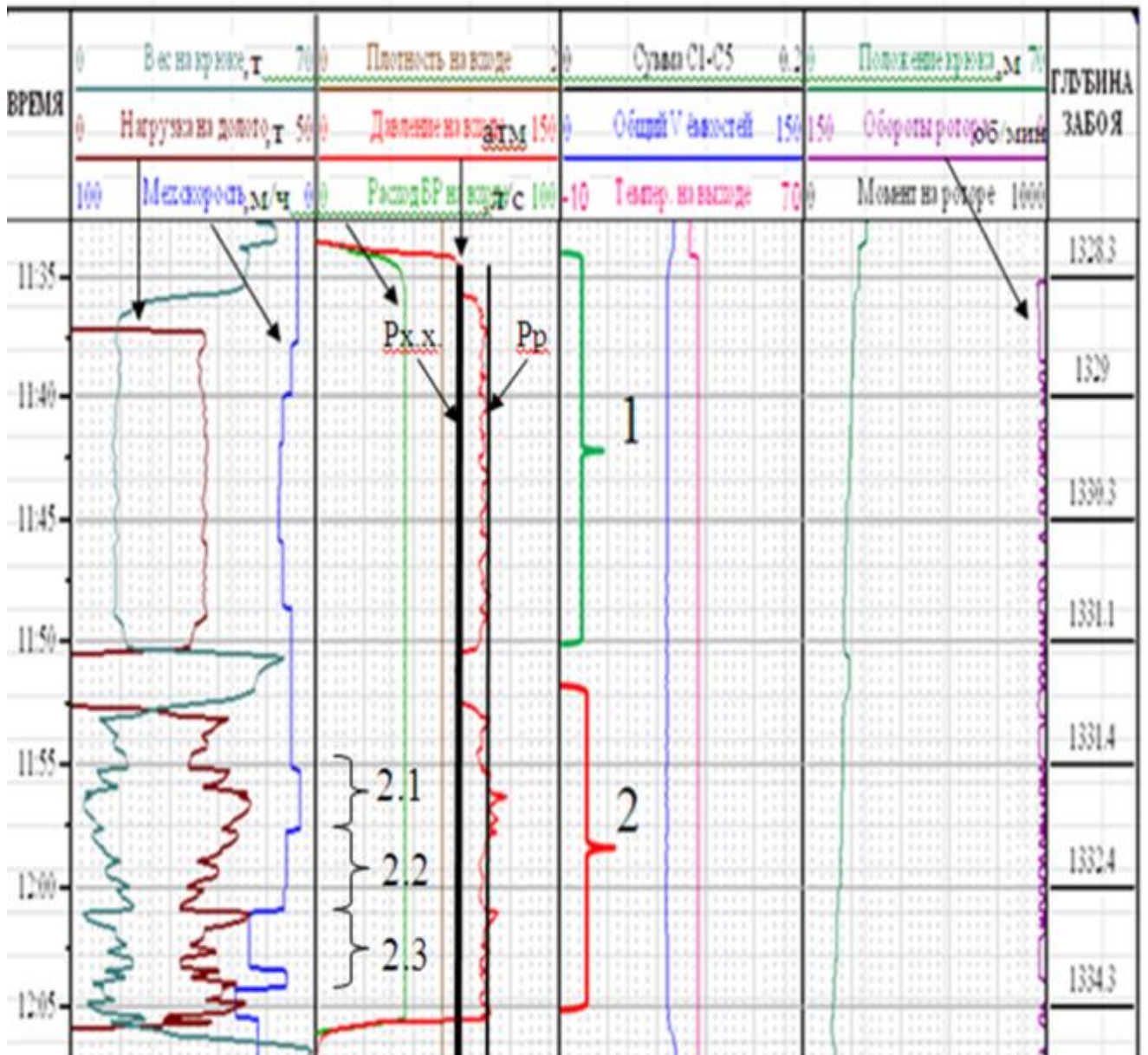


Рисунок 33. Примеры бурения интервалов двумя автоматизированными технологиями 1 -ТЭП и 2 – РПД ИМ2440М№13 [20]

технология - «Управление режимом работы винтовых забойных двигателей при бурении скважин с применением РПД». Увеличение механической скорости проходки, обусловлено сменой геологической обстановки. При применении, ТЭП изменение забойной ситуации не

заметно, вследствие оперирования косвенным показателем – вес на крюке, по ГИВу.

В процессе проведения испытаний РПД отработывался в тестовом режиме, вследствие этого наблюдается некорректная реакция на изменение забойной ситуации. Настройки регулятора подачи долота требуют дальнейших лабораторных испытаний.

3.3. Выводы по главе

Разработана и апробирована автоматизированная технология управления эффективной отработкой винтовых забойных двигателей. Основным индикатором технологии выступает дифференциальный перепад давления на винтовом забойном двигателе. Промысловые испытания опытного образца регулятора подачи долота ИМ2440М №13 показали эффективность и работоспособность аппаратной части и алгоритма работы регулятора. Реализованные возможности, позволяют опираться на точные данные при корректировке режимов бурения, эффективно и своевременно управлять автоматизированной технологией управления ВЗД, при резко меняющейся забойной ситуации, например изменение геологии и др. Практический результат применения автоматизированной технологии позволил увеличить механическую скорость бурения в 2,4 раза - 141% по сравнению с базовой механической скоростью.

ГЛАВА 4. ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКОЙ СКОРОСТИ ПРОХОДКИ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

4.1. Резервы технологии управления отработкой ВЗД. Вопросы внесения технологии управления эффективной отработкой ВЗД в регламентирующие документы

Вопросы внесения технологии управления отработкой ВЗД в регламентирующие документы реализованы при участии автора (соблюдение технологии на месторождении), ООО «ВНИИБТ-БИ», НПП «БУРИНТЕХ» на объектах ГФ ООО «РН-Бурение», приложение Ж - программа по выбору ГЗД ООО "РН-Пурнефтегаз".

В программу отработки долот, рисунок 34, (объект ГФ ООО «РН-Бурение»), в раздел режимы бурения, был внесен дифференциальный перепад давления на ВЗД. Данная программа утверждена Главным технологом ГФ ООО «РН-Бурение». При непосредственном участии автора в 2013 году, были проведены работы на скважине №115, куст №37 Губкинского месторождения и скважине №8001, куст №8, Харампурской площади, при отработке технологии управления ВЗД по дифференциальному перепаду давления, применен ДГР-240М.3/4.60 №2. Скважина наклонно-направленная. Справочные данные по скважине: приложение 3 - проект на бурение наклонно-направленной скважины № 122, куст №37 Губкинского месторождения, приложение И - программа на проводку наклонно-направленной скважины №122, куст №37 Губкинского месторождения.

Проектная глубина 2499 м. Буровая установка БУ-2900/200 ЭПК-БМ, насосы НБТ-600-2, электропривод, оснащена ТЭП. Конструкция скважины до эксплуатационной колонны 3 ступенчатая - направление, кондуктор, тех колонна. Долото BS393,7VD предназначено для бурения мягких и средних

малоабразивных пород. Долото BS295,3SD519-002 предназначено для бурения малоабразивных мягких пород с пропластками средних.

Краткие данные отработки технологии по рейсам:

Рейс №2. Период работы 20.02.2013-21.02.2013 г.

КНБК:ДолотоBS393,7VD519003+ДГР-240М3/4.60(0°)№2+ФД-240№177+УБТС-203/80+КЛС390,5+п-к133/171+СБТ-127*9,2.

Интервал бурения: 63-250м. Режим бурения: $G=2-5т$, $P_{х.х.}=3,0МПа$; $P_{раб.}=3,5-4,0МПа$, $Q=52л/с$; скорость вращения ротора 20 об/мин. Время циркуляции 6,84ч. Скорость механическая $V_{мех.}=36,81м/ч$.

Рейс №3. Период работы 21.02.2013-22.02.2013 г.

КНБК:ДолотоBS393,7VD519003+КЛС№392+пк+ДГР240М3/4.60(1°30')№2+ФД-240+п-к+ТСБТС-172+ЛБТ+п-к+СБТ-127*9,2.

Интервал бурения: 250-505м. Режим бурения: $G=2-6т$, $P_{х.х.}=4,0МПа$; $P_{раб.}=4,5-5,0МПа$, $Q=52л/с$. Время циркуляции 11,16ч; $V_{мех.}=39,84м/ч$.

Рейс №4. Период работы 22.02.2013-23.02.2013 г.

КНБК:ДолотоBS393,7VD519003+КЛС+п-к+ДГР-240М3/4.60(0°)№2+ФД-240+п-к+УБТ.

Интервал шаблонировки: 63-505м. Режим шаблонировки: $P_{х.х.}=4,0МПа$; $Q=52л/с$; Время циркуляции 2,3ч.

Рейс №5. Период работы 24.02.2013-25.02.2013 г.

КНБК:ДолотоKD295,3SKG135СС+ДГР-240М3/4.60(0°)№2+ФД-240+п-к+СБТ-127*9,2

Интервал бурения: 505-535м. Режим бурения: $G=1-4т$, $P_{х.х.}=4,0 МПа$; $P_{раб.}=4,5МПа$, $Q=52л/с$; $T_{цирк}=1,4ч$; $V_{мех.}=30м/ч$.

Рейс №6. Период работы 25.02.2013-28.02.2013 г.

КНБК: Долото BS295,3SD519-002+КЛС-290СТ-М+ДГР-240М3/4.60(1°09')№2+ФД-240+ПК-240+п-к+ТСБТС-172-70+п-к+СБТ-127*9,2. Интервал бурения: 535-1262м. Режим бурения: $G=3-7т$, $P_{х.х.}=7,8МПа$; $P_{раб.}=9,0-11,0 МПа$, $Q=52л/с$; $V_{мех.}=32,9м/ч$, $V_{план.}= 27м/ч$.

Общая наработка на ДГР-240М.3/4.60№2 и ФД 240№177 с учетом всех рейсов составила 50,9 часа. Проходка 1199м. $V_{мех.} = 34,67$ м/ч.

В результате применения технологии, управления эффективной отработкой ВЗД, получено увеличение механической скорости бурения по сравнению с плановой на 30%, таблица 4 - отработка ВЗД ДГР-240М3/4.60 №2 на скважине №115, куст №37 Губкинского месторождения.

Таблица 4 - отработка ДГР-240М3/4.60№2 на скважине №115, куст №37 Губкинского месторождения

ВЗД	Период отработки ВЗД	Интервал, м	Проходка, м	Наработка на ВЗД, ч	Vплан, м/ч	Vфакт, м/ч
ДГР-240М3/4.60№2	20.02.2013 - 28.02.2013	63 - 1262	1199	50,9	26,4	34,67

Вопросы перевода технологии в правовое поле исследованы на двух месторождениях, в рамках исследовательских работ:

1. Скважина №115, куст №37 Губкинского месторождения ГФ ООО «РН-Бурение».
2. Скважина №276, куст №3, Ильичевского месторождения, ЦДНГ 1-12, ЦБ№1 ПФ ООО «БК Евразия», объект ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

На основании полученных данных, свидетельствующих об эффективности технологии рекомендуется провести комплекс промысловых испытаний предлагаемой технологии. При положительном результате - повышение механической скорости проходки и др., внести индикатор технологии - дифференциальный перепад давления на ВЗД, в документацию:

1. Ведомственные строительные нормы (ВСН 39-86 от 01.01.1987 года).

2. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ РД 39-0148052-537-87 от 28.01.1987 года.
3. Программа отработки долот на скважине.
4. Режимно-технологическая карта.
5. Геолого-технический наряд на строительство скважины

4.2. Расчет коэффициента передачи мощности на забой, способы и технология бурения

По [34], методы расчета мощности, расходуемой на забое скважины, и ее составляющих дают возможность анализировать работу оборудования и эффективность углубления скважин при выбранной технике и технологии бурения. По Г.А. Кулябину, расчет мощности ведется по формуле:

$$N = 2\pi Mn \quad (8)$$

M – крутящий момент на долоте, кНм, n – обороты ротора, об/мин. $M = \mathcal{F}$ (свойства пород, осевой нагрузки, состояния долота и др.)

$$M = \Delta P k \quad (9)$$

ΔP – дифференциальный перепад давления на ВЗД, МПа. k – удельный крутящий момент ВЗД, определяется по характеристике двигателя.

Дифференциальный перепад давления определяется по формуле:

$$\Delta P = (P_p - P_{x.x.}) \quad (10)$$

P_p - перепад давления в рабочем режиме, МПа, $P_{x.x.}$ - перепад давления в режиме холостого хода.

Известны формулы расчета КПД η :

$$\eta = \frac{N_M}{N_g} = \frac{Mn}{PQ} \quad (11)$$

N_g - гидравлическая мощность, кВт, N_M - механическая мощность, кВт, Q – расход промывочной жидкости, л/с, P – перепад давления, МПа.

Мощность расходуемая на забое скважины:

$$N = N_{рп} + N_{рас.п} + N_k \quad (12)$$

$N_{рп}$ – мощность затрачиваемая на разрушение пород, $N_{рас.п}$ - мощность затрачиваемая на рассеивание энергии в породах на забое скважины, N_k - мощность затрачиваемая на осевые вибрации бурильной колонны.

Величины $N_{рп}, N_{рас.п}, N_k$ для бурения с ВЗД находятся по формулам:

$$N_{рп} = \frac{G_{ш}^2}{\alpha_n \tau_{вд}} \quad (13)$$

$$N_{рп} = \frac{G_{ш}^2 \sigma_3}{\tau_{вд}} \quad (14)$$

$$N_{рас.п} = \frac{(1-K_{от})G_{ш}^2}{2\alpha_n \tau_{вд}} \quad (15)$$

$$N_k = \frac{\sigma_3 K_{от} G_{ш}^2}{2\tau_{выл}} \quad (16)$$

$G_{ш}$ – осевая нагрузка на забой скважины, т, определяется по штампу, σ_3 - глубина вдавливания зубца долота в породу за время $\tau_{вд}$, $K_{от} = 0,29...0,87$ - коэффициент отражения энергии от забоя, нижний предел для мягких пород, верхний предел для твердых, α_n – жесткость пары «зубец долота - порода».

Приведенные уравнения полезны для анализа процесса углубления скважины. Г.А. Кулябин вводит коэффициенты передачи мощности на забой и способа бурения. Коэффициент передачи мощности на забой, в общем виде для бурения с ВЗД:

$$K_{МЗ} = \frac{(N_{\partial n} + N_{\partial p} + N_{oc})\eta_{пр}}{N_z} \quad (17)$$

$\eta_{пр}$ – коэффициент, учитывающий затраты N в приводе к буровому насосу.

Г.А. Кулябин предлагает оценивать коэффициент полезного действия, характеризующий способ углубления скважины ($\eta_{сп}$), с учетом мощности, расходуемой на разрушение пород, от величины которой зависит темп углубления скважины:

$$\eta_{сп} = \frac{N_{пр} + N_z}{N_{об}} \quad (18)$$

На основании проведенных исследований технологии управления эффективной отработкой ВЗД в процессе бурения, предлагается оценивать коэффициент полезного действия (18) (по Г.А. Кулябину), с учетом подведения эффективной гидравлической мощности к забою. Для этого предлагается ввести коэффициент эффективности подведения гидравлической мощности к забою (необходимой для эффективного разрушения горной породы) $K_{эм}$ (%). Коэффициент, учитывает процент влияния человеческого фактора на процесс бурения, применяемую технологию бурения, тип забойного оборудования, режимы бурения, глубину и профиль скважины, и д.р. (значения коэффициента получены опытным путем). Формула Г.А. Кулябина (18), с учетом предложений определяется следующим выражением:

$$\eta_{сп} = \frac{N_{пр} + N_э}{N_{об}} K_{эзм} \quad (19)$$

K_{эзм} - коэффициент эффективности подведения гидравлической мощности к забою (необходимой для эффективного разрушения горной породы), (%). При применении регламентной технологии *K_{эзм}* 0, %. При применении предлагаемой технологии, в рассмотренных интервалах бурения на Ильичевском месторождении, механическая скорость увеличилась в 2,4 раза (141% по сравнению с базовой, с учетом изменения геологии)). В границах проведенных исследований, установлено *K_{эзм}* (за интервал) в максимальном приближении может составлять 141%. В границах бурения секции скважины №115, куст №37 Губкинского месторождения, объект ГФ ООО «РН-Бурение» *K_{эзм}* = 30% (19).

Таким образом, в рамках проведенных исследований, применение технологии управления эффективной отработкой ВЗД может позволить увеличить коэффициент полезного действия углубления скважины до 30%. С применением предложенного расчета (19) можно успешно решать задачу выбора эффективного способа бурения или подбора ВЗД на стадии проектирования строительства скважины и вносить коррективы после проводки небольшого количества скважин.

Экономический эффект от применения технологии управления отработкой ВЗД имеет значительный потенциал в сокращении коммерческой скорости бурения скважин, получении ранней нефти и др.

4.3. Выводы по главе

Технология эффективной отработки винтовых забойных двигателей успешно внедрена в ГФ ООО «РН-Бурение». В результате применения

технологии, получено увеличение механической скорости бурения по сравнению с плановой на 30%. Вопросы внесения технологии управления отработкой ВЗД в регламентирующие документы реализованы в программе отработки долот на объектах ООО ГФ «РН-Бурение».

На основании положительных промысловых испытаний новой технологии предложен новый метод расчёта КПД способа углубления скважины. В рамках проведенных исследований, применение технологии управления эффективной отработкой ВЗД может позволить увеличить коэффициент полезного действия углубления скважины до 30%. С применением расчета можно успешно решать задачу выбора эффективного способа бурения или подбора ВЗД на стадии проектирования строительства скважины и вносить коррективы после проводки небольшого количества скважин.

Экономический эффект от применения технологии управления отработкой ВЗД имеет значительный потенциал в сокращении коммерческой скорости бурения скважин, получении ранней нефти и др.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация представляет собой законченную научно-исследовательскую работу, в которой содержится новое решение актуальной научно - производственной задачи по обоснованию и разработке технологии автоматизации управления эффективной отработке винтовых забойных двигателей при бурении нефтяных и газовых скважин.

Основные выводы по работе:

1. Определены основные направления усовершенствования технологии управления отработкой ВЗД. Направления включают: эксплуатацию оборудования по эффективному дифференциальному перепаду давления на ВЗД; адаптации технологии отработки ВЗД к различным условиям бурения; возможности оперативного управления технологией отработки ВЗД.

2. Проведены промысловые испытания основ технологии эффективного управления ВЗД. Практический результат применения технологии поддержания эффективного дифференциального перепада давления на ВЗД, в Ямало-Ненецком автономном округе показал - увеличение механической скорости бурения по сравнению с плановой на 30%.

3. Разработана автоматизированная технология управления эффективной отработкой ВЗД при бурении нефтяных и газовых скважин. Разработан опытный образец РПД ИМ2440М №13. В Пермском крае проведены опытно-промысловые испытания автоматизированной технологии управления эффективной отработкой ВЗД с применением РПД ИМ2440М, на скважине №276, куст №3, Ильичевского месторождения, ЦДНГ 1-12, ЦБ№1 ПФ ООО «БК Евразия», объект ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь». Практический результат применения технологии (РПД ИМ2440М) -

увеличение механической скорости в 2,4 раза - 141% по сравнению с базовой механической скоростью.

4. Предложено внести дополнения в следующие регламентирующие документы, в раздел режимы бурения - эффективный дифференциальный перепад давления на ВЗД: а. Ведомственные строительные нормы (ВСН 39-86 от 01.01.1987 года); б. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. (РД 39-0148052-537-87 от 28.01.1987 года); в. Программа отработки долот на скважине; г. Режимно-технологическая карта; д. Геолого-технический наряд. Впервые в регламентирующие документы внесена технология отработки ВЗД по Рдиф - долотная программа на бурение наклонно-направленной скважины № 122, куст №37 Губкинского месторождения.

5. Рекомендовано оценивать КПД, характеризующий способ углубления скважины (по Г.А. Кулябину), с учетом введенного коэффициента эффективности подведения гидравлической мощности к забою $K_{эзм}$ (%). Определен предел $K_{эзм}$ - 30%.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близнюков В.Ю. А 13. Буровое оборудование: Справочник: В 2-х т. Т. 2. Буровой инструмент. - М.: ОАО «Издательство «Недра», 2003. - 494 с.
2. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д. Фактор дифференциального давления винтовых забойных двигателей при мониторинге режима бурения скважин// Нефтяное хозяйство. №3. 2014 С 98 - 101.
3. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д. Бичкурин Т.Н. Особенности технологии бурения винтовыми забойными двигателями // Тр. ин-та/ ВНИИБТ. - 2011.-№3(71).-С.95-105.
4. Балденко Д.Ф. Балденко Ф.Д. Гноевых А.Н. Одновинтовые гидравлические машины. Т.2. Винтовые забойные двигатели. – м.: ООО «ИРЦ Газпром», 2002. – 470 с.
5. Балденко Д.Ф. Балденко Ф.Д., Шмидт А.П. Анализ характеристик винтовых забойных двигателей с целью оптимального управления процессом бурения // НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1995. - №1-2.
6. Балденко Д.Ф. Балденко Ф.Д., Шмидт А.П. Винтовые забойные двигатели: новые конструкции и способы управления //Нефтяное хозяйство. – 1997. - №1.
7. Балденко Д.Ф. Коротаяев Ю.А. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей // Бурение и нефть. – 2012. - №3. – С. 3-7.
8. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Б 27. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для вузов. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. - 632 с.: ил.

9. Бикчурин Т.Н., Ибатулин Р.Х., Тахаутдинов Ш.Р. Влияние перепада давления на нижнем конце бурильных труб на нагрузку на долото и механическую скорость // Нефтяное хозяйство. - 2007. - №11.

10. Бревдо Г.Д. Проектирование режима бурения. – м.: Недра, 1988.

11. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб, для вузов. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. - 1007 с.

12. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для техникумов. – м.: Недра 1995.

13. Вerveкин А.В. К вопросу автоматизации процесса бурения нефтяных и газовых скважин винтовыми забойными двигателями//Вестник ПНИПУ. №10. 2014. № С. 49-65.

14. Вerveкин А.В. К вопросу автоматизации процесса бурения нефтяных и газовых скважин винтовыми забойными двигателями. Тезисы докладов VI Всероссийской конференции. г. Пермь. ПНИПУ. Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2013. С. 23.

15. Вerveкин А.В. Реакция высокооборотных винтовых забойных двигателей на создание осевой нагрузки//Тезисы докладов V Всероссийской конференции. г. Пермь. ПНИПУ. Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2012. С. 52.

16. Вerveкин А.В., Плотников В.М. Влияние энергетической характеристики винтовых забойных двигателей на рейсовую скорость бурения//НТЖ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2013. № 4. С. 10-12.

17. Вerveкин А.В., Плотников В.М., Молодило В.И. О повышении эффективности бурения нефтяных и газовых скважин гидравлическими

забойными двигателями// НТЖ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2013. № 1. С. 16-19.

18. Вerveкин А.В., Плотников В.М., Молодило В.И. Субъективный фактор и эксплуатационные особенности турбобуров при бурении нефтяных и газовых скважин//Нефтепромысловое дело. 2013. № 9. С. 66-69.

19. Вerveкин А.В., Плотников В.М., Молодило В.И. Управление подводимой гидравлической энергией при разрушении горных пород в процессе бурения//Нефтяное хозяйство. №4. 2013 С. 32-34.

20. Вerveкин А.В., Плотников В.М., Молодило В.И. Управление технологическим процессом обработки винтовых забойных двигателей при бурении нефтяных и газовых скважин//Нефтяное хозяйство. №6. 2014 С. 26-27.

21. Вerveкин А.В., Плотников В.М., Молодило В.И. Управление технологическим процессом эксплуатации винтовых забойных двигателей при строительстве нефтяных и газовых скважин//Нефтяное хозяйство. №2. 2014 С. 106-108.

22. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Никитин Б.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин. – м.: Недра, 2000.

23 Гусман М.Т. Балденко Д.Ф. Винтовые забойные двигатели. – м.: ВНИИОЭНГ, 1972. – 83 с.

24. Двойников М.В. Определение фактической осевой нагрузки на долото при бурении скважин горизонтальным окончанием // Известия вузов. Нефть и газ. - 2009. - №2. - С.19 - 28.

25. Двойников М.В. Определение осевой нагрузки на долото при бурении скважин с горизонтальным окончанием / В.П. Овчинников, М.В. Двойников, А.В. Будько, С.В. Пролубщиков // Бурение и нефть. – 2007. - №07-08. С.46 - 47.

26. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые. 2001 г.

27. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Никитин Б.А. К 17. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ: Учеб. для вузов. - М.: Недра, 1998. - 438 с.: ил.

28. Калинин А.Г. Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б. З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. - м.: Недра, 1997. - 647 с.

29. Калинин А.Г., Ошкордин О.В., Питерский В.М., Соловьев Н.В. Разведочное бурение: Учеб. Для вузов. – м.: Недра, 2000.

30. Лукьянов Э.Е. Интерпретация данных ГТИ. Новосибирск. - Издательский Дом «Историческое наследие Сибири», 2011. – 944 с.

31. Лукьянов Э.Е. Стрельченко В.В. Геолого-технологические исследования в процессе бурения. – м.: Нефть и газ 1997. – 688 с.

32. Молодило В.И. Выбор винтовых забойных двигателей для повышения эффективности бурения//НТЖ Нефть и газ (у) инженерная практика журнал, 2012, №1, С 114 – 116.

33. Молодило В.И., Коротаев Ю.А., Медведев А.Ю. Автоматизация процесса бурения скважин с использованием винтовых забойных двигателей // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. -м.: ВНИИОЭНГ. – 2002. №1 - 2.

34. Овчинников В.П., Грачев С.И., Фролов А.А. Справочник бурового мастера: Учебно-практическое пособие, II том – М.: «Инфра-Инженерия», 2006. – 608 с.

35. Питкин А.Н., Павлюшко., Радченко В.Н. Буровые установки ОАО «Уралмаш» с регулируемым электроприводом // Нефтяное хозяйство. – м., 2000. - №12. С16 – 18.

36. Порожский К.П. Эпштейн В.Е. Основные задачи и пути совершенствования оборудования для бурения нефтяных и газовых

скважин // Сборник трудов X международной научно-технической конференции «Технологическое оборудование для горной и нефтегазовой промышленности. Чтения памяти В.Р. Кубачека». - Екатеринбург: Уральский государственный университет, 2012. С - 233-235.

37. Сидоров Н.А. Бурение и эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – м.: Недра. 1982.

38. Спивак А.И. Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин. -м.: Недра, 1986.

39. Шумилов П.П. Турбинное бурение скважин: Избранные труды. – м.: Недра, 1968. – 352 с.

40. Эскин М.Г. Современное состояние и задачи управления турбинным бурением нефтяных и газовых скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. -1992. - № 2-3.

41. А.с. № 1653390 Способ контроля режима работы винтового двигателя в забойных условиях. Молодило В.И. Заявл. 12.01.1989; Опубл.07.09.1993, Бюл. №33.

42. Буровые комплексы. Научное издание коллектив авторов; под общей редакцией К.П. Порожского. - Екатеринбург: Издательство УГГУ, 2013. – 768 с.: ил.

43. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование: научное издание коллектив авторов; под общей редакцией А.М. Гусмана и К.П. Порожского. – Екатеринбург: УГГГА, 2002. - 592 с.

44. Буровое оборудование: Справочник: В 2 т. – м.: Недра, 2000. – Т.1. - 269 с.

45. Ведомственные строительные нормы. Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ (ВСН39-86). Миннефтегазпром. СССР. – м., 1987.

46. Инструкция по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин. – м., 1997.

47. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ (РД 39-0148052-537-87) / Миннефтегазпром. СССР. – м., 1987.

48. Методические указания по выбору конструкций нефтяных и газовых скважин, проектируемых для бурения на разведочных и эксплуатационных площадях. – м.: Миннефтепром, 1973.

49. Патент №2424430, МПК E21B44/00. Автоматизированная бурильная установка на основе MSE / Бун Скотт, Эллис Брайан, Каттел Бит, Папурас Крис, Скарборо Томми; КАНРИГ ДРИЛЛИНГ ТЕКНОЛОДЖИ ЛТД-№ 2009125638; Заявл. 07.12.2007; Оpubл.20.01.2011, Бюл. № 2.

50. Патент № 2013531, МПК E21B44/00. Регулятор подачи бурового инструмента/ Молодило В.И., Литвинов И.Н.- № 5002279; Заявл. 15.07.1991; Оpubл. 30.05.1994.

51. Патент № 2041348, МПК E21B45/00. Система автоматического управления процессом бурения / Калыгин Е.В., Родионова И.А., Багаутинов Г.А., Кравцова Т.Н.; Уральский горный институт им. В.В. Вахрушева- № 4872260; Заявл. 11.10.1990; Оpubл. 09.08.1995.

52. Патент №2447254, МПК E21B19/08, E21B44/06. Способ автоматизации подачи долота и устройство для реализации этого способа / ЕдихановМ.Н., Фархутдинов Р.Р., Исаев А.А. - № 2010127616; Заявл.02.07.2010; Оpubл. 10.01.2012, Бюл. № 1.

53. Патент РФ № 9401318 от 15.04.1994г. Способ управления процессом бурения забойным гидродвигателем/ Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Моцохейн Б.И., Шмидт А.П.

54. Патент № 2244117, МПК E21B44/00. Способ управления работой в скважине и система бурения скважины / Элдред Уолтер Д., Михан Ричард; Schlumberger БВ- № 2003106283; Заявл. 05.03.2003; Оpubл.10.01.2005, Бюл. № 1.

55. Публикация SU 1231946, МПК Е 21В 44/00. Способ регулирования процесса бурения / Самсоненко В.И., Бойченко В.А.; Грозненский нефтяной институт им. акад. М.Д. Миллионщикова - № 3762630; Заявл.08.05.1984; Опубл. 27.11.1995.

56. Руководство по эксплуатации ВЗД.000 РЭ. Двигатель винтовой забойный 73-240 габарита. ООО «ВНИИБТ-БИ». 2013 – 20с.

57. Справочник по механическим и абразивным свойствам горных пород/М.Г. Абрамсон, Б.В. Байдюк, В.С. Зарецкий и др.- м.: Недра, 1984

58. Электронные ресурсы фирм производителей забойного оборудования: www.vniibt.ru, www.pnmr.ru, www.bakerhughes.com, www.slb.com

59. Cooper G., Directional Drilling// Scientific American. May 1994. №5. P. 82-87

60. Lyons C., Working Guide To Drilling Equipment And Operations.: Gulf Publishing, 2010. - P 617.

Приложение А

Измеритель-регистратор-регулятор ИМ2440М

Паспорт, техническое описание и инструкция по эксплуатации

ООО НПП «Интромаг»



Пермь, 2013

М**ПАСПОРТ****Измеритель-регистратор-регулятор ИМ2440М**

Дата выпуска "10" 02 2014 г. Зав. № 13

Изготовитель: ООО НПП "Интромаг", 614990, Пермь, ул. Даншина, 19
т.(342)-237-17-80, факс (342)-237-17-49**1. Технические характеристики прибора**Режимы работы: - регистрация давления, управление инструментом, обмен данными с ПЭВМ (основной режим),
- ввод параметров (режим установок).

Длительность измерительного цикла – не более 300мс.

Доступ к режиму установок - по паролю.

Интерфейс связи с ПЭВМ - RS 485.

Входной датчик: токовый датчик давления.

Емкость памяти данных - 32 Кбайт, срок хранения данных - неограничен.

Продолжительность работы внутренних часов после отключения сетевого питания - не менее года.

Автоматическая диагностика сбойных и аварийных ситуаций.

Питание — постоянное напряжение 24В, 5Вт.

Средняя наработка на отказ - 30000 часов, средний срок службы - 10 лет.

Исполнение IP 30, диапазон рабочих температур - 20 - +45°C.

Габариты 180x140x35 мм, масса, не более - 350 г.

2. Комплект поставки

- | | | |
|---------------------|-----|--------------------------------------|
| 1. ИМ2440М | - 1 | 2. Переходник SF1210/P4 - MDN-4F - 1 |
| 3. Разъем SF1210/P5 | - 1 | 4. Разъем SF1210/P3 |
| 5. Паспорт | - 1 | |

3. Свидетельство о приемке

Регистратор ИМ2440М соответствует ТУ и признан годным для эксплуатации.

Дата изготовления: 10.02.14 Контролер ОТК

**4. Гарантии изготовителя**

Гарантийный срок - 24 месяца со дня поступления регистратора потребителю. В период гарантийного срока изготовитель производит бесплатную замену деталей и узлов, вышедших из строя по вине изготовителя.

РЕГИСТРАТОР-ИЗМЕРИТЕЛЬ-РЕГУЛЯТОР ИМ2440М ТЕХНИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ И ИНСТРУКЦИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

1. Назначение, устройство и функционирование прибора

Прибор предназначен для регистрации и регулирования давления, измеряемого токовым датчиком. Прибор выполнен в герметичном пластмассовом корпусе и снабжен дисплеем, клавиатурой и разъемами. Питание прибора - от сети постоянного тока 24В, 5Вт. Основу прибора составляет микропроцессор, который с помощью АЦП измеряет сигнал от токового датчика давления. Длительность измерительного цикла не более 300 мС. Микропроцессор вычисляет по сигналу датчика величину текущего давления, сравнивает его с заданным давлением, и, с помощью ЦАП, вырабатывает сигнал, регулирующий давление. В программе реализован ПИ-регулятор, временные параметры которого задаются оператором. Микропроцессор отображает данные на цветном дисплее, регистрирует их в архивную память, обрабатывает команды оператора, поступающие с клавиатуры, либо через разъем от компьютера. **Входной токовый датчик гальванической развязки не имеет!** Прибор может применяться в буровом производстве, для автоматической подачи инструмента при бурении скважин винтовыми забойными двигателями.

При подаче питающего напряжения 24В прибор показывает экран приветствия и, затем, включается в режим ожидания. **Автоматическое регулирование и регистрация в архивную память в этом режиме не производится.** на дисплее отображается текущее давление и подсказки. Из режима ожидания можно переключить прибор в режим установок, либо в основной режим.

Для перехода из режима ожидания в режим установок нажать кнопку "ВВОД" и затем цифровыми кнопками выбрать нужный пункт меню. В режиме установок при необходимости изменяются любые настройки прибора, **но измерения и управление внешними устройствами не производится.**

Для перехода из режима установок, когда курсор находится в верхней строке, в режим ожидания - нажать кнопку "С".

Для перехода из режима ожидания в основной режим следует нажать и отпустить кнопку "F" и, затем, кнопку "0" (обозначим это как "F"+"0"). Прибор покажет экран для ввода давлений холостого хода, рабочего, минимального и максимального. После ввода значений, или нажатия кнопки ">" прибор перейдет в основной режим и покажет основной экран. Для отмены ввода значений и возврата в режим ожидания нажать "С", а для перехода из основного режима в режим ожидания нажать кнопки "F"+">".

1.1. Перечень команд, выполняемых прибором

"ВВОД" - переход в режим установок к выбору пункта меню;

"F"+"0" - переход к установке рабочих давлений;

"F"+"." - переход в режим ожидания;

2. Работа с прибором

2.1. Подсоединить к прибору датчики. Подать питающее напряжение. Прибор покажет свой номер, включится в режим ожидания и покажет текущее давление.

2.2. Оператору установить инструмент в режим выбора рабочих давлений. Нажать "F"+"0".

Прибор покажет экран ввода значений рабочих давлений. После ввода значений прибор войдет в основной режим. Начать бурение и установить текущее давление примерно равным заданному $\pm 10\%$ от разности максимального и минимального давлений. Прибор выведет на дисплей сообщение "АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ". Здесь оператор может передать управление прибору, переключив тумблер на щите управления. В дальнейшем оператор визуально контролирует процесс по дисплею прибора и в любой момент может перехватить управление. Если прибор не в состоянии поддерживать давление в заданных пределах, на дисплей выводятся сообщения "ДАВЛЕНИЕ ВЕЛИКО" или "ДАВЛЕНИЕ МАЛО"

3. Установка основных параметров прибора.


Для установки любого параметра включить прибор, после входа в режим ожидания нажать "ВВОД". Если запрашивается пароль, то ввести правильное значение пароля. Прибор перейдет в режим установок и выведет экран выбора пункта меню

4. Работа прибора с программной оболочкой IM2300WIN V.2.

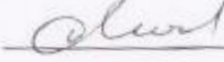
При работе с данной оболочкой прибор ведет себя аналогично контроллерам IM2300 серии X и следует руководствоваться файлом справки к программной оболочке.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

СОГЛАСОВАНО:
 Главный энергетик
 ПФ ООО «БК» Евразия»
 ЦБ №1 ДСС

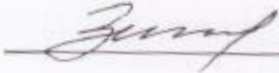
 Д.А. Сайкин
 «11» апреля 2014г

УТВЕРЖДАЮ:
 Заместитель директора по сервису
 ООО «ВНИИБТ - Буровой
 инструмент»

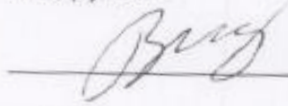
 И.Г. Молчанов
 «21» сентября 2014г

ПРОГРАММА ИСПЫТАНИЙ
 РЕГУЛЯТОРА ПОДАЧИ ДОЛОТА
 ИМ2440М

СОГЛАСОВАНО:
 Директор ООО НПП «ИНТОРМАГ»

 В.П. Зеленин
 «10» 02 2014г

СОГЛАСОВАНО:
 Главный технолог по бурению
 ООО «ВНИИБТ-Буровой
 инструмент»

 В.И. Молодило
 «19» 03 2014г

Пермь



05 05 2014 г.

Введение

Настоящая программа устанавливает порядок выполнения работ по подготовке, организации и выполнению комплекса работ по проверке работоспособности регулятора подачи долота ИМ2440М ООО «ВНИИБТ – Буровой инструмент».

1. Назначение

1.1 Регулятор подачи долота ИМ2440М (далее РПД) применяется в нефтяной и газовой промышленности при бурении нефтяных и газовых скважин, и относится к автоматизированным технологиям бурения. РПД предназначен для бурения скважин в автоматическом режиме при использовании гидравлических забойных двигателей (далее ГЗД) с наклонной линией давления. Регулятор облегчает труд бурильщика и улучшает условия работы долота и ГЗД, что положительно влияет на их ресурс и на показатели бурения.

2. Цели и задачи

2.1 Цель: Проверка алгоритма действия регулятора при различных настройках при бурении скважины с применением винтовых забойных двигателей (далее ВЗД).

2.2. Задачи и порядок работ:

2.2.1. Подключение узлов РПД к электрическому шкафу штатного электропорошкового тормоза (далее ТЭП) и манифольдной линии;

2.2.2. Проверка работоспособности РПД;

2.2.3. Бурение произвольных интервалов с опробованием технологии – «Управление режимом работы винтовых забойных двигателей при бурении нефтяных и газовых скважин с применением РПД»;

2.2.4. Выполнить технико-технологический анализ по результатам опытных промысловых испытаний (далее ПИ);

3. Место проведения испытаний РПД

3.1. ПИ проводятся на скважине №272, куст №3, Ильичевского месторождения, ЦДНГ 1-12, ЦБ№1 ПФ ООО «БК» Евразия, объект ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

4. Порядок проведения испытаний



- 4.1. Подключить РПД к ТЭП согласно схеме №1 (Приложение №1);
- 4.2. Ввернуть датчик давления DMP330 в тройник на манифольдной линии и подключить посредством кабеля к блоку управления РПД;
- 4.3. Выполнить работы по пункту №2 паспорта РПД (Приложение №2);
- 4.4. Демонтировать блок управления РПД;

5. Требования безопасности

5.1. При работе с РПД следует придерживаться действующих на предприятии правил и инструкций по технике безопасности, а также кроме указанных выше мер безопасности, руководствуйтесь разделами "Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03), утвержденными постановлением №56 Ростехнадзора России от 06 июня 2003 г.

6. Оформление результатов испытаний

6.1. Техническая часть: в процессе проведения ПИ, дать оценку эксплуатационным характеристикам РПД (простота, надежность, практичности, удобность интерфейса, рабочее место и пр.);

6.2. Технологическая часть: на основании тех. документации (диаграмма геолого-технических исследований (далее ГТИ), программа на бурение скважины, долотная программа) провести технологический анализ опробования технологии – «Управление режимом работы винтовых забойных двигателей при бурении нефтяных и газовых скважин с применением РПД».

6.3. Результаты ПИ оформить протоколом.

Приложения:

1. Приложение №1 – Схема подключения РПД;
2. Приложение №2 – Паспорт РПД;

Инженер 1 категории ТО по бурению
ООО «ВНИИБТ-БИ»

Инженер ООО НПП «ИНТРОМАГ»

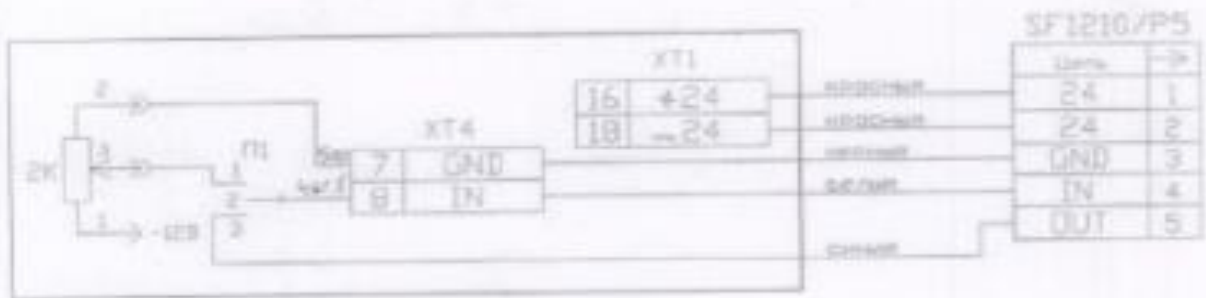


А. В. Вервекин

И.М. Батаев



Приложение №1
 Схема №1. Подключение узла РПД в электрический шкаф ТЭП



- 1 Провод 4x1,5 (XT4-8) переключить на контакт 1 тумблера.
 Контакт 2 тумблера подключить к XT4-8.

- 2 Кабель с разъемом (5-жильный) подключить:
- | | | |
|-------------------------|-----------------------|--------------------------------------|
| Контакт 1 (24В) красный | к контакту 16 XT1 | } <i>красный не имеет маркировки</i> |
| Контакт 2 (24В) красный | к контакту 18 XT1 | |
| Контакт 3 (GND) черный | к контакту 7 XT4 | |
| Контакт 4 (IN) белый | к контакту 8 XT4 | |
| Контакт 5 (OUT) синий | к контакту 3 тумблера | |



ПРИЛОЖЕНИЕ В

Технологическая справка испытаний ИМ2440М №13

ИНТЕГРА ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

«ВНИИБТ - БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ»
 Россия, 614000, г. Пермь, ГСП,
 ул. Карпинского, 24
 e-mail: reception-bii@integra.ru
 Тел.: (342) 211-13-11
 Факс: 280-17-67

от 11.02.2014 № 36-36

Дирекция по сервису
 (Дирекция)
 Контактный телефон: (342) 211-13-83
 Факс: (342) 211-12-94

Технологическая справка

11.02.2014 г. на скважине №272, куст №3, Ильичевского месторождения, ЦДНГ 1-12, ЦБ№1 ПФ ООО «БК»Евразия», объект ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», проведены промышленные испытания (ПИ) по опробованию технологии – «Управление отработкой винтовых забойных двигателей при бурении нефтяных и газовых скважин с применением регулятора подачи долота (РПД) ИМ2440М№13».

Краткие технологические данные					Режимы бурения					
Буровой станок	ВЗД	Долото	Тип скважины	Проектная глубина, м	Интервалы бурения, м	Q, л/с	R _к , атм	R _р , атм	G, т	T _{бур.} , час
БУ-2000/1253 П	ДР1-198.6/7 №500	215.9 R50P (AOC: 837)	Накл. нап.	1689	1120.6 - 1121.7	33	33	110	37	
					1121.5 - 1125.85	33	35	106	25	
					1125.67 - 1128.35	33	30	106	29	
					1128.14 - 1134.85	33	31	106	30	

Промышленные испытания проведены в плановом режиме и в соответствии требованиями программы промышленных испытаний.

Результаты/выводы опробования технологии – «Управление отработкой винтовых забойных двигателей при бурении нефтяных и газовых скважин с применением регулятора подачи долота (РПД) ИМ2440М№13», будут определены после проведения технико-технологического анализа.

Приложения:

- 1) Программа на бурение наклонно направленной скважины №272, куст №3, Ильичевское месторождение;
- 2) Диаграмма геолого-технологического исследования интервалов ПИ;
- 3) Программа отработки долот на скважине №272, куст №3, Ильичевское месторождение;
- 4) Программа проведения промышленных испытаний «Управление отработкой винтовых забойных двигателей при бурении нефтяных и газовых скважин с применением регулятора подачи долота (РПД) ИМ2440М».

Директор по сервису
 ООО «ВНИИБТ-БИ»

Главный технолог по бурению
 ООО «ВНИИБТ-БИ»

Инженер 1 категории ТО по бурению
 ООО «ВНИИБТ-БИ»

Буровой мастер
 ПФ ООО «БК»Евразия ЦБ№1

Инженер по бурению
 ООО «НИТЦ ГНТ»

И.Г. Молчанов

В.И. Молодило

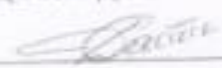
А.В. Вераекин

И.Ш. Зиятдинов

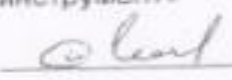
А.В. Семоняк

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

СОГЛАСОВАНО:
 Главный энергетик
 ПФ ООО «БК» Евразия»
 ЦБ №1 ДСС

 Д.А. Сайкин
 «11» апреля 2014г

УТВЕРЖДАЮ:
 Заместитель директора по сервису
 ООО «ВНИИБТ - Буровой
 инструмент»

 И.Г. Молчанов
 «21» апреля 2014г

ПРОТОКОЛ ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ
 РЕГУЛЯТОРА ПОДАЧИ ДОЛОТА
 ИМ2440М

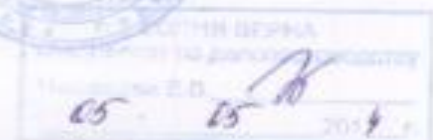
СОГЛАСОВАНО:
 Директор ООО НПП «ИНТОРМАГ»

 В.П. Зеленин
 «18» апреля 2014г

СОГЛАСОВАНО:
 Главный технолог по бурению
 ООО «ВНИИБТ-Буровой
 инструмент»

 В.И. Молодило
 «19» апреля 2014г

Пермь



11.02.2014 года в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проводились промышленные испытания регулятора подачи долота ИМ2440М, изготовленного ООО «ВНИИБТ – Буровой инструмент». Испытания проводились в соответствии с утвержденной программой промышленных испытаний от 10.02.2014 года.

1. Назначение

1.1 Регулятор подачи долота ИМ2440М (далее РПД) применяется в нефтяной и газовой промышленности при бурении нефтяных и газовых скважин, и относится к автоматизированным технологиям бурения. РПД предназначен для бурения скважин в автоматическом режиме при использовании гидравлических забойных двигателей (далее ГЗД) с наклонной линией давления. Регулятор облегчает труд бурильщика и улучшает условия работы долота и ГЗД, что положительно влияет на их ресурс и на показатели бурения.

2. Цели и задачи

2.1 Цель: Проверка алгоритма действия регулятора при различных настройках при бурении скважины с применением винтовых забойных двигателей (далее ВЗД).

2.2. Задачи и порядок работ:

2.2.1. Подключение узлов РПД к электрическому шкафу штатного электропорошкового тормоза (далее ТЭП) и манифольдной линии;

2.2.2. Проверка работоспособности РПД;

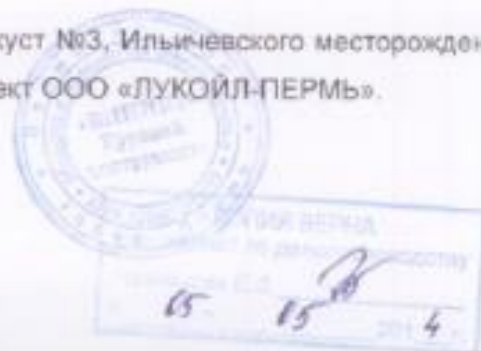
2.2.3. Бурение произвольных интервалов с опробованием технологии – «Управление режимом работы винтовых забойных двигателей при бурении нефтяных и газовых скважин с применением РПД»;

2.2.4. Выполнить технико-технологический анализ по результатам опытных промышленных испытаний (далее ПИ);

3. Место проведения испытаний РПД

3.1. ПИ проводятся на скважине №272, куст №3, Ильичевского месторождения, ЦДНГ 1-12, ЦБ№1 ПФ ООО «БК» Евразия», объект ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

4. Порядок проведения испытаний



4.1. Подключить РПД к ТЭП согласно схеме №1 (Приложение №1) и руководству подключения модулю регулятора (Приложение №2);

4.2. Ввернуть датчик давления DMP330 в тройник на манифольдной линии и подключить посредством кабеля к блоку управления РПД;

4.3. Выполнить работы по пункту №2 паспорта РПД (Приложение №3);

4.4. Демонтировать блок управления РПД;

5. Ход испытаний

5.1. Монтаж узлов РПД (узел подключения к электрическому шкафу ТЭП, узел подключения к манифольдной линии) выполнен в соответствии с разработанными схемами подключения.

5.2. Выполнена диагностика узла управления РПД. Проверена работоспособность РПД в режиме «наблюдение за процессом бурения». Показания входных сигналов РПД совпадают с показаниями бурового манометра, ТЭП. Проверена реакция исполнительного устройства – буровая лебедка, на команды с узла управления РПД.

5.3. Операции по определению оптимальных рабочих настроек алгоритма РПД и подбор оптимальных режимов бурения, выполнялись опытным путем в интервалах: 1320,6-1321м; 1322,5-1328,35м; 1331,14-1334,85м.

5.4. Бурение велось КНБК:

Долото 215,9R50PN#D173989+к-р215,9+ВЗД ДР1-198,6/7№S80(1,15⁶)+п-к№030+Т/С+НУБТ172+п-к№9712+ТБПК127х9+п-к№3153+УБТ178+п-к№3712+ТБПК127х9.

5.5. Бурение РПД проводилось в безаварийном режиме.

5.6. Опробована технология – «Управление режимом работы винтовых забойных двигателей при бурении скважин с применением РПД».

6. Результаты испытаний

6.1. Схема подключения узлов РПД к манифольдной линии и электрическому шкафу ТЭП рабочая и не требует корректировки.

6.2. Определены предварительные рабочие настройки алгоритма РПД.

6.3. Составлена технологическая справка №36-36 от 11.02.2014 года (Приложение №1).

6.4. Проведен технологический разбор диаграммы ГТИ с приведением участков применения ТЭП и РПД (Приложение №2).



7. Выводы и предложения

7.1. Предварительные настройки алгоритма работы РПД требуют лабораторных исследований и внесения корректировок до проведения следующих промышленных испытаний.

7.2. Для определения эффективности применения РПД и получения оптимальных настроек алгоритма работы РПД, рекомендуется продолжить промышленные испытания.

Приложения:

1. Приложение №1 – Технологическая справка №36-36 от 11.02.2014 года;
2. Приложение №2 - Технологический разбор диаграммы ГТИ с приведением участков применения ТЭП и РПД.

Инженер 1 категории ТО по бурению
ООО «ВНИИБТ-БИ»

Инженер ООО НПП «ИНТРОМАГ»

А. В. Вербкин
И. М. Батаев

А. В. Вербкин

И. М. Батаев



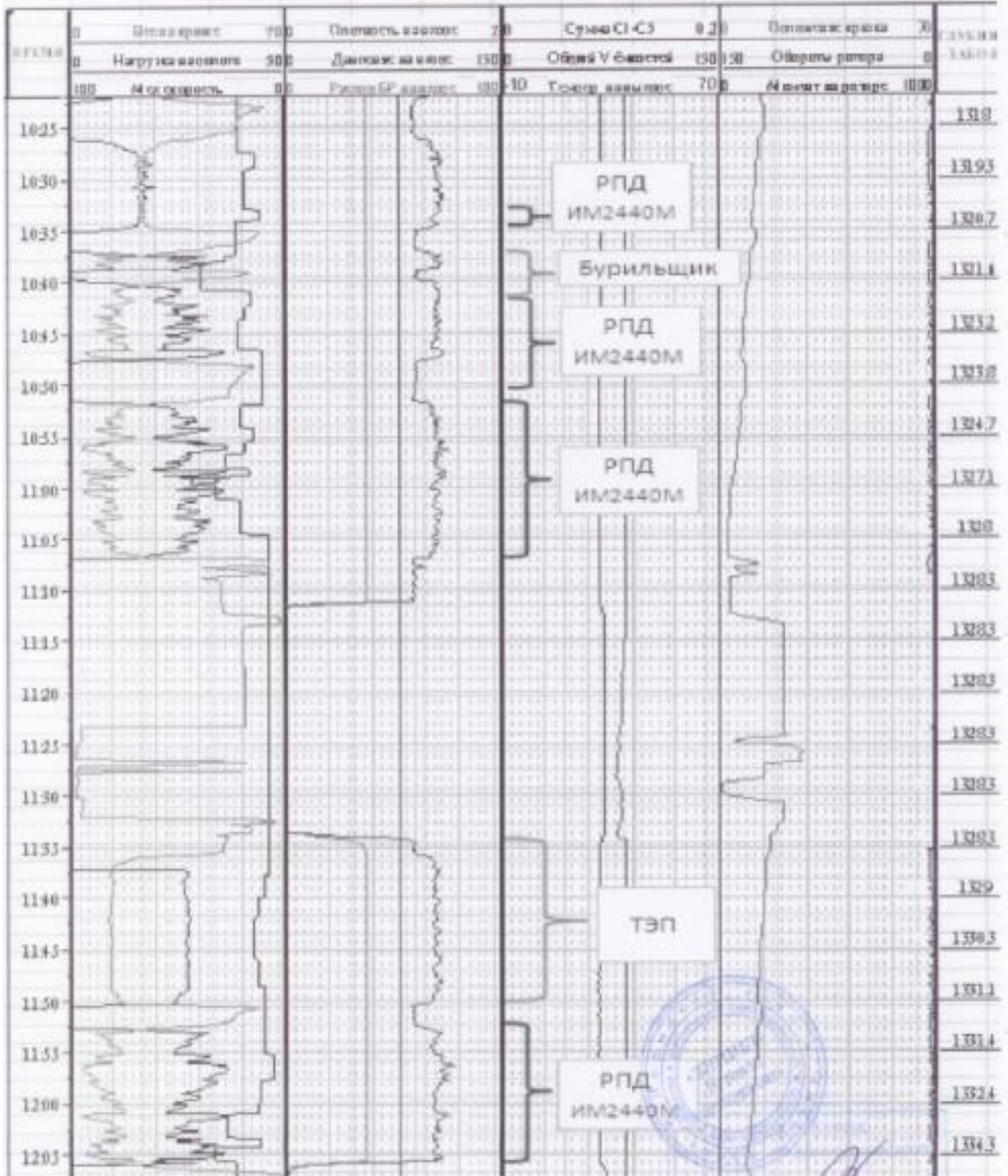


Контроль процесса бурения

Приложение №2

Партия ГТИ №23
 Оператор скважины: Седов А.А.
 Дата: 08.02.2014 г.

Эквивалент: ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ"
 Месторождение: Ишанское
 Куст №3
 Скважина №272



05 05 4

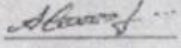

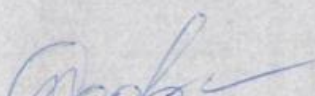
ПРИЛОЖЕНИЕ Д
ПРОГРАММА ОТРАБОТКИ ДОЛОТ
на скважине №272, куст №3 месторождение Ильичевское

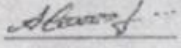

ПРОГРАММА
ОТРАБОТКИ ДОЛОТ
 на скважине №272 куст №3 месторождения Ильичевское



Генеральный заказчик: ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ"
 Начало оказания услуг: 25.01.2014
 Окончание оказания услуг: 25.02.2014


Долот	№ рейза	Диаметр, мм	Тип	Показатели работы долота				Режим бурения				Параметры ПСК			Отработка долот		Комплексы				
				Номер	История, м		Продолж. за рейс, м	Продолж. на долот, м	Прямая жет бур., ч	Мак. скор., м/ч	нагрузка, т	красная, аб/мин	проходка, аб/мин	давление, МПа	V, г/см³	T, сек	B, см³/об/мин	Прочность скрепы	Результат долот	Тип ГЛД	КБК (компоненты)
					от	до															
1	293.7	VU-K21TC-B147		1	50	95	45	90	2,3	20	ВН (<20)	350	40-50	6,0-6,0	ПЭБР ρ=1,01-1,03 г/см³, УВ=20-50 с, Ф ≤ 18 см/30 мин, ПВ=12-18 мПа-с, ДНС=15-40 дПа, рН= 7,5-8	TD	0,2	ТРО-240 (ДТР-240 аналог)	КЛС 293,7+ГЛД+УВТ109+УВТ178+ТМВ		
2	293,3	МЕТ 225-8201 V-04X-4175 PDC BHT 293,3 BT 714 UC-342 (Аналоги)	2	95	125	30	230	1,6	19	ВН (<20)	300	50-60	8,0-6,0	DP/ВНА		0,1	КЛС 293,3+ГЛД+УВТ109(215)+УВТ178(184)+ТМВ				
3			2	125	417	292	230	15,4	19	ВН (<20)	300	50-60	8,0-6,0	TD		0,9	КЛС 293,3+ГЛД+ТС+НУВТ+УВТ109(215)+УВТ178(184)+ТМВ				
4	215,9	VU-K01L562X-8910 PDC BHT 215,9 BT 713 UC-341(аналог)	3	417	447	30	235	1,3	22,5	8-15	300	32-35	9,0-10,0	Тех. указ=1,0 г/см³	DP	0,2	ТСН07Р-195 ТИ07П-195	КЛС 215,9+ГЛД+УВТ178+ТМВ			
5			3	447	642	195	235	8,7	22,5	8-15	300	32-35	9,0-10,0		НВ/ВНА	0,8		КЛС 215,9+ГЛД+НУВТ178+ТС+УВТ178+ТМВ			
6			4	642	880	238	235	16,6	14,3	8-15	300	32-35	9,5-11,0		НВ/ВНА/LOG	0,9		КЛС 215,9+ГЛД+НУВТ178+ТС+УВТ178+ТМВ			
7			5	880	1085	206	235	14,4	14,3	8-15	300	32-35	10,0-11,5		СМ/ВНА	0,8		КЛС 215,9+ГЛД+НУВТ178+ТС+УВТ178+ТМВ			
8			6	1086	1487	401	300	39,0	6,8	14-18	150-220	32-35	10,5-12,5		СМ/ВНА	1,0		КЛС 215,9+ГЛД+НУВТ178+ТС+УВТ178+ТМВ			
9	845947(0), PDC BHT 215,9 BT 713 UC-341(аналог)	7	1487	1689	202	300	50,5	4,0	14-18	150-220	32-35	11,5-14,0	БФ-СХП-МГ ρ=1,12 г/см³, УВ=40-50с, Ф=5 см/30 мин, ПВ=15-25 мПа-с, ДНС=40-160 дПа	TD	0,5	ДР/ДР (67-39) (аналог)	КЛС 215,9+ГЛД+НУВТ178+ТС+УВТ178+ТМВ				
Итого по скважине долотами "ДФ"ООО"НСК "Петробогазсервис":				1639	384	170	9,7											5,4			


Примечание: нагрузка на долот выбирается по результатам DSI (if fee); При использовании PDC долот диаметром 215,9мм обороты вала ВЗД не должны превышать 280об/мин. При использовании PDC долот диаметром 293,3мм обороты вала ВЗД не должны превышать 300об/мин.


Представитель "ДФ"ООО "НСК" "Петробогазсервис"   


Представитель ООО "НКС"  

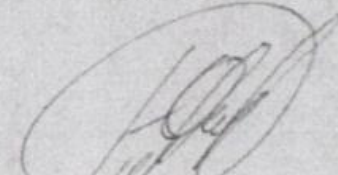
Эксперт А.И. Ф.И.О.  

Эксперт А.И. Ф.И.О. 

Филиал ООО "Лукойл-Ижевсксервис" "ПермьНИПИНефть" 

Представитель ООО "Лукойл-Пермь" 

Начальник управления по бурению 

Эксперт Г.В. Ф.И.О. 

ПРИЛОЖЕНИЕ Е ПРОГРАММА

на бурение наклонно-направленной
скважины №272 куст №3, 4 скважина месторождение Губкинское

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель
Генерального директора
по геологии и разработке
ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ"
Иванов С.С.
" 16 " 01 2014 г.

Заместитель
Генерального директора
по бурению ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ"
Яценко В.А.
" 16 " 01 2014 г.

Зам. директора филиала по научной
работе в области геологии
ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг"
"ПермНИПИнефть" в г.Перми
Плотников А.В.
" 16 " 01 2014 г.

**ПРОГРАММА НА БУРЕНИЕ
НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ
СКВАЖИНЫ № 272
КУСТ № 3, 4-я скв.
МЕСТОРОЖДЕНИЕ: Ильичевское
НОМЕР ПРОЕКТА: 4885 ИОС-7.1**

Альтитуда ротора - 188 м
Проектная длина (абс.отм.) 1689 (-1405) м
Проектный горизонт - башкирский
Назначение, круг допуска нагн. С₂b(-1325 м.)
Проложение ствола скважины 479 м
Дирекционный угол проложения 11°27'
Магнитный азимут проложения 357°50'
Дирекционный угол НДС 155°

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер
Пермского филиала
ООО "БК "Евразия"
Федосеев С.В.
" 16 " 01 2014 г.

Главный геолог
Пермского филиала
ООО "БК "Евразия"
Щадрунов А. А.
" 16 " 01 2014 г.

СОГЛАСОВАНО:

Зам. директора филиала по
научной работе в области бурения,
добычи и подготовки нефти и газа
ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг"
"ПермНИПИнефть" в г.Перми
Ильясов С.Е.
" 16 " 01 2014 г.

ПРОЕКТНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ:

БУ-2009/125 ЭП. Бур.насосы: 8Т-650-01 3-2 шт. Бур.инст:ТБПВ 127Х9м.

Обсадная колонна	Колонна		Подъем цемента	Тампонажный материал	Время ОЗЦ
	Диаметр (мм)	Длина (м)			
ш. направление	530 x 9,0	20	до устья	ПЦТ -II-50	10 ч
направление *	426 x 11,0	50	до устья	ПЦТ -II-50	16 ч
кондуктор	324 x 9,5	95	до устья	ПЦТ -II-50	24 ч
техническая	245 x 7,9	417	до устья	ПЦТ -II-50	24 ч
экспл. колонна	168 x 7,3	1689	до устья	ПЦТ-1G-CC-1 /МСФ+ГБ+РУ	48 ч

* при отсутствии поглощений не спускается

Интервал, м	Колонна	Толщина стенки, мм	ОПРЕССОВКА, кг/см ²		Оснастка обсадных колонн	
			до спуска	после спуска	наименование эл-та	количество
0-95	кондуктор	9,5	-	-	БКМ-324, ЦКОД-324,УЗЦС-324	1+1+1
					ЦЦ-324/294, ПП-324	1+2
0-417	техническая	7,9	95	90/50	БКМ-245-2, ЦКОД-245, ЦТ-245/295	1+1+7
					ЦЦ-245/295, ПП-219/245	8+2
0-1689	эксплуатационная	7,3	231	210	БК-168,ЦКОДМ-168-1,ЦТ-168/212-216	1+1+10
					ПГП-168, ЦЦ-168/216x245-1, ПП 140/168	1+32+1

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ РАБОТЫ В СКВАЖИНЕ:

Кондуктор:
1. АКЦ с ВС, ГГЦ / не ранее 24 час после цементир./ М 1:500 0 - 95 м

Техническая колонна:
2. АКЦ с ВС, ГГЦ, ЭМДСТ /не ранее 48 час после цементир./ М 1:500 0-417 м

Эксплуатационная колонна:
3. ГК, НКК М 1:500 0-1689 м
АК с ВС, ДС, ГГК-П М 1:500 417-1689 м
АК с ВС, ГК, НКК, ДС, БКЗ (5 уст), БК, ИК, МБК, ГГК-П М 1:200 1517-1689 м
7. АКЦ с ВС, СГДТ, ЭМДСТ М 1:500 0-1679 м

БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ:

Инт.20-95 м	Техническая вода $\rho=1,0$ г/см ³
Инт.95-417 м	ПЗБР $\rho=1,01-1,03$ г/см ³ , УВ=20-50 с, Ф ≤ 16 см ³ /30 мин, ПВ=12-18 мПа-с ДНС=15-60 дПа, pH= 7,5-8
Инт.417-1086 м	Техническая вода $\rho=1,0$ г/см ³
Инт.1086-1487 (-848) м	ХНР $\rho=1,05$ г/см ³
Инт.1487-1689 (-1217) м	ББР-СКП-МГ $\rho=1,12$ г/см ³ , УВ=40-60с, Ф ≤ 6 см ³ /30 мин, ПВ=15-25 мПа-с ДНС=60-160 дПа, голь20 4-40,9/25 6-61,3 дПа, К ≥ 25 г/л, кплл, pH=9 5-10, песок:1%

РАСЧЕТНЫЙ ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ.

наименование участка	Измеренная глубина(м)	Зенитный угол(град.)	Дирекц. угол(град.)	Глубина по вертикали(м)	Расч.простр. интенсивность (град./10м)	Смещение (м)
Условно вертикальный*	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	125,00	0,00	0,00	125,00	0,00	0,00
Участок набора зенитного угла	225,00	10,00	30,00	224,50	1,00	8,20
Участок условной стабилизации	447,00	10,00	30,00	443,50	0,00	44,80
Участок набора зен. угла и разворота	588,00	22,99	8,88	578,60	1,00	84,15
Участок условной стабилизации	1537,00	22,99	8,88	1452,00	0,00	454,40
Участок падения зенитного угла.	1603,00	21,02	8,88	1513,00	0,30	479,00
Участок условной стабилизации	1689,00	21,02	8,88	1693,00	0,00	509,70

1. Макс.интенсивность на участках набора зенитного угла -1,5°/10м

2. Максимальная интенсивность на участках падения зен. угла и условной стабилизации -8°/100м

ЗАМЕРЫ КРИВИЗНЫ ПРОИЗВОДИТЬ

Интервал, м	Частота, м	Шаг, м	Перекрытие	Вид	Кол-во приборов
0-417	при забое 417м	10	0	ИМММ	1
417-1689*	≥500м	10	3	ИМММ	1

Компоновки бурильного инструмента, используемые для бурения на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», применять согласно утвержденной схеме.

* Замеры по возможности совмещать с интервалами полной отработки долот.

Отбор керна

Прод. пласт	Объем проходки с керном, м	Способ отбора
	нет	

Испытание пластов

Тип	Интервал испытания
	нет

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ

1. В целях раннего обнаружения возможных зон поглощения опрессовать ствол скважины через закрытое ПВО на давление 5МПа при забоях: 1096,1324,1487, 1689м.
2. Перед спуском ЭК опрессовать ствол скважины с помощью ГМП-195, залакеровавшись в интервалах 1330-1340м на 10,5 МПа, 1086-1096м на 7,5 МПа.(при Кпр.>1, при опрессовке через ПВО)
3. При бурении в шт.417-1689м возможен перенос УБТ на 100-300 м выше телестеи.
4. В случае поглощений при бурении под кондуктор и техн. колонну в компоновку колонны включать корзины.
5. Перед спуском ЭК проработать ствол скважины : Д 215.9мм+КЛС 212-213мм+УБТ 9м+КЛС 212-213мм+ инструмент (* в случае спуска заколонного пакера).
6. При переключке между нефтяным и водяным пластами менее 10 м установить в остястку ЭК заколонный пакер типа ППТ-168 (с привязкой по ГК, ЛМ).
7. С целью недопущения сужения ствола в высокопроницаемых породах производить шаблонировку через каждые 50-70 м проходки.
8. Для предотвращения сальникообразования на элементах КНБК вводить в буровые трубы при наращивании противосальниковую добавку.
9. Для соблюдения вертикальности ствола скважины при бурении под кондуктор использовать: Д 393+КЛС(393)+ 2ТСШ-240+центратор(390)+УБТ-203 24м.
10. При бурении под техническую и эксплуатационную колонны иметь запас реагентов: цемент-10т, глиноporошок ППБ-5т, Реол-3т, глиноporошок ПБК-10т, хлористый кальций-2т и кальмаганты: резиновая крошка-0.5т, КЗ-0.5т, кордовое волокно-0.5т

Возможные осложнения:

1. Осыпи, обвалы стенок в интервале 0-30, 1537-1603 м.
2. Частичные поглощения жидкости в интервале 642-1126, 1659-1689 м
(Полное поглощение возможно в инт.40-90 м)
3. Нефтегазопрооявления в интервале 1537-1669 м.
4. Проявление пластовых вод с сероводородом в интервале 1096-1324 м
(при резком падении уровня промывочной жидкости и понижении плотности бурового раствора более чем на 5%)
5. Прихватоопасные зоны в интервалах обвалообразования и повышенной проницаемости пород.

Проектный стратиграфический разрез

№	Наименование горизонта	Абс.отметки, м			наклонный ствол(м)		
		от	до	толщ.	от	до	длина
1	Четвертичные отложения	188	168	20	0	20	20
2	Кунгурский ярус	168	24	144	20	164	144
3	Артинский ярус	24	-440	464	164	642	478
4	Сакмаро-ассельский	-440	-858	418	642	1096	454
5	Верхний карбон	-858	-1068	210	1096	1324	228
6	Мячковский горизонт	-1068	-1161	93	1324	1425	101
7	Подольский горизонт	-1161	-1221	60	1425	1491	66
8	Каширский горизонт	-1221	-1264	43	1491	1537	46
9	Верейский горизонт	-1264	-1325	61	1537	1603	66
10	Башкирский ярус	-1325	-1405	80	1603	1689	86
12	ЗАБОЙ	-1405			1689		

Заместитель начальника Департамента строительства скважин
Пермского филиала ООО "БК"Евразия"  Попованов А.В.

"15" 01 2014 г.

Начальник геологического отдела
Пермского филиала ООО "БК"Евразия"

 Зуев В.А.
"15" 01 2014 г.

Начальник УТС и РС
Пермского филиала ООО "БК"Евразия"

 Киселев В.В.
"15" 01 2014 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж
ПРОГРАММА

по выбору ВЗД ООО "РН-Пурнефтегаз" ГФ ООО «РН-Бурение»

Губкинское месторождение													
№п/п	Интервал бурения (по стволу)		Проходка, м	Габарит долота, мм	категория пород по ТЗ	Шифр ГЗД	кол-во, шт	Вид технологической операции	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции по ТЗ, м/ч	Элемент конструкции скважины
	от	до							расход, л/с	осевая нагрузка, т	рекомендуемый диф/перепад, атм		
1	60	510	450	-	М, С	ТОЗ-240 (турбобур)	2	Бурение	55	5-10	10-15	-	324мм Кондуктор
								Проработка, шаблонировка	55	В соответствии с принятым Регламентом работ	10-15	-	
2	510	1506	996	295,3	М, С	ТОЗ-240 (турбобур)		Бурение	55	5-10	10-15	-	245мм Техническая колонна
3	1506	3121	1615	215/220	М, С	ДГР-172.7/8.56 (ВЗД)	2	Бурение	27-35	5-20	15-25	-	168мм Эксплуатационная колонна
								Проработка, шаблонировка	27-35	В соответствии с принятым Регламентом работ	15-25	-	
Усть-Харампурской месторождение													
№п/п	Интервал бурения (по стволу)		Проходка, м	Габарит долота, мм	категория пород по ТЗ	Шифр ГЗД	кол-во, шт	Вид технологической операции	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции по ТЗ, м/ч	Элемент конструкции скважины
	от	до							расход, л/с	осевая нагрузка, т	рекомендуемый диф/перепад, атм		
1	60	625	565	295,3	М, С	ТОЗ-240 (турбобур)	2	Бурение	55	5-10	10-15	25-35	245мм Кондуктор
								Проработка, шаблонировка	55	В соответствии с принятым Регламентом работ	10-15	100-120	
2	625	3254	2629	215/220	М, С	ДГР-172.7/8.56 (ВЗД)	2	Бурение	27-35	5-20	15-25	25-35	146/168мм Эксплуатационная колонна
								Проработка, шаблонировка	27-35	В соответствии с принятым Регламентом работ	15-25	30-40	
	2915	3485	570	142	М, С	93(ВЗД)	?	Бурение	???	В соответствии с принятым Регламентом работ	???	-	114мм Хвостовик

ПРИЛОЖЕНИЕ 3
ПРОЕКТ
на бурение наклонно-направленной
скважины №122 куст №37 месторождение Губкинское

СОГЛАСОВАНО

Зам. Ген. директора по бурению ООО "РН-ПНГ"


С.В. Ефимов
"19" "02" 2013г.

Зам. Ген. директора - главный геолог ООО "РН-ПНГ"

А.В. Витевский
"19" "02" 2013г.

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель директора -

Главный инженер ГФ ООО "РН-Бурение"


М.А. Тихонов
"19" "02" 2013г.

Главный геолог ГФ ООО "РН-Бурение"

А.В. Нигмаев
"19" "02" 2013г.

ПРОЕКТ

на бурение наклонно-направленной скважины № 122 куста № 37
Губкинского месторождения

Проектная глубина 2504 м
Удлинение на забой 129 м
Максимальный угол 24 гр.
Радиус круга допуски 90 м
Альtitуда ротора 55,38 м
Назначение эксплуатационная
Категория скважины первая

Проектный горизонт БП4, БП9
Сысечение 644,75 м.
Магнитный азимут 87 гр. 35 мин.

Устье

Северная широта	64° 30' 09,042480"
Восточная долгота	76° 42' 17,511048"
зона	Пулково 42

Стратиграфия	Интервал		Мощность м	Проектная конструкция скважины				
	от	до		диаметр	верт.	глубина	Н цем.	Нг/цем
Четвертичная система	0	40	40	426	60	60	устье	
Некрасовская свита	40	60	20	324	300	505	устье	
Новомихайловская свита	60	100	40	245	1192	1262	655	устье
Атдымская свита	100	145	45	168	2370	2499	1570	670
Таданская	145	185	40					
Дюбинворская свита	185	345	160					
Ташинская свита	345	453	108		пбе, гл.	Инерт	Нста.	Рпл.
Галькинская свита	453	630	177	ПК1	665	720	745	77,5
Борзовская свита	635	710	75	ПК16	1240	1295	1374	135
Кузнецовская свита	710	745	35	БП4	2007	2062	2190	
Покурская свита	745	1920	1175	БП9	2250	2305	2433	
Тяпгаловская свита	1920	2300	380					
Сортамская свита	2300	2504	204	Нств	2320	2375	2504	

Передача: 9м после скважины 115

Начальник КС  Титухина Н.Н.

Параметры глинистого раствора

Интервал	Плотность г/см ³	Условная вязкость, сеп.	Водоудержив. см ³ /100мл	Тип раствора
0 - 60	1,16	90 - 120	8 - 6	Бentonитовый
60 - 505	1,16	70 - 100	8 - 6	стабилизированный полимер-бentonитовый
505 - 1262	1,32	25 - 40	8 - 6	стабилизированный полимер-свинцетол
1262 - 2504	1,08	25 - 40	6 - 4	СИОКВ

ГИС*

В открытом стволе				В колонне			
1	ВИКИЗ, ПС, БКЗ, БК, ПЗ, ОГЗ, КВ, ГК разнотолщинная, инклинометрия шагом 10м	1:500	1200 - 2000	АКЦ, ЦМ-В-10; гидросенсор, ГК	1:500	0-500 0-1250 0-1258	
2	ВИКИЗ, ПС, БКЗ, БК, ПЗ, ОГЗ, КВ, ГК разнотолщинная, инклинометрия шагом 10м	1:200	2000 - 2504	ННК, ГК, МММ, АКЦ, СГДТ	1:500 1:200	0 - 2000 2000 - 2489	
3	Станция ГТМ в процессе бурения			Перфорация: интервал 15м, 200мм, ЗПКО-ПП-ЗСОБ, ГП (или их аналог), фазировка 60 град.			

*объем и интервал ГИС согласовать с ОГРС ООО "РН-Бурение"

ПРИЛОЖЕНИЕ И
ПРОГРАММА
на проводку наклонно-направленной
скважины №122 куст №37 месторождение Губкинское

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель генерального директора по бурению
ООО "РН-Пурнефтегаз"

С.В.Ефимов
С.В.Ефимов
"18" "02" 2013 г.

Главный геолог ГФ ООО "РН-Бурение"

А.В.Нигмаев
А.В.Нигмаев
" " " 2013г.

Начальник ТФ ГФ ООО "РН-Бурение"

А.К.Илькиев
А.К.Илькиев
"18" "02" 2013г.

Начальник ПТО ГФ ООО "РН-Бурение"

А.И.Сабитов
А.И.Сабитов
" " " 02 2013г.

УТВЕРЖДАЮ:

Первый заместитель директора-
Главный инженер ГФ ООО "РН-Бурение"

Тихонов М.А.
Тихонов М.А.
"19" "02" 2013 г.

ПРОГРАММА

на проводку наклонно-направленной скв. № 122 куст № 37
месторождение Губкинское

1. Глубина скважины по вертикали, (м)	2375
2. Глубина по вертикали до кровли пласта БП 4, (м)	2062
Глубина по вертикали до кровли пласта БП 9, (м)	2305
3. Проектный отход, (м)	644,75
4. Азимут магнитный, (град)	87 гр 35 мин
5. Направление движения станка, (град)	304гр36мин
6. Передвижка, (м)	9м после скважины № 115
7. Альтитуда ротора, (м)	55,38
8. Назначение скважины	добыча
9. Пределы по зенитн. углу по интервалам, (град)	± 2-3 гр
10. Радиус круга допуска, (м)	90,0
11. Нижние границы полок под ЭЦН по вертикали, (м)	пласт БП 4 2012 пласт БП 9 2256
12. Расчетные интервалы полок под ЭЦН по стволу, (м)	пласт БП 4 2090-2140 пласт БП 9 2334-2384

ДААННЫЕ РАСЧЕТА

Глубина скв. по вертикали			Угол			Смещение		Удлинение		Глубина скв. по инструм.		
от	до	инт-л	нач.	кон.	сред.	за инт-л	всего	за инт-л	всего	от	до	инт-л
0	250,0	250	0	0	0	0	0	0	0	0	250	250
250	500,0	250	0	20,1	10,0	44	44	5,0	5,0	250	505	255
500,0	528,0	28	20,1	20,1	20,1	11	55	2,0	7,0	505	535	30
528,0	569,0	41	20,1	24,0	22,1	17	72	4,0	11,0	535	580	45
569,0	1192,0	623	24,0	24,0	24,0	278	350	59,0	70,0	580	1262	682
1192,0	1656,0	464	24,0	24,0	24,0	206	556	44,0	114,0	1262	1770	508
1656,0	1963,0	307	24,0	8,0	16,0	88	644	13,0	127,0	1770	2090	320
1963,0	2012,0	49	8,0	8,0	8,0	7	651	1,0	128,0	2090	2140	50
2012,0	2062,0	50	8,0	5,5	6,8	6	657	0,0	128,0	2140	2190	50
2062,0	2205,0	143	5,5	4,0	4,8	10	667	1,0	129,0	2190	2334	144
2205,0	2255,0	50	4,0	4,0	4,0	4	671	0,0	129,0	2334	2384	50
2255,0	2305,0	50	4,0	4,0	4,0	3	674	0,0	129,0	2384	2434	50
2305,0	2375,0	70	4,0	4,0	4,0	5	679	0,0	129,0	2434	2504	70

Окончательный забой скв. = 2504 м

полка
БП4

полка
БП9

Интервал бурения, м		Компоновка низа бурильного инструмента
0	60	Дол.490 СЦВ, кал-р 480-490, УБТ203-24м, УБТ178- 8м, СБТ127-ост
60	250	Дол.393.7; ДР-240(0°); УБТ203-9м; КЛС389-390; СБТ127-ост
250	505	Дол.393.7, КЛС 389-392, ДРУ-240 (1,0-1,5°), телесистема, ЛБТ 147х11-72м, СБТ127-ост.
505	535	Дол. 3-х шар 295.3; ДРУ-240; СБТ127-ост.
535	1262	Дол.295.3, КЛС 292-294, ДРУ-240 (1,0-1,5°), телесистема, СБТ127-ост.
1262	1292	Дол. 3-х шар 220.7, ДРУ-172 (0), СБТ127-ост.
1292	2504	Дол.220,7, ДРУ-172 (0,7-1,25°), телесистема, ЛБТ147-500м, СБТ127-ост.
2090	2140	участки полок ЭЦН бурить со стабилизацией, с проворотом ротора, темп изменения не более 3° на 100м по зенитному
2334	2384	углу и не более 4° на 100м по пространственному углу
		ПРИМЕЧАНИЕ :
		1. При зенитных углах менее 10° по дополнительному согласованию с ГОТК допускается исключение из компоновки телесистемы
		2. Количество ЛБТ для бурения интервала под эксплуатационную колонну согласовать дополнительно.
		3. Интервал полки уточнить по фактическим замерам.
КНБК шabl.		под кондуктор.: Дол.393.7, кал-р 389-391, ДР 240(0°), УБТ203-10м, УБТ178- 8м, ЛБТ147-11-ост
КНБК шabl.		под тех. колонну : Дол.295.3, КЛС 292-294, ДРУ-240 (0°), УБТ 178- 18м, СБТ127 -ост.,
КНБК шabl.		под колонну Дол.220.7, ДРУ-172 (0°), УБТ178 -9м ; СБТ127-ост
		Корректировки КНБК по согласованию с группой ОТК ГФ ООО "РН-Бурение".

Примечание:

1. Провести привязку телесистемы ООО "Бурение-Сервис" через 60-120м с момента начала набора параметров кривизны. Необходимость проведения последующих контрольных замеров согласовать с ГОТК. В процессе бурения скважины допускается проведение не более двух замеров. Подачу залпок и проведение привязки телесистемы (контрольных замеров) осуществляет компания ООО "Бурение-Сервис"
2. Профиль ствола и элементы КНБК могут быть пересмотрены по фактическим параметрам траектории скважины.
3. Тип долот согласно долотной программе БУРСЕРВИС.
4. При проработке скважины перед спуском кондуктора применение наддолотного калибратора ф389-391мм обязательно.
5. Изменение компоновок производить по согласованию с группой ОТК ГФ ООО "РН-Бурение"
6. Не менее чем за 50м до вскрытия продуктивного пласта установить над ВЗД обратный клапан (совместить с технологическим СПО).
7. Мероприятия по недопущению пересечений на странице 3

Зам. начальника ТО



В.М.Музлагалеев

Инженер ТО



В.И. Гордеев

ГОТК



С.А.Самбор

Начальник ТО ООО "Бурение Сервис"



В.В. Егоров

Набор проводить в А... .. 20.75°