

УТВЕРЖДЕНЫ

Распоряжением ПАО «НК «Роснефть»

от «16» августа 2018 г. № 446

Введены в действие «16» августа 2018 г.

ВВЕДЕНЫ В ДЕЙСТВИЕ

Приказом АО «Востсибнефтегаз»

от «29» августа 2018 г. №1126

Вступили в силу «29» августа 2018 г.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ КОМПАНИИ

НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ

№ П2-10 М-0038

ВЕРСИЯ 1.00

СОДЕРЖАНИЕ

ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ	4
НАЗНАЧЕНИЕ	4
ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ.....	4
ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ.....	4
1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	6
2. ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	8
3. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	11
4. ТРЕБОВАНИЯ В ОБЛАСТИ ПБОТОС	12
5. КЛАССИФИКАЦИЯ СКВАЖИН ПО СЛОЖНОСТИ	14
5.1. ПЕРВЫЙ УРОВЕНЬ	14
5.2. ВТОРОЙ УРОВЕНЬ	14
5.3. ТРЕТИЙ УРОВЕНЬ	14
5.4. ЧЕТВЕРТЫЙ УРОВЕНЬ.....	15
6. КЛАССИФИКАЦИЯ СКВАЖИН ПО ПРОФИЛЮ	16
7. ПЕРСОНАЛ.....	17
7.1. НАЧАЛЬНИК ПАРТИИ ННБ.....	17
7.2. ВЕДУЩИЙ ТЕХНОЛОГ ННБ	18
7.3. ТЕХНОЛОГ ННБ.....	19
7.4. ИНЖЕНЕР ТЕЛЕМЕТРИИ	19
7.5. ИНЖЕНЕР КАРОТАЖА	20
7.6. КООРДИНАТОР ПРОЕКТА	21
7.7. ИНЖЕНЕР ПО ПЛАНИРОВАНИЮ СКВАЖИН	21
7.8. ПАРТИЯ ННБ	22
8. БАЗА.....	24
8.1. РЕМОНТНЫЕ МОЩНОСТИ.....	24
8.2. ТАРИРОВАНИЕ И КАЛИБРОВКА.....	24
8.3. РЕГИСТРАЦИЯ ОТКАЗОВ ОБОРУДОВАНИЯ.....	25
8.4. НАРЕЗАНИЕ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ.....	25
9. НАЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ	26
10. ПЛАНИРОВАНИЕ РАБОТ ННБ.....	27
10.1. СОВЕЩАНИЯ.....	27
10.2. ПРОГРАММА ННБ	27
10.3. БАЗА ДАННЫХ.....	28
10.4. ИНКЛИНОМЕТРИЯ И КАРОТАЖ.....	29
10.4.1. УСТЬЕ	29
10.4.2. ПОГРЕШНОСТЬ ПОЛОЖЕНИЯ ТРАЕКТОРИИ.....	30
10.4.3. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И БУРОВЫЕ ЦЕЛИ.....	31

Права на настоящий ЛНД принадлежат ПАО «НК «Роснефть». ЛНД не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён без разрешения ПАО «НК «Роснефть».

10.4.4.	ПРОГРАММА ПРОВЕДЕНИЯ ЗАМЕРОВ ИНКЛИНОМЕТРИИ.....	32
10.4.5.	ПРОГРАММА ПРОВЕДЕНИЯ КАРОТАЖА ВО ВРЕМЯ БУРЕНИЯ.....	32
10.4.6.	РИСКИ ПЕРЕСЕЧЕНИЯ СКВАЖИН.....	33
10.4.7.	ЗАРЕЗКА БОКОВОГО СТВОЛА.....	34
10.5.	КОМПОНОВКА НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ	35
10.5.1.	ВЗД, ТУРБОБУРЫ, РУС.....	37
10.5.2.	ПРИБОРЫ ИНКЛИНОМЕТРИИ И КАРОТАЖА.....	38
10.5.3.	ЯСЫ.....	39
10.5.4.	КАЛИБРАТОРЫ.....	39
10.5.5.	ПЕРЕВОДНИКИ.....	39
11.	ВЫПОЛНЕНИЕ ННБ.....	41
11.1.	СОВЕЩАНИЯ.....	41
11.2.	ПРОГРАММА ННБ.....	41
11.3.	БАЗА ДАННЫХ.....	41
11.4.	ИНКЛИНОМЕТРИЯ.....	42
11.5.	КОМПОНОВКА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ	43
11.5.1.	ВЗД, ТУРБОБУРЫ, РУС.....	46
11.5.2.	ПРИБОРЫ ИНКЛИНОМЕТРИИ И КАРОТАЖА.....	46
11.5.3.	ЯСЫ.....	47
11.5.4.	КАЛИБРАТОРЫ, ЦЕНТРАТОРЫ.....	47
11.5.5.	ПОДЪЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ.....	47
12.	АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ	48
13.	ОТЧЕТНОСТЬ	49
13.1.	ПЛАНОВЫЙ ПРОФИЛЬ ТРАЕКТОРИИ.....	49
13.2.	ОТЧЕТ ИНКЛИНОМЕТРИИ	49
13.3.	ГРАФИК ПОДВИЖНЫХ ЦИЛИНДРОВ	49
13.4.	ПЛАН-СХЕМА «ПАУК»	49
13.5.	ОТЧЕТ-РАССЛЕДОВАНИЕ НЕПРОИЗВОДИТЕЛЬНОГО ВРЕМЕНИ	50
13.6.	ФИНАЛЬНЫЙ ОТЧЕТ ПО СКВАЖИНЕ	50
13.7.	КВАРТАЛЬНЫЙ ОТЧЕТ.....	51
14.	РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ФУНКЦИЙ	52
15.	ССЫЛКИ	55
16.	БИБЛИОГРАФИЯ.....	57
	ПРИЛОЖЕНИЯ	58

Права на настоящий ЛНД принадлежат ПАО «НК «Роснефть». ЛНД не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён без разрешения ПАО «НК «Роснефть».

ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

НАЗНАЧЕНИЕ

Настоящие Методические указания устанавливают требования к процедурам планирования, организации и контроля работ по наклонно-направленному бурению скважин на объектах Компании.

Методические указания разработаны для решения следующих задач:

- Планирование и подготовка наклонно-направленного бурения скважин.
- Безаварийное бурение и сбор фактической информации.
- Оценка и анализ результатов наклонно-направленного бурения.
- Использование накопленного опыта и оптимизация наклонно-направленного бурения.

ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ

Настоящие Методические указания обязательны для исполнения работниками:

- Департамента строительства скважин ПАО «НК «Роснефть»;
- дочерних обществ ПАО «НК «Роснефть», в отношении которых Уставами Обществ, акционерными и иными соглашениями с компаниями - партнерами не определен особый порядок реализации акционерами/участниками своих прав, в том числе по управлению Обществом,

Структурные подразделения ПАО «НК «Роснефть» и Общества Группы при оформлении договоров с подрядными организациями, привлекаемыми к выполнению работ по планированию, проектированию, организации и выполнению буровых работ, обязаны включить в договоры соответствующие условия, требуемые для соблюдения указанными подрядными организациями, требований, установленных настоящим Положением.

Настоящие Методические указания инструкция носят рекомендательный характер для исполнения работниками иных Обществ Группы, не являющихся дочерними обществами ПАО «НК «Роснефть».

Требования настоящих Методических указаний становятся обязательными для исполнения в дочернем обществе ПАО «НК «Роснефть» и ином Обществе Группы, после их введения в действие в Обществе Группы в соответствии с Уставом Общества Группы с учетом специфики условий договоров или соглашений о совместной деятельности и в установленном в Обществе Группы порядке.

Распорядительные, локальные нормативные и иные внутренние документы не должны противоречить настоящим Методическим указаниям.

ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ

Методические указания являются локальным нормативным документом постоянного действия.

Настоящие Методические указания утверждаются, вводятся в действие, изменяются и признаются утратившим силу в ПАО «НК «Роснефть» на основании распоряжения ПАО «НК «Роснефть».

Инициаторами внесения изменений в Методические указания являются: Департамент строительства скважин ПАО «НК «Роснефть», а также иные структурные подразделения ПАО «НК «Роснефть» и Общества Группы по согласованию с Департаментом строительства скважин ПАО «НК «Роснефть».

Изменения в Методические указания вносятся в случаях: изменения законодательства в области строительства скважин, изменения организационной структуры или полномочий руководителей, совершенствования системы строительства скважин и т.п.

1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

ГАММА КАРОТАЖ - метод исследования скважин, исследует естественную радиоактивность пород по стволу скважин.

НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ - способ сооружения скважин по заранее заданному направлению бурения.

ПОДРЯДНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ – физическое или юридическое лицо, которое выполняет определенную работу по договору подряда, заключенному с заказчиком в соответствии с Гражданским кодексом Российской Федерации.

РЕКОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН - комплекс работ по сооружению дополнительных столов скважин (в том числе углубление скважины через башмак) с целью вскрытия дополнительных продуктивных мощностей и извлечения остаточных запасов нефти или оценки продуктивности горизонта и доразведки месторождений.

СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН - комплекс работ по строительству скважин, включающий вышкомонтажные работы, бурение, крепление ствола и освоение скважины.

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА

БУРОВАЯ ЦЕЛЬ - допустимые границы размещения ствола скважины в пределах геологической цели, с учетом погрешности измерений инклинометрии.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЦЕЛЬ - допустимые границы размещения ствола скважины в соответствии с решаемыми скважиной задачами.

ИНСПЕКЦИЯ - надзор за качеством оборудования, предусматривающий контроль его соответствия условиям рабочей и безаварийной эксплуатации, включает в себя все необходимые измерения в соответствии с рекомендациями производителя.

КАРТОГРАФИЧЕСКАЯ ПОПРАВКА – поправка, применяемая для корректировки измерений Азимута от Истинного к Картографическому.

Примечание: (Картографический Азимут = Истинный Азимут – картографическая поправка).

КОЭФФИЦИЕНТ СБЛИЖЕНИЯ СКВАЖИН - показатель, применяемый для оценки уровня риска пересечения стволов скважин, рассчитывается в плоскости, проходящей через прямую кратчайшего расстояния между центрами, равен отношению расстояния между центрами скважин к сумме полуосей соответствующих эллипсов, полученных проекцией эллипсоидов неопределенности на плоскость.

ЭЛЛИпсоид НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ - расчётный объем отображающий величину неопределенности расположения ствола скважины на любой (выбранной) глубине.

Примечание: При расчете эллипсоида неопределенности используются модели погрешности приборов инклинометрии, погрешность расположения устья скважины.

2. ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АО – абсолютная отметка, глубина по вертикали отмеряемая от уровня моря.

БАЗА ДАННЫХ – единая база данных Общества Группы, содержащая актуальную информацию по пробуренным скважинам на месторождениях Общества Группы.

БУ – буровая установка.

БУРОВОЙ ПОДРЯДЧИК – подрядная организация, осуществляющая процесс строительства и реконструкции скважин в соответствии с законодательными, нормативными правовыми и локальными нормативными документами, рабочими программами, посредством предоставления исправного бурового оборудования и инструмента, комплектной обученной буровой бригады и квалифицированных инженерно-технических работников, выполняющая работу в соответствии с договором подряда на строительство (реконструкцию) скважин, заключенным с Обществами Группы.

ВЗД – винтовой забойный двигатель.

ВСП – верхний силовой привод.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ СЛУЖБА – структурное подразделение Общества Группы, ответственное за планирование разработки и мониторинг разработки месторождений.

ГИС – геофизические исследования скважин.

ГК – гамма каротаж.

ГНВП – газонефтеводопроявление.

ЗАКАЗЧИК – ПАО «НК «Роснефть», Общество Группы, для удовлетворения потребностей которого осуществляется выполнение работ или оказание услуг.

ИНЖЕНЕР ПО СОПРОВОЖДЕНИЮ БУРОВЫХ ДОЛОТ – представитель подрядчика по технологическому сопровождению отработки долот на буровой площадке.

ИСБ (DDI) – индекс сложности бурения скважин.

КиУСС – информационная система «Контроль и управление строительством скважин».

КНБК – компоновка низа бурильной колонны.

КОМПАНИЯ - группа юридических лиц различных организационно-правовых форм, включая ПАО «НК «Роснефть», в отношении которых последнее выступает в качестве основного или преобладающего (участвующего) общества

КПИ – коэффициент прочности на изгиб.

КПЭ – ключевой показатель эффективности.

КСС – коэффициент сближения скважин.

ЛНД – локальный нормативный документ Компании/ПАО «НК «Роснефть».

ЛПО УМБ – лицензионное программное обеспечение «Удаленный мониторинг бурения».

МАРКШЕЙДЕРСКАЯ СЛУЖБА – структурное подразделение Общества Группы, выполняющее маркшейдерские, топографогеодезические, картографические и иные работы, на основе которых осуществляется разработка нефтяных и газовых месторождений.

МЕРА ТРУБ – документ, содержащий актуальную информацию о порядке спуска в скважину и размерах применяемого для бурения бурового инструмента.

ММП – многолетние мерзлые породы.

МСП – механическая скорость проходки.

ННБ – наклонно-направленное бурение.

ННД – нагрузка на долото.

НПВ – непроизводительное время.

ОБЩЕСТВО ГРУППЫ (ОГ) – хозяйственное общество, прямая и (или) косвенная доля владения ПАО «НК «Роснефть» акциями или долями в уставном капитале которого составляет 20 процентов и более.

ОПИ – опытно-промышленные испытания.

ОПСТ – отношение площадей сечений скважина-труба.

ОФ – открытый фонтан.

ПБОТОС – промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды.

ПДК – предельно допустимая концентрация.

ПО – программное обеспечение.

ПОДРЯДЧИК ННБ – подрядная организация, выполняющая услуги по техническому и технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения.

РУО – инвертно-эмульсионный буровой раствор, раствор на углеводородной основе.

РУС – роторная управляемая система.

СВП – силовой верхний привод.

СЕРВИСНАЯ ИТ-ОРГАНИЗАЦИЯ (СИТО) – Общество Группы или сторонняя(ие) организация(и), предоставляющие услуги в области технологической поддержки и автоматизации информационных систем.

СЛУЖБА ТЕХНОЛОГИЙ И ИНЖИНИРИНГА – структурное подразделение Общества Группы, объединяющее специалистов и руководителей, задействованных в процессе бурения

скважин, для решения технологических и инженерных задач по обеспечению процесса бурения скважин и зарезке боковых стволов.

СННО – средняя наработка на отказ.

СПО – спуско-подъемные операции.

ТБТ – толстостенная бурильная труба.

ТОР – технического обслуживания и ремонта.

ТСОД – технологическое сопровождение отработки долот.

УБТ – утяжеленная бурильная труба.

УТиИ ДСС – Управление технологий и инжиниринга Департамента строительства скважин ПАО «НК «Роснефть».

УМК – универсальный машинный ключ.

ЦСП – циркуляционная скорость проходки.

ЭСП – эквивалентная статическая плотность.

ЭЦП – эквивалентная циркуляционная плотность.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF DRILLING CONTRACTORS (IADC) – международная ассоциация буровых подрядчиков.

3. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

ННБ является одним из основных производственных процессов Компании, в значительной части влияющих на эффективность ее деятельности.

Ключевой подход в требованиях к организации ННБ на объектах Компании заключается в цикличности непрерывной оптимизации процесса. Начиная от планирования и подготовки к бурению, затем переходящего непосредственно в бурение, финальным этапом является анализ результатов и корректировка планирования дальнейшего бурения, на рисунке 1 представлена схема организации процесса ННБ.



Рис. 1. Схема организации процесса ННБ

Планирование и оказание услуг по ННБ должно осуществляться согласно действующим нормативным требованиям Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзора) и других соответствующих органов государственного надзора и требованиям ЛНД.

В тех случаях, когда данные Методические указания устанавливают более высокие требования по сравнению с аналогичными требованиями вышеуказанных органов, преимущественную силу будут иметь требования данных Методических указаний.

В случае необходимости выполнения работ по нестандартным технологиям, руководство УТиИ ДСС совместно с директором Департамента строительства скважин ПАО «НК «Роснефть» должно провести оценку и изучение новых рисков.

4. ТРЕБОВАНИЯ В ОБЛАСТИ ПБОТОС

В ходе подготовки и выполнения работ Подрядчик ННБ обязан:

- Соблюдать нормы действующего законодательства РФ, включая законодательство о недрах, об охране окружающей среды, о промышленной, пожарной и противофонтанной безопасности, о природных и минеральных ресурсах, иные законы и нормативные акты, действующие на территории выполнения работ.
- Обеспечить выполнение необходимых мероприятий по ПБОТОС, рациональному использованию природных ресурсов, по пожарной и противофонтанной безопасности объекта, на котором выполняются работы.
- Соблюдать требования ЛНД в области ПБОТОС.
- Следовать ЛНД в области применения средств индивидуальной защиты.
- Незамедлительно информировать Заказчика обо всех происшествиях (в том числе инцидентах, авариях и несчастных случаях), произошедших при выполнении обязательств по заключенному Договору ННБ или в связи с ним, организовывать их расследование в соответствии с требованиями государственных нормативно-технических и правовых актов, а также в соответствии с Положением Компании «Порядок расследования происшествий» № ПЗ-05 Р-0778.
- Незамедлительно информировать Заказчика обо всех обнаруженных фактах и признаках происшествий (в том числе отказов, инцидентов, аварий, несчастных случаев, разливов нефти (пластовых, подтоварных вод), пожаров, ГНВП, ОФ и т.д.) и других обстоятельствах, которые могут иметь значение для обеспечения ПБОТОС, даже если такие обстоятельства не связаны с выполнением обязательств по Договору, но обнаружены на объектах Компании или в непосредственной близости от них.
- В случае привлечения Подрядчиком ННБ с письменного согласия Заказчика, в порядке, установленном Договором, третьих лиц, Подрядчик ННБ обязан включить в заключаемые с ними договоры условия, предусмотренные настоящим разделом Методических указаний, и осуществлять контроль их исполнения. По требованию Заказчика Подрядчик ННБ обязан предоставить копии Договоров, заключенных им с третьими лицами и, в случае наличия у Заказчика замечаний по тексту, обеспечить внесение в Договор соответствующих изменений.
- Подрядчик ННБ несет ответственность за допущенные им при выполнении работ нарушения природоохранного, водного, земельного, лесного законодательства, законодательства в области пожарной и противофонтанной безопасности, охраны труда, атмосферного воздуха, опасных производственных объектов и т.д., включая оплату штрафов, пеней, а также по возмещению причиненного в связи с этим вреда. В случае если Заказчик был привлечен к ответственности за вышеуказанные нарушения Подрядчика ННБ, последний обязуется возместить Заказчику все причиненные этим убытки.
- Заказчик не несет ответственности за травмы, увечья или смерть любого работника Подрядчика ННБ или третьего лица, привлеченного Подрядчиком ННБ, произошедших не по вине Заказчика, а также в случае нарушения ими правил техники безопасности или промышленной санитарии.
- Направлять Заказчику отчеты о реализации мероприятий по устранению несоответствий требованиям по ПБОТОС и мер по снижению операционных рисков.

- При хранении оборудования на территории буровой площадки выполнять следующие условия:
 - ◆ все скважинное трубное оборудование Подрядчика ННБ должно храниться на стеллажах в специально отведенных местах;
 - ◆ наддолотные, колонные, хомутные и наворачиваемые калибраторы и центраторы, муфты, переводники, подъемные переводники, патрубки, предоставляемые Подрядчиком ННБ, должны храниться в контейнерах или корзинах;
 - ◆ оборудование Подрядчика ННБ, не используемое на данном этапе буровых работ, должно храниться на стеллажах в специально отведенных местах;
 - ◆ обращение с радиоактивными источниками, применяемыми с оборудованием ГК в процессе бурения, их транспортировка и хранение, осуществляются в соответствии с требованиями Ростехнадзора, а так же в соответствии с применимыми законами и нормативными актами РФ.

5. КЛАССИФИКАЦИЯ СКВАЖИН ПО СЛОЖНОСТИ

С целью полноценного определения уровня сложности бурения каждой отдельной скважины вводится градация уровней сложности скважин.

5.1. ПЕРВЫЙ УРОВЕНЬ

Первый уровень сложности – максимальный уровень рисков при бурении скважин.

Критерии отнесения скважин к первому уровню сложности (при наличии любого из приведенных критериев):

- ИСБ (DDI)¹ > 6,8.
- Пластовое давление отличается от гидростатического в большую или меньшую сторону на величину более 30%.
- Наличие сероводорода в получаемом из скважины флюиде в концентрациях более ПДК.
- Присутствует риск пересечения соседних скважин, КСС ≤ 1,0. Соседние скважины в зоне риска газовые, либо «фонтанирующие» нефтяные.

5.2. ВТОРОЙ УРОВЕНЬ

Второй уровень сложности – высокий уровень рисков бурения скважин.

Критерии отнесения скважин ко второму уровню (при наличии любого из приведенных критериев):

- $6,4 \leq \text{ИСБ (DDI)} \leq 6,8$.
- Пластовое давление отличается от гидростатического в большую или меньшую сторону на величину более 10%, но менее 30%.
- Наличие сероводорода в получаемом из скважины флюиде, но менее ПДК.
- Применение оборудования для бурения скважин на депрессии.
- Пластовая температура более 120°C.
- Многозабойная и многоствольная конструкция скважин.
- Газовый фактор более 200 м³/м³.
- Присутствует риск пересечения соседних скважин, КСС ≤ 1,0.

5.3. ТРЕТИЙ УРОВЕНЬ

Третий уровень сложности – средний уровень рисков бурения скважин.

¹ Статья SPE 59196 "The Directional Difficulty Index - A New Approach to Performance Benchmarking". Методика расчета индекса и пример приводятся в [Приложениях 1 и 2](#).

Критерии отнесения скважин к третьему уровню (при наличии любого из приведенных критериев):

- $4,5 < \text{ИСБ (DDI)} < 6,4$.
- Скважины на газ.
- Пластовое давление отличается от гидростатического в большую или меньшую сторону на величину более 5%, но менее 10%.
- Скважины, находящиеся в автономии.
- В процессе бурения запланировано проведение ОПИ.
- Газовый фактор более $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$, но менее $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$.
- Присутствует риск пересечения соседних скважин, $1,0 < \text{КСС} \leq 1,5$.

5.4. ЧЕТВЕРТЫЙ УРОВЕНЬ

Четвертый уровень сложности бурения скважин – минимальный уровень рисков бурения скважин.

Критерий отнесения скважин к четвертому уровню:

- $\text{ИСБ (DDI)} \leq 4,5$.

6. КЛАССИФИКАЦИЯ СКВАЖИН ПО ПРОФИЛЮ

Скважины в зависимости от формы профилей разделяются на следующие основные типы.

Таблица 1
Классификация скважин по видам профиля траекторий

ТИП СКВАЖИНЫ	ОПИСАНИЕ
1	2
Вертикальная	максимальное отклонение от вертикали $< 5^\circ$
Наклонно-направленная	$5^\circ \leq$ максимальное отклонение $< 80^\circ$
Горизонтальная	максимальное отклонение $\geq 80^\circ$
С большим отходом от вертикали	отношение отхода от вертикали к глубине по вертикали > 2
Боковой ствол	ствол с отходом из пробуренного ствола
Малого радиуса	интенсивность искривления $> 5/10$ м

7. ПЕРСОНАЛ

Весь персонал Подрядчика ННБ должен обладать необходимыми знаниями, профильным образованием и уровнем профессиональной компетентности, который соответствует выполняемым задачам. Персонал должен осознавать риски, связанные с проведением работ по бурению.

Весь персонал Подрядчика ННБ, как работающий на площадке, так и в офисе, должен быть обучен и аттестован в соответствии с требованиями законодательства РФ, предъявляемыми к соответствующим должностям, а именно:

- в области промышленной безопасности;
- по охране труда;
- по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП»;
- по пожарно-техническому минимуму для руководителей и специалистов организаций, связанных с взрывопожароопасным производством;
- по оказанию первой помощи пострадавшим при несчастных случаях.

Персонал Подрядчика ННБ обязан соблюдать и исполнять требования ЛНД, включенных в приложения к договору на выполнение работ/оказание услуг.

Персонал Подрядчика ННБ своевременно должен проходить медицинское освидетельствование для подтверждения отсутствия противопоказаний к работе в климатических условиях на территории оказания услуг.

Подрядчик ННБ должен предоставить инженерную поддержку сервиса по ННБ и ГИС в процессе бурения, которые включает в себя следующие позиции.

7.1. НАЧАЛЬНИК ПАРТИИ ННБ

Полевая должность. Основная функция – обеспечение выполнения партией ННБ задач и целей, поставленных Заказчиком. Функции Начальника партии выполняет один из членов партии ННБ.

Должностные обязанности:

- Контроль за качеством и безопасностью всех работ, проводимых полевой партией ННБ, с применением практик и процедур Заказчика и Подрядчика ННБ.
- Планирование, мобилизация и демобилизация партии ННБ.
- Контроль предоставления партией ННБ всех необходимых отчетов и каротажей представителям Заказчика.
- Контроль наличия полного комплекта необходимого оборудования, согласно условиям договора.
- Выполнение функций контактного лица Подрядчика ННБ на буровой, осуществление взаимодействия с представителями Заказчика.

- Участие во всех совещаниях, посвященных вопросам, связанным с ННБ, проводимых Заказчиком на буровой площадке.

7.2. ВЕДУЩИЙ ТЕХНОЛОГ ННБ

Полевая должность. Основная функция – контроль строительства ствола скважины в соответствии с целями Заказчика. Должность Ведущего Технолога ННБ требует соответствующей квалификации и навыков, полученных в результате обучения и практического опыта. Ведущий Технолог ННБ должен иметь опыт работы в качестве Технолога ННБ не менее 2 (двух) лет.

Должностные обязанности:

- Контроль и руководство всеми работами ННБ, с применением безопасных практик и процедур Заказчика и Подрядчика ННБ.
- Детальное знание программы ННБ², задач, условий и рисков работ.
- Обеспечение наличия оборудования необходимой номенклатуры на буровой площадке для выполнения задач программы бурения, заблаговременное уведомление представителя Заказчика и Координатора проекта о необходимости в восполнении запасов материалов и оборудования.
- Инвентаризация, контроль, повседневное обслуживание и проверка всего оборудования Подрядчика ННБ.
- Составление рекомендаций для инженера по сопровождению буровых долот: подбор долот для бурения, подбор размера насадок долот, описание износа буровых долот по коду IADC.
- Предоставление необходимых отчетов представителям Заказчика.
- Предоставление представителю Заказчика всех данных по геометрии ствола скважины, расчетов пересечений, предложений по составу КНБК, параметрам бурения и проработки ствола скважины.
- Применение инженерного опыта и навыков для решения возникающих технических сложностей и задач.
- Проводка траектории скважины в пределах и допусках, указанных в проекте скважины. Обеспечение своевременного принятия корректирующих действий для проводки ствола скважины в пределах допуска плановой траектории (проекта скважины) без превышения указанных значений интенсивностей искривления. Контроль за интенсивностью искривления ствола скважины.
- Расчет и контроль данных в специализированном ПО: параметров бурения, нагрузок на КНБК, рисков пересечений с соседними скважинами.
- Регистрация параметров бурения и описания схем и работы КНБК.
- Обеспечение максимальных скоростей проходки с учетом технических возможностей и состояния ствола скважины.
- Контроль уровня ударных нагрузок и вибрации бурильной колонны и принятие мер по их снижению.

² Пример программы ННБ приведен в [Приложении 4](#).

- Немедленное уведомление представителя Заказчика обо всех несоответствующих норме либо потенциально аварийных, ситуациях, разработка технических и организационных решений.
- Проведение контрольных замеров диаметра быстро изнашиваемых элементов КНБК.
- Подготовка оборудования и соответствующей документации для безопасного и своевременного возврата на базу Подрядчика ННБ.
- Подготовка и предоставление Заказчику финального отчета о работе, проведенной партией ННБ.

7.3. ТЕХНОЛОГ ННБ

Полевая должность. Должностные обязанности аналогичны обязанностям должности Ведущего Технолога ННБ. Однако требования к соответствующему практическому опыту работы ниже. Технолог ННБ должен обладать опытом не менее 1 (одного) года работы в должности помощника Технолога ННБ.

7.4. ИНЖЕНЕР ТЕЛЕМЕТРИИ

Полевая должность, требует соответствующей квалификации и навыков, полученных в результате обучения и практического опыта, в течении минимум 1 (одного) года полевой работы в должности помощника Инженера Телеметрии. Основная функция – обеспечение предоставления данных инклинометрии и ГК во время бурения скважины. Обеспечивает поддержку партии ННБ во всех работах, имеющих отношение к телеметрии.

Должностные обязанности:

- Организация и выполнение работ по предоставлению инклинометрии и каротажа во время бурения в соответствии с процедурами Заказчика и Подрядчика ННБ.
- Детальное знание программы бурения, задач, условий и рисков работ.
- Обеспечение соответствия запланированного к применению телеметрического и инклинометрического оборудования на площадке утвержденной программе ННБ в части проведения замеров инклинометрии.
- Обеспечивает своевременный расчет траектории скважины, предварительную интерпретацию замеров инклинометрии и других возможных регистрируемых данных (ударно-вибрационные нагрузки, действующие на оборудование КНБК, давление, ННД, МСП³ и т.п.).
- Предоставление необходимых отчетов представителям Заказчика.
- Применение инженерного опыта и навыков для решения возникающих технических сложностей и задач.
- Обработка и предоставление данных каротажа в процессе бурения
- Подготовка и проведение всех требуемых проверок и испытаний качества телеметрических систем и оборудования инклинометрии перед спуском в скважину.

³ МСП - равна отношению суммы пробуренных метров к суммарному времени бурения.

- Проведение сервисного обслуживания телеметрических систем и инклинометров на площадке, а также устранение неполадок в работе данного оборудования в процессе бурения.
- Правильное применение поправок на магнитное склонение, картографическую поправку, ориентацию компоновки и высоты роторного стола.
- Измерение и фиксация угла ориентирования между телеметрией и ВЗД.
- Обеспечение передачи данных в режиме реального времени по международным протоколам (WITS0, WITSML) через корпоративную информационную систему КиУСС, в соответствии с условиями договора ННБ, а также в соответствии с набором параметров приведенным в Технологическом регламенте Компании «Использование лицензионного программного обеспечения «Удаленный мониторинг бурения» № ПЗ-04 ТР-0001 версия 2.00.
- Обеспечить повторную отправку ретроспективных данных MWD/LWD в формате WITS 0 или WITSML через корпоративную информационную систему ИС КиУСС Заказчика в случае перебоев в работе линии передачи данных, а так же при наличии пропущенных интервалов данных MWD/LWD в ИС КиУСС Заказчика.

7.5. ИНЖЕНЕР КАРОТАЖА

Полевая должность, требует соответствующей квалификации и навыков, полученных в результате обучения и практического опыта, не менее 1 (одного) года работы в качестве помощника Инженера Каротажа или Инженера Телеметрии. Основная функция – обеспечение проведения геофизических исследований в процессе бурения, первичная обработка и интерпретация данных.

Должностные обязанности включают в себя обязанности Инженера Телеметрии, а также:

- Контроль и руководство работами по проведению ГИС во время бурения, с применением безопасных практик и процедур Заказчика и Подрядчика ННБ.
- Детальное знание программы ННБ, задач, условий и рисков работ.
- Применение инженерного опыта и навыков для решения возникающих технических сложностей и задач.
- Обеспечение соответствия оборудования каротажа в процессе бурения, находящегося на площадке, задачам проведения работ.
- Подготовка и проведение всех требуемых проверок и испытаний оборудования каротажа в процессе бурения перед спуском в скважину.
- Проведение сервисного обслуживания оборудования для каротажа в процессе бурения, а также устранение неполадок в работе данного оборудования.
- Предоставление необходимых отчетов представителям Заказчика.
- Первичная интерпретация полученных данных, оценка качества, введение всех необходимых поправок на условия проведения каротажа.
- Обеспечение передачи данных в режиме реального времени по международным протоколам (WITS0, WITSML) через корпоративную информационную систему КиУСС, в соответствии с условиями договора ННБ, а также в соответствии с набором параметров приведенным в Технологическом регламенте Компании «Использование

лицензионного программного обеспечения «Удаленный мониторинг бурения» № ПЗ-04 ТР-0001 версия 2.00.

7.6. КООРДИНАТОР ПРОЕКТА

Офисная должность. Является основным связующим звеном между Заказчиком и Подрядчиком ННБ. Основные функции - координация полевого персонала и оборудования, поддержка постоянного контакта с представителями Заказчика для обеспечения качественного выполнения работ. Координатор проекта должен работать во взаимодействии с полевым персоналом Подрядчика ННБ, представителями других подрядных организаций, участвующих в процессе ННБ, а также с представителями Заказчика для выявления возможных рисков, при подготовительных работах, обеспечивает соответствие деятельности Подрядчика ННБ ЛНД в области ПБОТОС.

Координатор проекта должен иметь 4 (четыре) года полевого опыта работы в партии ННБ.

Должностные обязанности:

- Краткое ознакомление персонала партии ННБ со всеми особенностями предстоящих работ на скважине до выезда.
- Взаимодействие и прямые контакты с персоналом партии ННБ во время строительства скважины для обеспечения своевременного решения проблем и соблюдения операционных инструкций.
- Координация транспортировки оборудования и персонала Подрядчика ННБ на буровую и обратно.
- Участие в подготовке окончательного отчета по скважине и обсуждение с Заказчиком результатов совместной работы.
- Участие в подготовке и составлении квартальных отчетов о проведенных работах.
- Немедленное уведомление представителя Заказчика обо всех несоответствующих норме либо потенциально аварийных ситуациях, разработка технических и организационных решений.
- Участие в совещаниях по ННБ, проводимых представителями Заказчика в офисе.
- Выполнение функций контактного лица Подрядчика ННБ в офисе, осуществление взаимодействия с представителями Заказчика.
- Оказание содействия скорейшему устранению недостатков в работе партий ННБ и оборудования Подрядчика ННБ.

7.7. ИНЖЕНЕР ПО ПЛАНИРОВАНИЮ СКВАЖИН

Офисная должность, требует соответствующих навыков, знаний и умений, опыт работы 1 (один) год в должности Инженера Телеметрии и 1 (один) год в должности Технолога ННБ, или 2 (два) года в должности Технолога ННБ. Основная функция – расчет и составление оптимальных проектов бурения скважин в соответствии с целями, установленными Заказчиком.

Должностные обязанности:

- Составление программы ННБ, включая программы инклинометрии, расчет траектории одиночной скважины и группы скважин в пределах куста/месторождения.
- Построение совмещенной схемы расположения стволов скважин, проведение расчетов и анализа сближения стволов и оптимизация траекторий для предотвращения их пересечений.
- Проектирование и оптимизация КНБК в соответствии с целями и условиями бурения.
- Планирование и подбор оборудования для ННБ и проведения инклинометрических измерений.
- Расчет нагрузок на бурильную колонну для СПО, бурения и проработок.
- Расчет гидравлики в процессе бурения и других технологических операций (в том числе и управление ЭЦП).
- Выбор оптимальных параметров бурения.
- Оптимизация гидравлики бурения.
- Подбор оптимального размещения ясов в компоновке.
- Применение инженерного опыта и навыков для решения возникающих технических сложностей и задач.
- Расчет спуска обсадных колонн и хвостовиков.
- Подготовка рекомендаций к подбору долот.
- Анализ эффективности работ, фиксирование полученного опыта работ.
- Отслеживание КПЭ и разработка мероприятий по их улучшению.
- Участие в разработке программ и мероприятий по сокращению отказов оборудования, НПВ и оптимизации работы полевого персонала в составе партий ННБ.
- Составление «карты рисков бурения».
- Участие в подготовке и составлении квартальных отчетов о проведенных работах.
- Участие в совещаниях по ННБ, проводимых представителями Заказчика в офисе.

7.8. ПАРТИЯ ННБ

Полевой персонал Подрядчика ННБ должен обеспечивать постоянный контроль над траекторией скважины при бурении. Персонал должен работать посменно, при этом продолжительность рабочей смены не должна превышать 12 часов в сутки. Количество дней работы в поле (рабочая вахта) и время отдыха в межвахтовый период должно соответствовать нормам времени, установленным законодательством РФ.

Таблица 2
Минимальные требования к составу партии ННБ*

СЕРВИС ННБ (УРОВЕНЬ СЛОЖНОСТИ СКВАЖИН)	РАСШИРЕННЫЙ КАРОТАЖ+ННБ (1-3)	ГК+ННБ (1-3)	РАСШИРЕННЫЙ КАРОТАЖ+ННБ (4)	ГК+ННБ (4)
1	2	3	4	5
Ведущий технолог ННБ	1	1	-	-
Технолог ННБ	1	1	2	2
Инженер Телеметрии	1	2	1	2

СЕРВИС ННБ (УРОВЕНЬ СЛОЖНОСТИ СКВАЖИН)	РАСШИРЕННЫЙ КАРОТАЖ+ННБ (1-3)	ГК+ННБ (1-3)	РАСШИРЕННЫЙ КАРОТАЖ+ННБ (4)	ГК+ННБ (4)
1	2	3	4	5
Инженер Каротажа	1	-	1	-

Примечание:* Состав партии ННБ может быть скорректирован, по согласованию с представителем Заказчика.

8. БАЗА

Подрядчик ННБ, выполняющий работы ННБ на объектах Компании должен организовать работу сервисной базы для обслуживания и ремонта применяемого оборудования ННБ.

8.1. РЕМОНТНЫЕ МОЩНОСТИ

Организация и производственные процессы на объектах ТОР должны полностью соответствовать ЛНД в области ПБОТОС.

На объектах ТОР должна быть организована круглосуточная телефонная связь и дежурство диспетчеров.

Объекты ТОР должны быть оснащены ключами для свинчивания и развинчивания резьбовых соединений или иметь доступ к механическим ключам, пригодным для обслуживания скважинного оборудования ННБ всех применяемых размеров, такого как РУСы, ВЗД, турбобуры, навинчиваемые калибраторы, телесистемы, каротажные приборы, буровые ясы и другое пригодное для цехового ремонта оборудование.

На объектах ТОР должна находиться в эксплуатации и быть готовой к аудиту система контроля и управления качеством, включающая в себя, но не ограничиваясь:

- Систему учета оборудования и запасных частей с указанием сроков эксплуатации, если применимо.
- Архивные записи с описанием истории эксплуатации оборудования и отчетами по ТОР.
- Процедуры по дефектоскопии резьбовых соединений по API RP-7G.

8.2. ТАРИРОВАНИЕ И КАЛИБРОВКА

Перед отправкой на площадку для использования в буровых работах все инклинометрические приборы ННБ и приборы каротажа в процессе бурения должны быть откалиброваны, согласно процедурам рекомендуемым производителем.

В тех случаях, когда это применимо, оборудование должно проходить испытания на пригодность к эксплуатации перед использованием в буровых работах.

Калибровка и испытания оборудования должны производиться в тарировочных лабораториях, обеспечивающих условия, рекомендованные производителями оборудования.

Все инклинометрические приборы ННБ и приборы каротажа в процессе бурения, отправляемые с объектов ТОР на буровые площадки Компании, должны сопровождаться документами о калибровке и проведенной инспекции, в электронном или бумажном виде. Копии таких сертификатов должны также храниться на объектах ТОР.

При отсутствии калибровочных и инспекционных документов инклинометрические приборы и приборы каротажа в процессе бурения не допускаются к использованию в буровых работах.

8.3. РЕГИСТРАЦИЯ ОТКАЗОВ ОБОРУДОВАНИЯ

Учет СННО должен вестись для всех РУСов, ВЗД, турбобур, телесистем и приборов каротажа в процессе бурения (для всех типоразмеров в отдельности).

Данные по СННО должны быть подготовлены в виде таблиц и графиков на ежеквартальной основе. По запросу данные СННО должны предоставляться Заказчику.

Статистика по СННО должна отображать все отказы, включая короткие спуски (менее 25 часов эксплуатации) и указание причин отказов.

Должен проводиться анализ причин повторных отказов по типам оборудования или комплектующих, результаты которого должны предоставляться Заказчику в виде отчета о расследовании происшествия.

8.4. НАРЕЗАНИЕ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ

Нарезание и/или повторное нарезание резьбовых соединений разрешается только в учреждениях, имеющих сертификацию API.

9. НАЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Рабочий вагон партии ННБ должен соответствовать следующим требованиям:

- быть безопасным и комфортабельным местом работы;
- оборудован огнетушителями, пожарной сигнализацией и запасными выходами;
- герметизирован с избыточным давлением изнутри, если работы проводятся в регионах, где есть опасность выхода сероводорода;
- оборудован средствами бесперебойной телефонной связи с базой поддержки и управления работами и ремонтной базой.

Наземная компьютерная обрабатывающая и записывающая станция телеметрической системы должна:

- получать и обрабатывать данные в режиме реального времени и из электронной памяти скважинных приборов и датчиков, установленных на поверхности;
- вести запись и резервирование всех данных на жесткий диск и /или другие цифровые носители;
- производить ежедневное резервирование данных на носители;
- выполнять все буровые инженерные расчеты и моделирование, а также обработку и преобразование данных поступающих с забоя, только с использованием специализированного ПО;
- иметь возможность подключения к локальной сети на буровой площадке;
- иметь возможность передавать данные через корпоративную информационную систему КиУСС.

Все наземные датчики / системы кабелей системы / распределительные коробки / терминалы на буровой площадке и другие периферийные устройства должны быть изготовлены в искробезопасном исполнении и/или герметизированы с избыточным давлением и/или взрывобезопасными.

Наземные датчики должны:

- Обеспечивать измерения следующих параметров (не ограничиваясь):
 - ♦ Давление напорной линии.
 - ♦ Вес на крюке.
 - ♦ Глубина расположения КНБК.
- Быть откалиброваны и поверены в соответствии с требованиями производителя.

Датчик давления напорной линии должен быть опрессован до начала буровых работ вместе с трубной обвязкой буровой установки.

10. ПЛАНИРОВАНИЕ РАБОТ ННБ

10.1. СОВЕЩАНИЯ

Офис:

- В процессе планирования работ по скважине, обязательно для скважин 1 и 2 уровня сложности и рекомендовано для 3 и 4 проведение предварительного совещания в формате «бурения на бумаге» с участием представителей Заказчика и подрядных организаций, участвующих в бурении, включая представителей Подрядчика ННБ, Долотного сервиса, Растворного сервиса, Бурового подрядчика. В процессе данного совещания должны быть обсуждены все этапы и риски строительства скважины, приведенные в программе ННБ.

Месторождение:

- Перед началом бурения каждой секции, а также любого интервала с повышенными рисками – обязательно проведение представителем Заказчика установочного совещания с представителями подрядных организаций.
- Представитель Подрядчика ННБ, перед началом работ с применением оборудования Подрядчика ННБ, сопряженных с повышенным риском, обязательно проводит инструктажи всему персоналу, задействованному в запланированных операциях (членам буровой вахты, представителям других подрядных организаций и представителю Заказчика), на которых доводит детали и правила безопасного ведения работ, возможные риски.

10.2. ПРОГРАММА ННБ

Все работы ННБ должны вестись в соответствии с программой ННБ. Программа ННБ составляется Подрядчиком ННБ для каждой скважины индивидуально или может составляться для группы скважин. Все буровые инженерные расчеты и моделирование должны выполняться только с использованием специализированного ПО. Программа ННБ согласовывается Заказчиком и Подрядчиком ННБ до начала работ, при этом любые корректировки документа должны быть согласованы представителем Заказчика.

Программа ННБ должна включать в себя следующую информацию, не ограничиваясь:

- Система координат и координаты устья.
- Тип Севера применяемого для привязки азимута бурения.
- Магнитное склонение.
- Картографическая поправка (*в случае привязки Азимута к Картографическому Северу*).
- Альтитуда стола ротора БУ относительно уровня земли и уровня моря.
- «Карта рисков бурения» с указанием интервалов и рекомендуемых мероприятий, включая геологические риски и риски бурения.
- Траектория планируемого ствола в виде таблицы и схем (*вид сбоку и сверху*).

- Предельные значения отклонений для критичных показателей запланированной траектории скважины (*пределы интенсивности кривизны, направления отхода от вертикали, другие*).
- Конструкция с указанием интервалов, диаметров обсадных колонн.
- Программа проведения замеров инклинометрии с указанием интервалов, частоты замеров, типов приборов.
- Анализ рисков пересечений соседних скважин (*при наличии данных, в дополнение к уже пробуренным скважинам, необходимо учитывать траектории планируемых скважин*).
- Геологические и буровые цели, размеры, форма и положение.
- Схемы запланированных КНБК, их задачи и параметры бурения.
- Расчеты и графики нагрузок и гидравлики для операций с КНБК и обсадными колоннами при различных коэффициентах трения.
- График глубина-день.

На стадии планирования скважин необходимо создание «карты *рисков бурения*», с указанием интервалов, степени воздействия, вероятности, а также запланированных мер снижения и мер предотвращения рисков. Для составления «карты *рисков бурения*» следует использовать имеющийся опыт бурения, расчетные данные, данные предоставляемые геологической службой, а также другие достоверные источники, (*пример «карты рисков бурения» приведен в [Приложении 3](#)*).

В дополнение к Программе ННБ, Подрядчику ННБ необходимо предоставить в электронном и распечатанном виде следующие материалы:

- Траектория скважины в виде схемы (вертикальная и горизонтальная проекция), перед началом бурения, должна быть в установленном порядке (*распределение функций см. в Таблице 4*) согласована и утверждена уполномоченным представителем Заказчика и представителем Подрядчика ННБ. В распечатанном виде на листах размера А0, схемы размещаются на видном месте в офисе представителя Заказчика на буровой площадке и в офисе Подрядчика ННБ. На схемах помимо траектории, должны быть указаны: высотная отметка стола ротора БУ, направление на Истинный или Картографический Север, поправка от Магнитного азимута, система координат, геологическая и буровая цель, глубины установки башмаков обсадных колонн, а также важные геологические маркеры;
- При $KCC \leq 1,5$ план-схему «паук» и «график подвижных цилиндров» необходимо включить в электронном виде в состав Программы, а также необходимо предоставить в распечатанном виде формата А0.

Пример Программы ННБ приведен в [Приложении 4](#).

10.3. БАЗА ДАННЫХ

Траектории планируемых и пробуренных скважин должны храниться в Базе данных, актуальность и достоверность данных должна быть подтверждена маркшейдерской службой.

Помимо инклинометрических измерений, в Базу данных должна быть внесена информация по каждой траектории скважин:

- дата измерений;
- высота стола ротора над уровнем моря;
- применявшаяся поправка от Магнитного азимута, дата поправки и источник поправки, включая магнитное склонение и, если применимо, картографическая поправка;
- координаты устьев и пластопересечений;
- модели приборов инклинометрии с указанием интервалов применения;
- конструкция скважин, интервалы и диаметры обсадных колонн.

Перед началом работ, Подрядчик ННБ должен обновить собственную базу данных на основе информации, предоставленной маркшейдерской службой.

Перед началом работ, Подрядчик ННБ должен подать запрос в службу СИТО о подключении к корпоративной информационной системе «Контроль и управление строительством скважин».

10.4. ИНКЛИНОМЕТРИЯ И КАРОТАЖ

При планировании траекторий различных типов скважин должны быть учтены, ряд критичных аспектов:

- Назначение скважины (разведочная, добывающая, нагнетательная и другие);
- Геологические условия вдоль ее траектории, интервалы рисков;
- Погрешность измерений траектории и заданных целей бурения;
- Риски пересечения соседних скважин;
- Используемые долота, КНБК и буровой инструмент;
- Требования к спуску и цементированию обсадной колонны или хвостовика;
- Требования в отношении спуска скважинного оборудования, и требования к траектории ствола скважины в интервале спуска этого оборудования, определяемые Заказчиком;
- Спецификации оборудования БУ;
- Пределы допусков параметров траектории по проекту;
- Минимизация длины ствола;
- Минимизация износа обсадной колонны.

Рекомендации с целью оптимизации траекторий скважин *(при наличии технической возможности)*:

- Интервалы траектории на участках неустойчивых пород, глин, ММП, прихватаопасные интервалы рекомендуется планировать в преимущественно стабилизационном режиме.
- Верхние интервалы секций Кондуктора и Технической колонны скважин рекомендуется планировать с минимально возможными интенсивностями кривизны.

10.4.1. УСТЬЕ

На стадии подготовки и планирования, необходимо точное установление расположения устья скважин. С помощью маркшейдерской службы, должны быть определены, следующие данные:

- Координаты устья в координатной системе (СК-42, СК-95 или WGS-84).
- Привязка Азимута к одному из 2х вариантов: Истинному или Картографическому Северу (*применение для планирования и бурения скважин привязки Азимута к Магнитному Северу не допускается*).
- Соответствующие поправки для азимута от Магнитного Севера (*поправка к Картографическому Северу должна быть приведена разделенной на магнитную поправку и картографическую поправку*).
- Значение поправки на магнитное склонение пересчитывается и используется в работе в начале каждого календарного месяца. Значения поправок на магнитное склонение и на схождение меридианов принимается с точностью до двух знаков после запятой.
- Высота Стола Ротора БУ над уровнем моря и уровнем земли.

Точкой отсчета измерений глубины устанавливается Стол Ротора БУ, для боковых стволов – точкой отсчета устанавливается Стол Ротора БУ, применявшейся для бурения основного ствола.

10.4.2. ПОГРЕШНОСТЬ ПОЛОЖЕНИЯ ТРАЕКТОРИИ

Траектория скважины в любой заданной точке координат, с учетом погрешности измерений инклинометрии, обладает множеством вероятных точек в которых она может быть расположена в действительности. При этом границы области вероятных точек представляют собой форму эллипсоида (*т.н. эллипсоид неопределенности, где обычно малая ось формируется на основе погрешности измерений зенитного угла, большая ось на основе погрешностей измерений азимута*). Для расчетов размеры эллипсоида неопределенности принимаются в границах 95% вероятности или 2,79 значений сигма (среднеквадратичного отклонения) (рисунок 2).

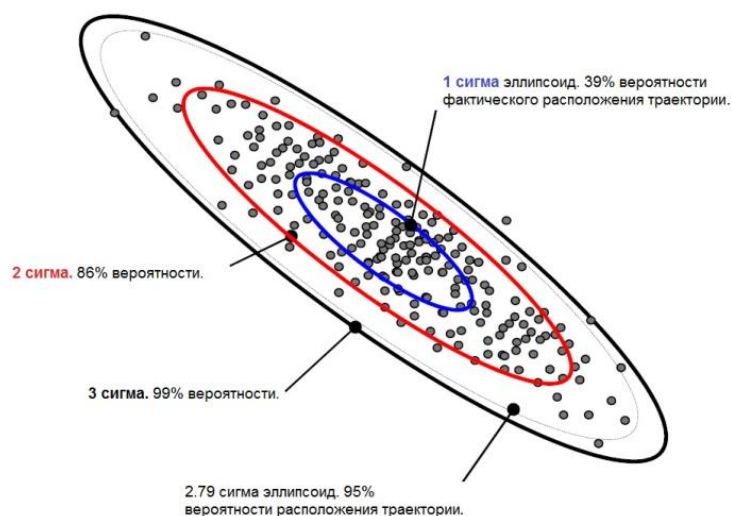


Рис. 2 Эллипсоид неопределенности расположения траектории в заданной точке

С учетом эллипсоидов неопределенности, траектория скважины имеет форму конуса (см. рисунок 3), расширяющегося к забою. Размеры конуса и его положение необходимо учитывать при моделировании схемы разработки месторождений, оценке рисков пересечения соседних скважин и для контроля границ лицензионных участков.

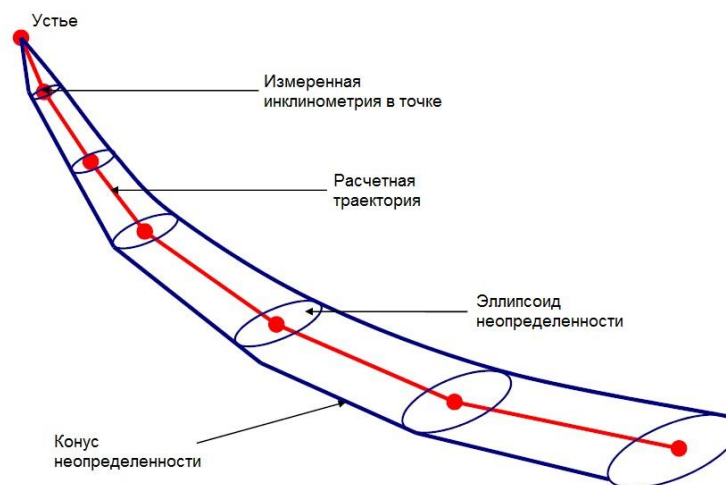


Рис. 3 Траектория скважины с конусом неопределенности

Размеры эллипсоидов и конуса неопределенности плановых и фактических траекторий должны определяться при помощи специализированного программного обеспечения, учитывающего погрешности приборов, частоту измерений инклинометрии и другие факторы. Применяемые модели ошибок для всех расчетов неопределенностей ствола скважины должны опираться на общепринятые методы, определенные SPE-WPTS (Техническим комитетом по определению местоположения скважин общества инженеров-нефтяников) / ISCWSA (Международный руководящий комитет по точности инклинометрических замеров скважин)⁴.

10.4.3. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И БУРОВЫЕ ЦЕЛИ

Для выполнения работ должны быть определены геологические и буровые цели в соответствующих пространственных измерениях (*пример расчета размеров целей бурения приведен в Приложении 5*). При этом должны учитываться, не ограничиваясь: границы целевых зон пластов, лицензионные границы разрабатываемых участков.

- Размеры, форма и расположение геологической цели устанавливаются геологической службой ОГ исходя из задач скважины, с учетом границ пластов, расположения соседних скважин, других факторов. Важно при определении геологической цели, учитывать размеры буровой цели.
- Буровая цель задается Заказчиком Подрядчику ННБ для проводки скважины в заданную точку с определенными величинами допустимых отклонений. Размеры и форма буровой цели рассчитываются из геологической цели уменьшением ее размеров на величины неопределенности измерений инклинометрии в этой точке.

Для каждой цели должны быть точно сформулированы и определены:

⁴ SPE-67616-PA, Accuracy Prediction for Directional Measurement While Drilling. H.S. Williamson.
SPE-103734-MS, The reliability problem related to directional survey data. Roger Ekseth and others.
SPE-105558-MS, High integrity wellbore surveys: methods for eliminating gross errors. Roger Ekseth and others.

- Координаты центра цели.
- Глубины по вертикали / АО.
- Форма и размер

10.4.4. ПРОГРАММА ПРОВЕДЕНИЯ ЗАМЕРОВ ИНКЛИНОМЕТРИИ

Программа проведения замеров инклинометрии⁵ в скважине должна составляться с учетом достижения необходимого значения неопределенности в целевых точках траектории, при этом необходимо учесть следующие аспекты:

- В программе проведения замеров инклинометрии должны быть отображены все запланированные к применению приборы инклинометрии, с указанием модели прибора, секции и интервалов измерений.
- Интервал измерений замеров инклинометрии не более 30 м, при необходимости интервал может быть сокращен.

Пример: в случае высокого риска пересечения скважин, в интервалах максимального риска расстояние между замерами не более 10 м.

- При потребности в снижении неопределенности траектории необходимо запланировать проведение дополнительных мероприятий:
 - ♦ Расчеты для уточнения значений азимута, минимизацией магнитного воздействия буровой колонны на измерения.
 - ♦ Расчеты для уточнения значений зенитного угла, минимизацией воздействия на измерения прогиба приборов инклинометрии.
 - ♦ Применение повторных измерений траектории приборами с более низкими значениями погрешности.
- Программа проведения замеров инклинометрии должна содержать методику проведения расчета, проверки и утверждения результатов инклинометрии, включая процедуру и критерии оценки качества замеров.

10.4.5. ПРОГРАММА ПРОВЕДЕНИЯ КАРОТАЖА ВО ВРЕМЯ БУРЕНИЯ

Программа проведения замеров каротажа во время бурения скважины должна составляться с учетом достижения необходимых задач поставленных геологической службой ОГ.

- В программе проведения каротажа должны быть отображены все запланированные к применению приборы каротажа, с указанием модели прибора, даты тарировки, секции и интервалов измерений.
- Плотность записи каротажа в горизонтальных и транспортных секциях должна составлять не менее 5 точек на метр, при необходимости плотность записи может быть изменена по согласованию с геологической службой.
- При бурении с записью каротажа все получаемые данные (каротаж, инклинометрия) должны передаваться через корпоративную информационную систему КиУСС.

⁵ Программа проведения замеров инклинометрии является частью программы ННБ.

10.4.6. РИСКИ ПЕРЕСЕЧЕНИЯ СКВАЖИН

На стадии подготовки к бурению, Подрядчиком ННБ должны проводиться расчеты и оценка рисков сближения между траекторией планируемой скважины и соседних пробуренных скважин, устья которых расположены внутри круга вокруг устья планируемой скважины в радиусе равном сумме двух величин: глубины по стволу самой протяженной скважины, пробуренной на месторождении, и глубины по стволу планируемой к бурению скважины с учетом ее возможного удлинения. Все скважины, попадающие в указанные выше границы, являются соседними для планируемой скважины.

Расчеты предупреждения схождения стволов скважин представляют собой расчет и анализ сближений стволов скважин, исходя из неопределенностей пространственного расположения стволов скважин, в зависимости от модели ошибок инклинометрических приборов. Расчеты рисков пересечений необходимо производить в специализированном ПО.

Для оценки степени риска сближения с соседними скважинами используется КСС (*методика расчета КСС приведена в [Приложении 6](#)*). При этом допускается применение стандартного или ориентированного КСС в зависимости от возможностей ПО.

На буровой технолог ННБ должен иметь специализированное ПО с базой данных всех соседних пробуренных скважин с отчетом о сближениях.

При $\text{КСС} \geq 5$ риск пересечения скважины отсутствует.

При $1,5 < \text{КСС} < 5$ **минимальный риск** пересечения. Информация по соседним скважинам должна быть внесена в программу ННБ, интервалы наибольшего сближения должны быть отдельно отмечены на «карте рисков бурения» в программе ННБ.

При $1,0 < \text{КСС} \leq 1,5$ **средний риск**, необходима разработка мероприятий по предотвращению и минимизации риска пересечения соседних скважин. Технолог ННБ должен уведомить представителя Заказчика о возможных рисках пересечении стволов скважин и продолжить бурение согласно дальнейших распоряжений.

При $\text{КСС} \leq 1,0$ **максимальный риск** пересечения и бурение по такой траектории запрещено. Необходимо провести корректировку траектории скважины с целью снижения рисков, а также, при необходимости, запланировать уточняющие измерения инклинометрии стволов более точными приборами с меньшей погрешностью. Исключения, допускающие бурение скважин по траектории с $\text{КСС} \leq 1,0$: разгрузочная скважина, бурение бокового ствола, жесткие геологические требования к траектории скважины, бурение скважины с устья близко расположенного к соседним скважинам.

При подготовке к бурению скважин в зоне рисков $\text{КСС} < 5$, необходимо внести в программу ННБ детали рисков пересечений и обеспечить информирование о рисках всех участвующих в бурении сторон (офисный и полевой персонал) через рассылку документации и совещания с участниками работ.

При наличии рисков $\text{КСС} < 5$ необходимо реализовать следующие меры (*включая, но не ограничиваясь*):

- Провести дополнительную проверку достоверности предоставленных данных инклинометрии соседних скважин (*координаты устьев, поправки азимута, погрешности инклинометрии, обсаженные стволы, погружное оборудование, другое*).
- Составить план-схему с отображением расстояний до соседних скважин вдоль плановой траектории – график подвижных цилиндров⁶ (*пример приведен в [Приложении 7](#)*).
- Составить план-схему «паук» с включением в график плановой траектории и соседних скважин находящихся в зоне риска (*пример приведен в [Приложении 8](#)*).
- Разработать и включить в программу ННБ список мероприятий для предотвращения и для снижения степени воздействия рисков (*включая, но не ограничиваясь*):
 - ♦ Полевой и офисный персонал Подрядчика ННБ извещен о предстоящих рисках и подготовлен к контролю сближений в реальном времени бурения.
 - ♦ Произвести установку магнита для контроля выноса количества металла из скважины (*магниты предоставляются Подрядчиком ННБ и Буровым подрядчиком*).
 - ♦ Запланировать проведение промера инклинометрии с укороченными интервалами <10 м на участках максимального риска пересечения.
 - ♦ Проработать варианты оптимизации КНБК и применяемых приборов инклинометрии, с целью снижения погрешности измерений. При необходимости запланировать увеличение количества немагнитных УБТ для снижения влияния на телесистему и/или приборов инклинометрии с более низким уровнем погрешности измерений.

Пример: применение гироскопа в условиях магнитного влияния соседних обсадных колонн.

- ♦ При бурении скважины в зоне максимального риска пересечения стволов, необходимо проработать процедуру приостановки эксплуатации соседних скважин на время бурения, если существует риск выброса. При наличии технической возможности запланировать гидромониторное бурение.

10.4.7. ЗАРЕЗКА БОКОВОГО СТВОЛА

Выбор глубины места и направления для зарезки боковых стволов должен планироваться к выполнению с учетом:

- Состояния основного ствола (обсаженный / открытый ствол).
- Геологических особенностей разреза.
- Интервалов муфт обсадной колонны (при вырезке «окна»).
- Технологических особенностей метода зарезки боковых стволов.
- Планируемой траектории бокового ствола.
- Траекторий существующего основного ствола скважины и соседних скважин.
- Технических характеристик оборудования, применяемого для контроля траектории бокового ствола.

⁶ SPE 19989 «The Travelling Cylinder: A Practical Tool for Collision Avoidance».

При зарезке боковых стволов должны быть определены дополнительные меры предупреждения сближения с основным стволом скважины. При наличии рисков пересечения необходимо разработать и применить меры по снижению вероятности и степени рисков.

При планировании вырезки «окна» в колонне в интервале с зенитным углом более 15 градусов рекомендуется производить установку клина-отклонителя в верхние четверти.

При планировании работ по срезке в открытом стволе рекомендуется применение техники закладки «трамплина» с направлением последующей зарезки в нижние четверти.

План работ по незапланированной срезке, необходимой по техническим, технологическим, либо геологическим причинам, составляется Подрядчиком ННБ в свободной форме и согласовывается Заказчиком дополнительно.

10.5. КОМПОНОВКА НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

При планировании КНБК следует стремиться к концепции «Одна Секция - Один рейс КНБК». При этом важно соблюдать баланс максимальной ЦСП⁷ и приемлемых рисков бурения.

Максимальные значения растягивающих и скручивающих нагрузок возникают на устье скважины в процессе забойных операций на финальном забое скважины. В ряде случаев, данные нагрузки могут превышать предельно допустимые значения на буровой инструмент, что повышает риск аварийной ситуации. Для снижения уровня нагрузок рекомендуются следующие мероприятия:

- Максимально возможное снижение плановой и фактической интенсивности кривизны ствола в верхних интервалах скважины (секции Кондуктора и Технической колонны).
- Подбор КНБК для снижения микроинтенсивностей ствола и максимизации роторного бурения в верхних секциях скважины.

Для успешного выбора конфигурации КНБК, следует проанализировать геологические особенности месторождения и имеющийся опыт ННБ, а также провести предварительные технологические расчеты:

- Нагрузки на бурильный инструмент для СПО, бурения и проработок с применением КНБК, *(расчеты должны быть выполнены для нескольких вероятных коэффициентов трения в формате «дорожная карта», см. пример в [Приложение 9](#))*.
- Гидравлические расчеты для выбора оптимальных режимов промывки, с учетом максимальной очистки ствола от выбуренной породы в комбинации с предельными значениями, устанавливаемыми для ЭЦП. Для оптимальной очистки ствола скважины рекомендуемая скорость восходящего потока раствора в кольцевом пространстве скважины не менее 1 м/с (в соответствии с требованиями Методических указаний Компании «Требования к оказанию услуг по инженерно-технологическому сопровождению буровых растворов при бурении и реконструкции скважин» № П2-10 М-0024).

⁷ ЦСП - равна отношению суммы пробуренных метров к суммарному времени циркуляции.

По результатам расчетов и анализа данных необходимо составить дизайн КНБК, при выполнении следующих условий, включая, но не ограничиваясь:

- Составить рекомендации оптимального типа и дизайна долота, с максимизацией проходки без ущерба для управляемости бурения.
- Подобрать оптимальные значения удельной мощности насадок долота и других промывочных отверстий КНБК (рекомендуемый диапазон удельной мощности насадок долота 1,5-2,5 лс/д²).
- Запланировать оптимальное сочетание угла перегиба ВЗД, размеров и положения калибраторов и гибких УБТ в КНБК, в том числе для КНБК с РУС, с целью минимизации ориентированного бурения.
- Определить оптимальные параметры и режимы бурения, режимы промывок, проработок и шаблонировок, предельных скоростей СПО.
- Соответствие рабочего ресурса прибора продолжительности запланированного рейса.
- Соответствие температурным условиям и максимальному забойному давлению.
- Соответствие спецификации оборудования при наличии в скважине H₂S.
- Соответствие запланированному расходу бурового раствора.
- Соответствие запланированным типам и размерам кольматантов.

При планировании КНБК, с целью снижения рисков разрушения соединений элементов КНБК, рекомендуется осуществлять дополнительный контроль применением расчета КПИ. Рекомендуемые значения КПИ (ГОСТ 33006.2-2014, п. 10.28.6.1):

- КНБК диаметром меньше 152,4 мм: 1,90 – 2,50;
- КНБК от 152,4 до 203,2 мм: 2,25 – 2,75;.
- КНБК больше 203,2 мм: 2,50 – 3,20.

В отдельных случаях, при применении приборов с извлекаемыми радиоактивными источниками, а также с извлекаемыми телесистемами следует контролировать и исключать вероятность применения компонентов бурильной колонны с внутренним проходным диаметром менее необходимого для извлечения источника или телесистемы.

Все забойное оборудование, запланированное для бурения секций хвостовика и эксплуатационной колонны, а также при указании Заказчика других секций, должно обладать спецификациями, позволяющими применять его в составе КНБК для разбуривания технической оснастки обсадной колонны.

Забойное оборудование после проведения работы в скважине должны проходить инспекционную проверку на базе Подрядчика ННБ. К оборудованию, отправляемому на новую работу, Подрядчик ННБ составляет инспекционный паспорт с результатами инспекции и по запросу Заказчика предоставляет его в электронном или распечатанном виде.

Оборудование должно иметь технические паспорта, результаты дефектоскопии, инспекционные паспорта о прохождении регулярного обслуживания и калибровки на сертифицированных предприятиях по стандартам производителя оборудования и в соответствии с нормативными документами:

- Сертификат соответствия системы менеджмента качества стандартам ИСО серии 9000, API SPEC Q1, DS-1, API SPEC 5B (5CT, 5A5), API RP 7G, API SPEC 7, API RP 8B.

Все резьбовые соединения на забойном оборудовании допускается нарезать только на предприятиях, сертифицированных API.

Актуальные мера и порядок спуска бурильных труб «мера труб», должны быть задокументированы и предоставлены Подрядчику ННБ до начала операций для контроля измерений глубины бурения.

10.5.1. ВЗД, ТУРБОБУРЫ, РУС

Оборудование, применяемое на буровых работах Компании, должно проходить сервисное обслуживание перед отправкой на площадку. Приборы с неотработанным ресурсом, прибывшие на площадку (с другого куста) без прохождения технического обслуживания, должны поставляться с отчетом по рейсам, включающим информацию по метражу бурения, продолжительности бурения и промывки (в часах), параметрах буровых растворов, параметрах бурения, возникавших осложнениях. Остаточная наработка от гарантированной должна превышать планируемую наработку на новом объекте минимум в 1,5 раза. При отсутствии таких отчетов эксплуатация оборудования запрещается.

Все оборудование, используемое на объектах Компании, должно проходить техобслуживание и ремонт на предприятиях, имеющих сертификацию изготовителя. Разрешается использовать только оригинальные запасные части от изготовителя или продукцию предприятий, сертифицированных изготовителем.

При планировании применения ВЗД, если буровые работы проводятся с использованием буровых растворов на углеводородной основе, заблаговременно должны быть выполнены проверки на совместимость эластомера и бурового раствора (ароматических соединений), обязательно использование специальных стойких эластомеров.

Запланированное к применению оборудование должно соответствовать требованиям по выполнению запланированных показателей кривизны траектории.

На стадии подготовки работ с применением РУС необходимо запланировать ряд мероприятий:

- Проконтролировать возможность применения передачи команд с поверхности на забой с помощью регулировки ходов буровых насосов (триплекс). Альтернативный вариант передачи команд на забой - оборудование Подрядчика ННБ, встраиваемое на поверхности в гидравлическую линию буровой.
- Применение магнитов для улавливания металлической стружки.
- Проконтролировать наличие на буровой ВСП с технической возможностью вращения забойных КНБК при нагрузках, соответствующих максимальным плановым глубинам скважины со скоростью вращения не менее 120 об/мин.

При планировании использования моторизованного РУС необходимо учитывать ряд особенностей:

- Прибор позволяет достичь значительного повышения МСП и ЦСП относительно отдельно применяемых РУС и ВЗД.
- Включение в КНБК моторизованного РУС увеличит рабочее давление на устье относительно КНБК с РУС на величину перепада ВЗД ~ 40 атм.

Спецификации применяемых ВЗД, РУС, Турбобуров должны соответствовать требованиям, предъявляемым к возможности вращения КНБК в процессе бурения и проработки ствола. Рекомендуемые скорости вращения КНБК для оборудования устанавливаются Заказчиком в зависимости от условий бурения секции:

- РУС не менее 120 об/мин при бурении и проработке вниз и вверх.
- ВЗД и Турбобур не менее 80 об/мин при бурении и проработке вниз на участках бурения в роторном режиме и не менее 50 об/мин на участках траектории в направленном режиме бурения, при углах перекоса до 1.4 градуса.

10.5.2. ПРИБОРЫ ИНКЛИНОМЕТРИИ И КАРОТАЖА

Все применяемое оборудование инклинометрии и каротажа должно иметь паспорта с указанием спецификаций на русском языке.

Приборы на начало работ должны иметь действующие результаты калибровки и иметь соответствующий подтверждающий документ. Частота и процедура проведения калибровки должны соответствовать рекомендациям производителя.

При использовании инклинометрического оборудования на основе магнитометров допустимое значение потенциальной ошибки измерений азимута принимается не более 0,5 градуса. Подрядчиком ННБ производится расчет ожидаемой ошибки азимута и требуемого количества немагнитных УБТ или БТ для снижения эффекта магнитной интерференции, вызываемой стальными элементами КНБК и бурильной колонной (*требуемое количество немагнитных УБТ или БТ зависит от географического расположения скважины, направления бурения скважины относительно Магнитного Севера и зенитного угла, конфигурации КНБК, длины и диаметров магнитных (стальных) элементов КНБК*).

При планировании оборудования телеметрии и каротажа для проведения работ ННБ, необходимо подтвердить соответствие характеристик оборудования условиям работы, включая, но не ограничиваясь:

- соответствие погрешности прибора требованиям точности проводки траектории, учитывая размеры целей бурения (см. п.11.4.3 настоящих Методических указаний) и риски пересечений (см. п.11.4.5 настоящих Методических указаний);
- возможные геологические и технологические ограничения по применению телесистемы с электромагнитным каналом;
- типы бурового раствора для приборов резистивиметрии.

Наличие фильтра, устанавливаемого в бурильную трубу для предотвращения засорения телесистемы. Фильтр должен плотно и безопасно садиться в муфту бурильной трубы либо должен иметься переводник для посадки фильтра.

10.5.3. ЯСЫ

При бурении скважин в зоне потенциального риска прихватов – обязательно применение ясов в составе бурильной колонны.

В буровых работах на объектах Компании должны использоваться только гидромеханические или гидравлические буровые ясы двойного действия.

Все буровые ясы, перед отправкой на буровую площадку, должны быть испытаны на тестовых стендах и оснащены предохранительными хомутами и иметь приложенный отчет испытаний.

При планировании установки яса в составе бурильной колонны, необходимо придерживаться следующих правил:

- если яс не имеет механического замка, он не должен устанавливаться в диапазоне нахождения нейтральной точки бурильной колонны;
- над ясом должно быть установлено не менее двух УБТ, или эквивалентная масса ТБТ, для обеспечения необходимой массы;
- не располагать яс в месте перехода секций (изменения труб), или между двумя УБТ разного диаметра;
- не устанавливать над ясом инструмент и забойное оборудование в диаметре превышающем диаметр яса (*например, калибраторы, расширители и т.д.*);
- при выборе интервала установки яса необходимо провести расчеты величины доводимой нагрузки сжатия до запланированного интервала;
- расчеты параметров нагрузки на яс необходимо проводить в специализированном ПО.

10.5.4. КАЛИБРАТОРЫ

При бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин могут использоваться только центраторы и калибраторы, изготовленные и/или переоснащенные, восстановленные на предприятиях, сертифицированных по стандартам ИСО серии 9000. Запрещается использовать несертифицированные заводского производства центраторы и калибраторы.

Для буровых работ могут использоваться только цельнофрезерованные лопастные или наворачиваемые центраторы и калибраторы. Допускается использование хомутных стабилизаторов на ВЗД и турбобурах.

Центраторы и калибраторы с наварными лопастями допускается применять только для секций диаметром больше 311 мм и при обязательном согласовании Заказчиком.

10.5.5. ПЕРЕВОДНИКИ

При бурении скважин в Компании могут использоваться только переводники и патрубки, изготовленные на предприятиях, сертифицированных по стандартам ИСО серии 9000.

При планировании работ следует максимально минимизировать число переводников и патрубков в составе КНБК.

Не следует наворачивать переводники или патрубки непосредственно на буровые ясы.

Перед бурением секции Подрядчик ННБ обязан производить расчет на предельно допустимые нагрузки на кручение и растяжение, проверять соответствие проходных диаметров переводников бурильному инструменту.

11. ВЫПОЛНЕНИЕ ННБ

Этап выполнения работ ННБ начинается от мобилизации партий Подрядчика ННБ на месторождение и заканчивается предоставлением финального отчета и каротажей по скважине.

Все работы ННБ выполняются в соответствии с согласованной Заказчиком программой ННБ.

11.1. СОВЕЩАНИЯ

Офис:

- В процессе выполнения работ ННБ, в случае предстоящего бурения секции в условиях повышенного риска (*риск пересечений, нестандартные условия бурения, другое*) рекомендуется проведение предварительного совещания в офисе.

Месторождение:

- Перед началом бурения интервала с повышенными рисками – обязательно проведение представителем Заказчика совещания с участниками запланированных работ на месторождении с обсуждением запланированных мероприятий.
- Представитель Подрядчика ННБ обязательно проводит инструктажи всем задействованным в операциях с участием оборудования Подрядчика ННБ (членам буровой бригады, представителям других подрядных организаций и представителю Заказчика), на которых доводит нюансы и правила безопасного ведения работ, возможные опасности и риски.

11.2. ПРОГРАММА ННБ

Выполняемые работы ННБ, должны вестись в соответствии с программой ННБ, корректировки и изменения программы допускаются, но должны быть согласованы представителем Заказчика.

В процессе бурения и проработок, по мере получения новых результатов необходимо обновлять «карту рисков бурения» с обновлением всей сопутствующей информации.

11.3. БАЗА ДАННЫХ

На основе финального отчета инклинометрии Подрядчика ННБ, траектория пробуренной скважины, включая все боковые стволы, в том числе ликвидированные, должна быть внесена в Базу данных.

Помимо инклинометрических измерений, в Базу данных должна быть дополнительно внесена информация по каждому из пробуренных стволов скважины:

- Дата измерений.

- Применявшаяся поправка от Магнитного азимута, дата поправки и источник поправки, а также картографическая поправка, если применялась.
- Модели приборов инклинометрии с указанием интервалов применения.
- Конструкция скважин, интервалы и диаметры обсадных колонн.

11.4. ИНКЛИНОМЕТРИЯ

Контроль пространственного положения ствола скважины должен проводиться в соответствии с Программой инклинометрических замеров *(при этом процесс должен быть оптимизирован в направлении обеспечения качества замеров и приемлемого времени их записи)*.

При необходимости Программа инклинометрических замеров может быть скорректирована к фактическим скважинным условиям с утверждением изменений представителем Заказчика.

Процедура проведения замеров инклинометрии должна включать требования:

- О снятии пружины бурильной колонны, при этом последнее движение перед установкой телесистемы для взятия замера должно быть вверх на 1-2 метра от забоя или больше, при необходимости.
- Отсутствии вращения и движения бурильной колонны во время снятия замера.

Контроль глубины должен осуществляться проверкой длины каждой трубы, спускаемой ниже стола ротора согласно «меры труб», и дополнительно проверяться отслеживанием маркеров в скважине *(геологических, башмака колонны, других)*.

Документ «меры труб» должен обновляться после каждой ревизии, отбраковки, выброса на мостки, перестановки и других операций, приводящих к изменению порядка спуска труб.

Датчики ННБ на поверхности, определяющие глубину КНБК, должны калиброваться перед началом бурения новой секции, а также после проведения каждой «перетяжки» талевого каната на буровой.

Все получаемые замеры инклинометрии должны оцениваться на достоверность с помощью показателей, рекомендованных производителем *(например, для стандартной телесистемы с гидроканалом рекомендуется проводить оценку суммарного измеренного датчиками значений магнитного и гравитационного поля и сравнения этих показателей с расчетными)*.

Окончательная инклинометрия, в распечатанном виде и на цифровом носителе, является официальным описанием пространственного положения ствола скважины. В случае применения дополнительных измерений траектории более точными приборами *(например, гироскоп)*, финальной инклинометрией признаются данные, полученные от наиболее точного из использованных приборов инклинометрии и используются для ввода в Базу данных, за исключением случаев, когда это особо оговаривается местными надзорными государственными органами.

Риски пересечения скважин.

При наличии риска пересечений $KCC < 5$ необходимо контролировать изменения уровня

рисков, непрерывно контролировать статус сближения ствола буримой скважины с соседними. Анализ риска следует проводить на прогнозный забой, расположенный не менее чем в 60 м от текущего расположения долота, при увеличении уровня риска следует известить представителя Заказчика и предпринять корректирующие мероприятия для его снижения. При увеличении степени риска до более высокого уровня (*с минимального на средний или со среднего на максимальный риск*), продолжение бурения допускается только с разрешения представителя Заказчика.

При наличии риска пересечения соседних скважин $KCC \leq 1,5$, в процессе бурения необходима реализация следующих мероприятий:

- Дневная и ночная вахта полевого персонала в деталях проинформирована о риске пересечений.
- Подрядчик ННБ:
 - ♦ производит расчет проекции от текущей точки снятия статического замера на 2 свечи вперед и производит расчет КСС на данную точку проекции;
 - ♦ осуществляет оперативный контроль сближения с соседними скважинами по графику подвижных цилиндров (*пример в [Приложении 7](#)*) и извещает представителя Заказчика в случае увеличения степени риска;
 - ♦ по запросу Заказчика предоставляет детальный отчет о рисках пересечений сформированных в специализированном ПО;
 - ♦ в процессе бурения в интервалах максимального риска соблюдает минимальное отклонение от плановой траектории с учетом расстояний до соседних скважин;
 - ♦ контролирует изменения момента и показателей шоковых воздействий на КНБК;
 - ♦ проводит мониторинг изменений в показаниях магнетометров телесистемы;
 - ♦ устанавливает магнит на выходе раствора из скважины
- Представитель Заказчика назначает из представителей Буровой бригады ответственных за:
 - ♦ мониторинг выхода цемента;
 - ♦ контроль выноса количества металла из скважины;
 - ♦ контроль возврата раствора из скважины;
 - ♦ контроль текущего статуса и давления в соседних скважинах, находящихся в зоне повышенного риска в режиме реального времени;
 - ♦ «прослушивание» соседних скважин через установленное на них устьевое оборудование, при высокой степени риска пересечения скважин.
- В случае незапланированных значительных изменений значений скважинных показателей или другой критичной информации бурение должно быть остановлено, КНБК плавно поднято на 10 м от забоя, представитель Буровой бригады должен незамедлительно известить представителей Заказчика и Подрядчика ННБ о рисках для принятия дальнейшего решения.

11.5. КОМПОНОВКА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Успешное выполнение работ по ННБ требует соблюдения приведенных ниже пунктов.

С целью минимизации рисков при выполнении сборно-разборных операций, необходима реализация следующих мероприятий:

- Подъемное оборудование перед началом сборки КНБК и подъемом оборудования на стол ротора должно быть осмотрено на предмет повреждений и иметь действующий срок инспекции.
- Перед сборкой КНБК ключи УМК должны быть приведены в исправное состояние, обеспечивающее безопасное выполнение работ и поверены.
- Верхний предохранительный колпак подъемного патрубка (если применимо) должен быть снят во время сборки КНБК.
- Всегда при сборке КНБК должен использоваться соответствующего размера исправный предохранительный хомут.
- До наворота все резьбы должны быть смазаны смазкой соответствующего назначения и должны наворачиваться только вручную с использованием цепных или других ручных ключей.
- Все соединения должны быть затянуты расчетным моментом свинчивания под руководством ответственного работника Подрядчика ННБ.
- Запрещается свинчивать и затягивать соединения в КНБК автоматическими ключами, в том числе и ротором, в исключительных случаях допускается применять автоматические ключи с поверенными моментомерами по согласованию с представителем Заказчика.

Необходимо стремиться к максимальному значению ЦСП, на который помимо МСП оказывают влияние все прочие операции КНБК с циркуляцией в скважине (*взятие замеров, проработки, промывки, другое*). При этом важно осуществлять контроль успешной очистки ствола от выбуренной породы, и, в случае наличия показаний зашламованности ствола, рекомендуется проведение дополнительных мероприятий по очистке ствола от шлама (*циркуляция с вращением, прокачка вязких пачек, снижение проходки, изменением реологии раствора, другие*).

С целью максимизировать МСП для каждого интервала пород необходимо проводить тест по определению оптимальных параметров режима бурения, который позволит определять для каждого интервала бурения оптимальные показатели:

- ННД.
- Скорость вращения бурильной колонны.
- Расход промывочной жидкости.

Методика проведения теста по определению оптимальных параметров режима бурения приведена в Методических указаниях Компании «Требования к услугам по технологическому сопровождению отработки долот» № П2-10 М-0020.

Эффективность очистки ствола от выбуренного шлама является критичным фактором, значительно влияющим на показатель ЦСП, а также на уровень рисков при бурении.

Методики очистки ствола различны для разных зенитных углов траектории скважин.

Таблица 3
Очистка ствола скважин

КОММЕНТАРИИ	ЗЕНИТ 0 - 30°	ЗЕНИТ 30 - 65°	ЗЕНИТ 65 - 90°
1	2	3	4
Условия в стволе	<ul style="list-style-type: none"> Небольшой наклон ствола, шлам выносится за счет реологических свойств раствора. Быстрая очистка ствола 	<ul style="list-style-type: none"> Средний наклон ствола, шлам стремится к осаждению на нижней стенке скважины. Дюнообразование и лавинообразование в стволе. Очистка со средней скоростью 	<ul style="list-style-type: none"> Максимальный наклон ствола, шлам максимально быстро осаждается на нижней стенке скважины. Медленная очистка ствола
Расход бурового раствора	Максимальный расход технически возможный с учетом ограничений оборудования и границ ЭЦП (<i>рекомендуемая скорость потока в затрубье 1 м/с</i>)		
Вращение буровой колонны	<ul style="list-style-type: none"> Скорость вращения имеет минимальный эффект. Достаточная скорость 40 об/мин 	<ul style="list-style-type: none"> Скорость вращения критична. Максимально возможная технически скорость вращения с учетом ограничений оборудования и границ ЭЦП. Минимальная рекомендуемая скорость вращения в зависимости от показателя ОПСТ (см. Приложение 10): <ul style="list-style-type: none"> ОПСТ ≤ 3,25 скорость вращения не менее 60 об/мин, ОПСТ > 3,25 скорость вращения не менее 120 об/мин 	

С целью достижения максимальной эффективности строительства скважин, Подрядчику ННБ необходимо реализовать мероприятия снижающие риски:

- Должны быть установлены и соблюдаться предельные значения показателей бурения, которые должны быть рассчитаны с учетом характеристик прочности и износа бурового инструмента, а также с учетом предельных характеристик СВП:
 - Крутящий момент.
 - Нагрузки на растяжение и складывание.
- При выполнении забойных операций КНБК, включая бурение, проработки ствола, шаблонировки, промывки и СПО, необходимо определить и придерживаться ЭЦП в пределах верхней и нижней границы (*это позволит успешно очищать ствол от выбуренной породы и в тоже время сохранять гидравлическое воздействие на ствол скважины в рекомендуемых пределах*).
- Необходимо максимально минимизировать уровень ударных и вибрационных нагрузок, возникающих в процессе работы КНБК в скважине (*нагрузки такого типа приводят к потере полезной энергии, а также создают предпосылки для потерь времени на незапланированные СПО в случае разрушения забойного оборудования, типовые меры по снижению вибраций КНБК приведены в [Приложении 11](#)*).
- Для снижения риска незапланированной срезки КНБК необходимо обеспечить выполнение следующих мероприятий:

- ♦ скорость шаблонирования вниз должна минимум вдвое превышать скорость бурения в данном интервале;
 - ♦ забойные показатели (ННД, перепад на ВЗД, крутящий момент) должны отслеживаться в реальном времени;
 - ♦ рекомендуется применение пикообразного долота.
- Обратная проработка ствола вверх является эффективным способом очистки наклонного ствола скважин, в тоже время в процессе данной операции на инструмент и на стенки скважины прилагаются максимально высокие нагрузки в сравнении со всеми стандартными операциями КНБК в скважине. Необходимо на стадии подготовки и в процессе выполнения работ осуществлять повышенный контроль и корректировку возникающих нагрузок в случае превышения установленных лимитов *(рекомендуется избегать проведения обратной проработки с применением ВЗД)*.
 - Фактические параметры бурения получаемые в процессе работы КНБК, следует в режиме реального времени соотносить с расчетными «кривыми», что позволит контролировать тенденцию изменений состояния ствола скважины и своевременно определить начало осложнений.

Во время проведения скважинных операций с КНБК, необходимо фиксировать фактические параметры:

- Веса вверх / вниз.
- Момент на забое / над забоем.
- Давление на поверхности при положении долота на забое и над забоем.
- ЭЦП / ЭСП (при наличии датчика в КНБК).

Для каждого элемента КНБК Подрядчика ННБ на буровой должен присутствовать запасной комплект.

11.5.1. ВЗД, ТУРБОБУРЫ, РУС

После извлечения из скважины на поверхность оборудование необходимо промыть изнутри водой на случай повторного спуска. При использовании ВЗД или турбобуров в зимний период слить буровой раствор из двигателя при разборке КНБК. При использовании РУО, ВЗД не допускается к повторному спуску в скважину.

Рабочие параметры, проходка, время бурения и промывки должны учитываться и записываться для каждого рейса приборов.

Перед каждым спуском в скважину, в обязательном порядке, проводятся наземные гидравлические испытания, а также измерения осевых, радиальных и тангенциальных люфтов подшипников ВЗД. Фактические допустимые размеры люфтов должны соответствовать рекомендациям изготовителя.

11.5.2. ПРИБОРЫ ИНКЛИНОМЕТРИИ И КАРОТАЖА

Перед спуском КНБК с применением ВЗД и приборов инклинометрии производится вычисление угла между нулевой точкой телесистемы и направлением угла перекоса ВЗД,

данный угол критичен с точки зрения выполнения ННБ. С целью повышения контроля за расчетом угла, необходимо отобразить графически расположение меток телесистемы и ВЗД относительно объектов на столе ротора буровой (например, расположение меток относительно пульта бурильщика). Необходимо проконтролировать соединения между нулевой точкой телесистемы и направлением угла перекоса ВЗД, они должны быть затянуты с расчетным моментом свинчивания.

11.5.3. ЯСЫ

Во время каждого рейса бурового яса должны регистрироваться время промывки и бурения, количество срабатываний.

При использовании гидравлического яса в бурильной колонне ниже нейтральной точки, после каждого наращивания яс будет «перезаряжаться», необходимо вращая колонну спускать КНБК к забою и бурить с небольшой нагрузкой (2-6 тонн) до срабатывания яса вниз.

11.5.4. КАЛИБРАТОРЫ, ЦЕНТРАТОРЫ

После каждого рейса и перед спуском необходимо измерить диаметры всех использованных центраторов и калибраторов.

11.5.5. ПОДЪЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Использовать только сертифицированное с действующими инспекциями подъемное оборудование соответствующей грузоподъемности при проведении погрузочно-разгрузочных работ, при подъеме оборудования на стол ротора и при сборке КНБК.

Проверять целостность, чистоту и смазывать перед началом работ резьбы подъемных патрубков.

12. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ

По окончании ННБ, необходимо провести работы, перечисленные ниже:

- Положительный и отрицательный опыт, полученный при бурении, должен быть проанализирован и внесен в финальный отчет по скважине (см. п.14.7 настоящих Методических указаний).
- Согласно полученным результатам бурения, необходимо провести обновление «карты рисков бурения».
- С учетом полученных результатов необходимо выработать рекомендации по оптимизации бурения, включая, но не ограничиваясь:
 - ♦ Модели долот.
 - ♦ Дизайн соответствующих КНБК.
 - ♦ Дизайн траекторий.
 - ♦ Количество и размеры калибраторов.
 - ♦ Количество и расположение УБТ, ТБТ, яссов.
 - ♦ Параметры бурения, проработки, шаблонировок, СПО.
 - ♦ Процент смазывающей добавки в буровом растворе, кальматанты, тип раствора.
- Рекомендации по оптимизации и обновленная «карта рисков бурения», должны быть применены при составлении программы ННБ во время планирования последующих скважин.
- Существенные результаты применимые для тиражирования опыта, должны быть внесены в формате статьи на портал знаний Компании «iKnow» (<https://portal.rn.ru/km>).

13. ОТЧЕТНОСТЬ

Все отчёты должны быть предоставлены как на электронных носителях, так и в печатном виде за подписью представителя Подрядчика ННБ, который несет прямую ответственность за качество заполнения отчетности и за предоставление ее в срок, в том числе в модуле «Журнал Супервайзера» ЛПО УМБ (в соответствии с требованиями указанными в Технологическом регламенте Компании «Формирование суточной отчетности при строительстве и реконструкции скважин с использованием модуля «Журнал супервайзера» лицензионного программного обеспечения «Удаленный мониторинг бурения» № П2-10 ТР-1029).

13.1. ПЛАНОВЫЙ ПРОФИЛЬ ТРАЕКТОРИИ

Отчет плановой траектории должен отображать все критичные параметры необходимые для достоверного определения положения запланированного ствола скважины (см. п. 11.4.1-11.4.5 настоящих Методических указаний).

Финальная версия планируемого профиля, примененного для бурения должна быть согласована Заказчиком и иметь уникальное наименование с отображением месторождения, номера куста, номера скважины, номера ревизии и даты отчета плановой траектории.

Пример Отчета плановой траектории приведен в [Приложении 12](#).

13.2. ОТЧЕТ ИНКЛИНОМЕТРИИ

Отчет инклинометрии предоставляемый Подрядчиком ННБ, должен отображать финальную версию замеров траектории скважин с указанием всех примененных поправок и корректировок, передается Заказчику за подписью представителя Подрядчика ННБ.

В финальный отчет инклинометрии обязательно включение прогноза траектории на полученный забой скважины.

Пример отчета инклинометрии приведен в [Приложении 13](#).

13.3. ГРАФИК ПОДВИЖНЫХ ЦИЛИНДРОВ

При наличии рисков пересечений и $KCC \leq 1,5$, необходимо составить график подвижных цилиндров, где в центре схемы указана плановая траектория скважины, а также указаны расположения траекторий соседних скважин.

Пример графика представлен в [Приложении 7](#).

13.4. ПЛАН-СХЕМА «ПАУК»

План-схема «паук» используется как дополнительное средство контроля плановой

траектории скважины относительно стволов соседних скважин, составляется при наличии рисков пересечений и $KCC \leq 1,5$ и в других случаях, при возникновении необходимости, по запросу Заказчика.

Пример план-схемы «паук» представлен в [Приложении 8](#).

13.5. ОТЧЕТ-РАССЛЕДОВАНИЕ НЕПРОИЗВОДИТЕЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

Отчет-расследование⁸ подготавливается Подрядчиком ННБ в течение 5 рабочих дней с даты получения Подрядчиком ННБ технической информации об инциденте – данные геолого-технологических исследований, суточные отчеты представителя Заказчика на буровой, подрядчиков по буровым растворам, ТСОД, Буровых подрядчиков и т.п.

Отчёт-расследование должен включать в себя следующую информацию обязательного характера, которая дополняется иными сведениями, имеющими значение для объяснения выводов о причинах и рекомендаций отчета:

- Общая информация:
 - ♦ Месторождение.
 - ♦ Номер куста и скважины.
 - ♦ Конструкция скважины.
 - ♦ Текущий и плановый забой.
 - ♦ Глубина расположения КНБК на момент НПВ.
 - ♦ Тип бурового раствора.
 - ♦ Описание состава КНБК.
 - ♦ Дата и время НПВ.
 - ♦ Дата составления отчета.
- Подробное описание инцидента.
- Подробное описание и хронология процесса, повлекшего возникновение инцидента.
- Анализ технологических параметров процесса бурения.
- Предварительные заключения о характере и причинах повреждения, если по истечении 5 календарных дней с даты инцидента, все возможные причины не проверены.
- Документацию и отчеты, необходимые для подтверждения выводов расследования.
- Выводы и рекомендации по предотвращению данного типа повреждений в будущем.

13.6. ФИНАЛЬНЫЙ ОТЧЕТ ПО СКВАЖИНЕ

По окончании работ ННБ по каждой скважине, Подрядчик ННБ должен предоставить финальный отчет по скважине, который должен включать в себя, не ограничиваясь:

- Фактическую конструкцию скважины.

⁸ Отчет составляется в свободной форме.

- Финальную инклинометрию по всему стволу скважины.
- Горизонтальную и вертикальную проекции траектории и целей план-факт.
- Применявшиеся КНБК по каждой секции.
- Задачи и результаты работы каждой КНБК с параметрами процесса бурения, а также сведения об оптимальных методах ведения работ, полученных уроках, заключения и рекомендации. Все отчёты группируются по интервалам и рейсам.
- Задачи и результаты телеметрии и каротажа во время бурения. Данная часть включает в себя информацию по результатам работы телеметрии и приборов каротажа по каждому рейсу ННБ, сведения об оптимальных методах ведения работ, полученных уроках, заключения и рекомендации. Информация группируется по интервалам и рейсам.
- НПВ ННБ, причины и рекомендуемые мероприятия для предотвращения инцидентов.
- Информацию по отработке долот (с описанием износа по системе IADC).
- Применявшийся тип раствора и его параметры.
- График строительства скважины план-факт глубина-день.
- Полученные значения КПЭ по результатам проведенных работ на скважине.
- Суммарно положительный и отрицательный опыт полученный по скважине, рекомендации по оптимизации работ.

13.7. КВАРТАЛЬНЫЙ ОТЧЕТ

Ежеквартальный отчет составляется Подрядчиком ННБ в виде презентации по форме, установленной в ОГ, в конце каждого квартала и базируется на квартальной динамике изменений полученных результатов, а также суммарной информации по работе Подрядчика ННБ на объекте. Данные разбиваются по направлениям: бурение или реконструкция скважин.

Ежеквартальный отчет должен включать в себя следующую информацию обязательного характера, которая дополняется иными сведениями, оказывающими влияние на показатели работы ННБ:

- Результаты соблюдения требований Заказчика в области ПБОТОС.
- Объём и динамика выполненных работ.
- НПВ, причины, рекомендуемые и реализованные мероприятия для решения и предотвращения осложнений.
- Динамику изменений, достигнутых КПЭ.
- Предложения по оптимизации работ ННБ для повышения эффективности бурения.
- Анализ работы наземного и внутрискважинного оборудования, оказывающего влияние на показатели работ ННБ.
- Рекомендации по модернизации наземного и внутрискважинного оборудования для повышения эффективности строительства скважин.

14. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ФУНКЦИЙ

Таблица 4
Распределение функций в процессе выполнения работ ННБ

РОЛЬ	ФУНКЦИИ
1	2
ЗГД по бурению ОГ	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Информирование и запрос инженерно-технической поддержки от профильных структурных подразделений ПАО «НК «Роснефть» в случае временных отклонений от настоящего документа. ▪ Согласование выполнения работ при $KCC \leq 1,5$ (допускается делегирование ответственному лицу в ОГ)
Представитель геологической службы	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Контроль выдачи геологических целей. ▪ Координация работы по определению интервалов / зон геологических рисков. ▪ Предоставление данных по пластовым давлениям. ▪ Информирование по границам ЭЦП / ЭСП для безопасного бурения, лимиты обрушений и поглощений в скважине. ▪ Утверждение окончательной траектории скважин со стороны геологической службы ОГ ▪ Контроль траектории горизонтальных скважин согласно геологических целей.
Представитель маркшейдерской службы	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Предоставление данных по координатам, поправкам азимута, альтитуде и траекториям скважин на месторождениях ОГ. ▪ Проверка финальных замеров по пробуренной скважине, координат, поправок, кодов погрешности приборов. ▪ Контроль и поддержание актуальной информации в единой базе данных по инклинометрии, пробуренных скважин в ОГ
Представитель службы технологий и инжиниринга	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Оповещение Буровой подрядной организации и Подрядчика ННБ о задачах и рисках ННБ. ▪ Доведение до Подрядчика ННБ размеров Буровой цели на основе размеров Геологических целей полученных от представителя геологической службы ОГ. ▪ Проверка расположения скважины на поверхности и используемой системы координат. ▪ Контроль расчетов Подрядчика ННБ буровых целей, расчета траектории скважин, КСС, расчетов крутящего момента и осевых нагрузок, параметров бурения, соответствия оборудования буровой и оборудования

РОЛЬ	ФУНКЦИИ
1	2
	<p>Подрядчика ННБ для выполнения задач.</p> <ul style="list-style-type: none"> Утверждение окончательной проектной траектории скважины со стороны службы технологий и инжиниринга ОГ. Окончательный выбор долот и оптимальных параметров режима бурения. Поддержание связи с представителем Подрядчика ННБ в офисе, по всем вопросам в отношении выполнения задач бурения. Контроль выполнения Подрядчиком ННБ попадания в назначенную буровую цель (цели) и нахождение параметров профиля в пределах допустимых отклонений. Немедленное уведомление ЗГД ОГ по бурению при уменьшении КСС до значения $\leq 1,5$. Контроль точного выполнения Подрядчиком ННБ программы замеров инклинометрии, контроля сближения стволов скважин и программы ННБ
Представитель Заказчика на буровой	<ul style="list-style-type: none"> Оценка состояния и контроль готовности оборудования подрядных организаций участвующих в ННБ, перед началом работ. Контроль выполнения Буровым подрядчиком режимов бурения в соответствии с указанными в программе ННБ и/или рекомендованными Подрядчиком ННБ. Контроль обеспечения правильности замера и учета длины бурильных труб Буровым подрядчиком и КНБК Подрядчиком ННБ. Проведение регулярных совещаний на буровой с привлечением подрядчиков, участвующих в ННБ
Буровой подрядчик	<ul style="list-style-type: none"> Обеспечение исправной работы всего используемого при ННБ оборудования БУ. Точное выполнение всех инструкций по ННБ в отношении сборки КНБК и колонны бурильных труб. Соблюдение параметров бурения, указанных в программе ННБ и/или отдельно рекомендованных Подрядчиком ННБ или Представителем Заказчика. Контроль режимных показателей процесса бурения и немедленное уведомление Подрядчика ННБ и Представителя Заказчика на буровой о замеченных отклонениях в показателях. Поддержание актуальной информации в документе «мера труб» и предоставление его по запросу Заказчика или

РОЛЬ	ФУНКЦИИ
1	2
	Подрядчика ННБ
Подрядчик ННБ	<ul style="list-style-type: none"> ■ Проведение расчетов траектории, параметров бурения, оценка рисков, подготовка программы ННБ. ■ Управление бурением скважины в соответствии с плановой траекторией и установленными целями. ■ Инструктирование представителей Бурового подрядчика относительно требований к операциям: сборки/разборки КНБК, соблюдению рекомендованных параметров бурения, мониторингу показателей при бурении в зоне рисков. ■ Мониторинг и прогнозирование вероятных рисков ННБ, немедленное уведомление представителя Заказчика обо всех факторах, которые могут повлиять на выполнение задач бурения. ■ Контроль наличия необходимых типоразмеров оборудования ННБ и его сертификации. ■ Обновление «карты рисков бурения», подготовка необходимых отчетов по результатам проведенных работ ННБ ■ Передача данных инклинометрии, каротажа во время бурения через корпоративную информационную систему КиУСС.

15. ССЫЛКИ

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101.
2. ГОСТ 33006.2-2014 (ISO 10407-2:2008) Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование для роторного бурения. Часть 2. Контроль и классификация применяемых элементов бурового инструмента. Общие технические требования и методы контроля.
3. API RP 7G Recommended Practice for Drill Stem Design and Operating Limits = Конструкция бурильных колонн и их эксплуатационные ограничения.
4. API RP 8B Recommended Practice for Procedures for Inspections, Maintenance, Repair, and Remanufacture of Hoisting Equipment = Рекомендуемые процедуры осмотров, технического обслуживания, ремонта и восстановления подъемного оборудования.
5. API SPEC Q1 Specification for Quality Management System Requirements for Manufacturing Organizations for the Petroleum and Natural Gas Industry = Спецификация программ обеспечения качества в нефтяной, нефтехимической и газовой промышленности.
6. API SPEC 5B Specification for Threading, Gauging and Thread Inspection of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads = Нарезание, калибрование и контроль качества резьбы обсадных, насосно-компрессорных труб и магистральных трубопроводов.
7. API SPEC 5CT Specification for Casing and Tubing = Требования к обсадным и насосно-компрессорным трубам.
8. API SPEC 7 Specification for Rotary Drill Stem Elements = Требования к элементам бурильной колонны.
9. DS-1 Drill Stem Design and Inspection = Проектирование и инспекция бурильной колонны.
10. Положение Компании «Порядок расследования происшествий» № ПЗ-05 Р-0778 версия 1.00, утвержденное приказом ПАО «НК «Роснефть» от 23.09.2016 № 506.
11. Методические указания Компании «Требования к услугам по технологическому сопровождению отработки долот» № П2-10 М-0020 версия 1.00, утвержденные распоряжением ПАО «НК «Роснефть» от 08.09.2016 № 280.
12. Методические указания Компании «Требования к оказанию услуг по инженерно-технологическому сопровождению буровых растворов при бурении и реконструкции скважин» № П2-10 М-0024 версия 1.00, утвержденные приказом ОАО «НК «Роснефть» от 06.06.2016 № 287.
13. Технологический регламент Компании «Формирование суточной отчетности при

строительстве и реконструкции скважин с использованием модуля «Журнал супервайзера» лицензионного программного обеспечения «Удаленный мониторинг бурения» № П2-10 ТР-1029 версия 1.00, утвержденный приказом ОАО «НК «Роснефть» от 28.03.2016 № 119.

14. Технологический регламент Компании «Использование лицензионного программного обеспечения «Удаленный мониторинг бурения» № ПЗ-04 ТР-0001 версия 2.00, утвержденный приказом ОАО «НК «Роснефть» от 11.04.2014 № 186.

16. БИБЛИОГРАФИЯ

1. Статья SPE 59196 «The Directional Difficulty Index – A New Approach to Performance Benchmarking». «Индекс сложности бурения – новый подход к оценке эффективности».
2. Статья SPE 67616 «Accuracy Prediction for Directional Measurement While Drilling». «Прогноз точности измерений траектории скважин при бурении».
3. Статья SPE 103734 «The Reliability Problem Related to Directional Survey Data». «Проблематика достоверности измерений траектории скважин».
4. Статья SPE 19989 «The Travelling Cylinder: A Practical Tool for Collision Avoidance». «Подвижный цилиндр: инструмент для предотвращения пересечений».
5. Статья SPE 23938 MS. McGehee, D.Y., Dahlem, J.S., Gieck, J.C. et al. 1992. «The IADC Roller Bit Dull Grading System». Presented at the SPE/IADC Drilling Conference, New Orleans, Louisiana, 18-21 February. «Система оценки износа шарошечных долот по IADC».
6. Статья SPE 23939 MS Brandon, B.D., Cerkovnik, J., Koskie, E. et al. 1992. «First Revision to the IADC Fixed Cutter Dull Grading System». Presented at the SPE/IADC Drilling Conference, New Orleans, Louisiana, 18-21 February. «Первая ревизия системы оценки износа импрегнированных и долот PDC по IADC».

ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица 5
Перечень Приложений к Методическим указаниям Компании

НОМЕР ПРИЛОЖЕНИЯ	НАИМЕНОВАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	2	3
1	Методика расчета индекса сложности бурения скважин (DDI)	Включено в настоящий файл
2	Пример расчета индекса DDI	Приложен файл в формате Excel
3	Пример «Карты рисков бурения»	Включено в настоящий файл
4	Пример программы ННБ	Приложено отдельным файлом в формате Word
5	Пример расчета размеров целей бурения	Включено в настоящий файл
6	Методика расчета коэффициента сближения скважин	Включено в настоящий файл
7	Пример графика «подвижных цилиндров»	Включено в настоящий файл
8	Пример план-схемы «Паук»	Включено в настоящий файл
9	Пример графиков расчетов нагрузок в формате «дорожная карта»	Включено в настоящий файл
10	Показатель отношение площадей скважина-труба	Включено в настоящий файл
11	Меры по снижению вибраций КНБК	Включено в настоящий файл
12	Пример отчета плановой траектории	Приложен файл в формате Excel
13	Пример отчета инклинометрии	Приложен файл в формате Excel

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ИНДЕКСА СЛОЖНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН (DDI)

ИСБ (DDI⁹) позволяет оценить геометрическую сложность траектории скважины.

В зависимости от целей проведения оценки может рассматриваться как интервал по всей протяженности скважины, так и определенные интервалы, (например, ИСБ бокового ствола оценивается в интервале от «окна» до забоя).

Расчет индекса может производиться в специализированном ПО:

- Инженерные расчеты строительства скважин Компании ООО «Бурсофтпроект».
- Drilling Office Компании Schlumberger.
- Другое ПО расчета траекторий скважин.

При отсутствии доступа к вышеуказанному ПО, расчет ИСБ производится в таблицах MS Excel по алгоритму:

1. Вывести отчет по траектории оцениваемой скважины в формате MS Excel, отчет должен включать столбцы:
 - а. глубина по стволу в метрах;
 - б. глубина по вертикали в метрах;
 - в. пространственная интенсивность в градусы/10метров;
 - г. смещение от устья на Север в метрах;
 - д. смещение от устья на Восток в метрах.
2. Добавить в отчет столбцы для расчетов:
 - а. В столбец «Смещение от устья» внести формулу:

$$D = \sqrt{\Delta X_i^2 + \Delta Y_i^2}$$

где:

D – суммарное смещение от устья в ячейке i , м;

ΔX_i – смещение от устья на Север в ячейке i , м;

ΔY_i – смещение от устья на Восток в ячейке i , м.

- б. В столбец «Извилистость» в первую строку внести 0, во все остальные ячейки внести формулу:

$$T_i = T_{i-1} + \frac{\alpha}{10} \times (M_i - M_{i-1})$$

где:

T_i – извилистость по стволу в текущем интервале i , градусы;

⁹ Статья SPE 59196 "The Directional Difficulty Index - A New Approach to Performance Benchmarking".

T_{i-1} – извилистость по стволу в предыдущем интервале $i-1$, градусы;

α – пространственная интенсивность на интервал i , градусы / 10 метров;

M_i – глубина по стволу в ячейке i , метры;

M_{i-1} – глубина по стволу в предыдущей ячейке $i-1$, метры.

3. Рассчитать индекс сложности бурения (DDI), используя формулу:

$$DDI = \log 10 \left[\frac{M \times D \times T}{V} \right]$$

где:

M – глубина скважины по стволу на финальном забое, метры;

D – смещение от устья на финальный забой скважины, метры;

T – суммарная извилистость от устья до финального забоя скважины, градусы;

V – глубина по вертикали на финальном забое, метры.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ПРИМЕР «КАРТЫ РИСКОВ БУРЕНИЯ»

Риск	Глубина по стволу	Глубина по вертикали	Описание риска	Действия при возникновении
1	880-920	728-742	Риск пересечения скважины 244 с соседними скважинами 227 (от центра до центра 12.84м, ниже), 256 (от центра до центра 27.54м, выше), 217 (от центра до центра 49.60м, выше) во время бурения 17 ½" секции	<p>Предотвращение:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Непрерывный контроль замеров и постоянный мониторинг ситуации инженером по бурению ННБ. - Контроль за появлением магнитной интерференцией, шоков/вибраций, хаотичного крутящего момента в соответствии с Актом о риске пересечения скважины 244, утвержденным Заказчиком. - Анализ выносимого шлама на наличие металлической стружки. Установка магнита на выкидную линию. <p>При возникновении:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Остановка бурения. Проинформировать Заказчика и представителей подрядчика ННБ, координирующих проект.
	1060-1130	774-783	Рекомендации: бурение интервала 100-920м по стволу с помощью фрезерованного долота (во избежание резкого падения зенитного угла). При необходимости произвести 2й рейс с фрезерованным долотом.	
	1950-2370	888-942	Факторы влияния: Сложная ситуация с раскустовкой скважин на месторождении.	
2	490-810	475 -696	Оседание (эффект лавины) шлама и обломков породы между 30° и 60° зенитного угла Последствия: Прихват инструмента, хаотичные значения момента), закупоривание затруба во время бурения и спуско-подъемных операций, проблемы при спуске колонны, потеря ствола Факторы влияния: Зенитный угол между 30° и 60°, диаметр ствола (17 ½"), расширения и размыв ствола, низкий расход для секции, неэффективная очистка ствола Рекомендации на 444,5мм секцию: Планирование поддержания расхода в 3300-4200 л/мин - Проведение циркуляции после долгих простоев, ограничение проходки при необходимости поддержания хорошей очистки ствола. - Проработка свечи после бурения со скоростью максимум в 120 м/час.	<p>Предотвращение:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Анализ графиков крутящего момента и веса инструмента на отклонения от теоретических значений. - Поддержание эффективной циркуляции при подъеме с проработкой. - Поддержание оптимальных значений вращения инструмента для подъема шлама, в соответствии со спецификациями на ВЗД. - Сравнение выноса шлама при бурении и проработке с расчетными значениями. - Следовать рекомендациям программы на бурение при выполнении подъема с проработкой. <p>При возникновении:</p> <ul style="list-style-type: none"> - При закупорке, спуск с вращением для стравливания давления и удаления закупорки
			Возникновение резкой тенденции снижения интенсивности набора угла в интервале рыхлого песка (слабосцементированного) Последствия: резкое падение зенитного угла, высокие значения интенсивности искривления ствола скважины Факторы влияния: Слабосцементированный пропласток	
3	880-1080	728 -776		<p>Предотвращение:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Неотрывно следить за изменением зенитного угла при бурении с целью раннего выявления изменения тенденции КНБК. - При бурении направленно держать скорость проходки в песчаниках в пределах 20-40 м/ч, а также избегать проработки в нижних 3м пробуренной свечи во избежание размывания пород. <p>При возникновении:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Снижение расхода для предотвращения дальнейшего размывания пород.
	1980-2200	891 -919		
	2359-2450	940-951		

ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ПРИМЕР РАСЧЕТА РАЗМЕРОВ ЦЕЛЕЙ БУРЕНИЯ

1. Геологическая цель определена в форме квадрата со сторонами 200 м на 200 м.
2. Неопределенность в точке цели по направлению на Север составляет 30 м.
3. Неопределенность в точке цели по направлению на Восток составляет 70 м.

Размеры буровой цели вдоль оси на Север = $200 - 30 - 30 = 140$ м.

Размеры буровой цели вдоль оси на Восток = $200 - 70 - 70 = 60$ м.



ПРИЛОЖЕНИЕ 6. МЕТОДИКА РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТА СБЛИЖЕНИЯ СКВАЖИН

Расчет КСС проводится на основе моделей погрешности для применяемых приборов инклинометрии.

При оценке степени рисков допустимо применение 2 типов КСС, в зависимости от программного обеспечения: стандартного и ориентированного КСС.

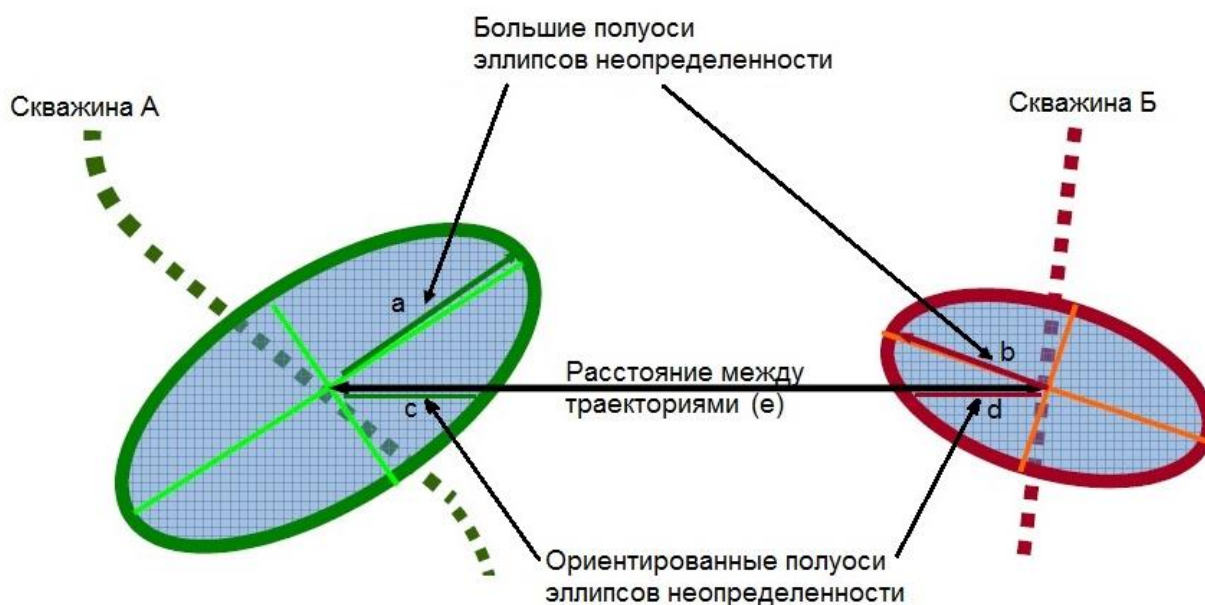
Используемое в расчете кратчайшее расстояние между двумя траекториями (e) - прямая из заданной точки на траектории буримой скважины проложенная в трехмерном пространстве перпендикулярно траектории соседней скважины.

Стандартный КСС является более консервативным и рассчитывается по формуле:

$$\text{КСС} = \frac{e}{a+b}$$

Ориентированный КСС менее консервативен, при этом более достоверно отражает реальный риск пересечения:

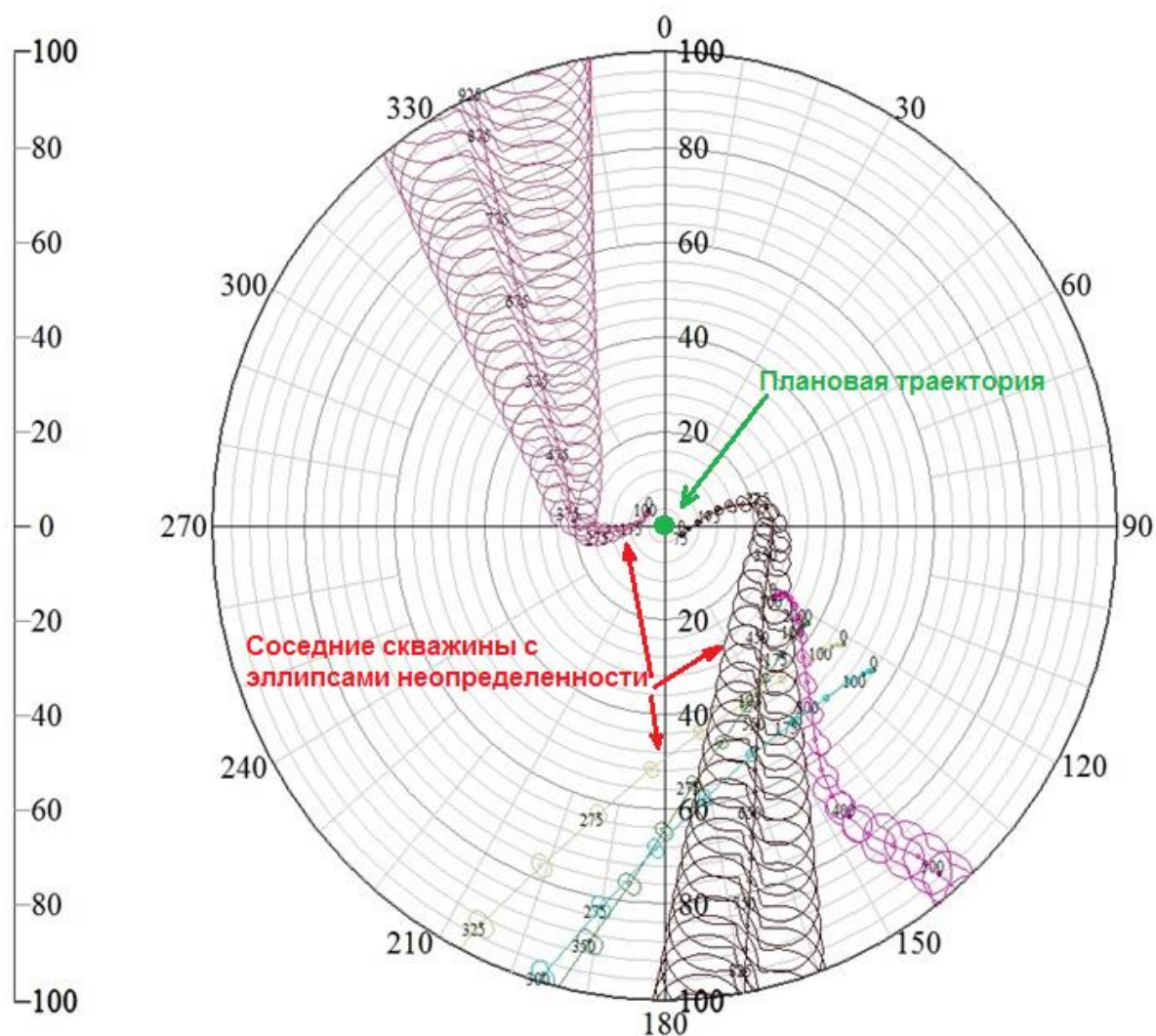
$$\text{Ориентированный КСС} = \frac{e}{c+d}$$



ПРИЛОЖЕНИЕ 7. ПРИМЕР ГРАФИКА «ПОДВИЖНЫХ ЦИЛИНДРОВ»

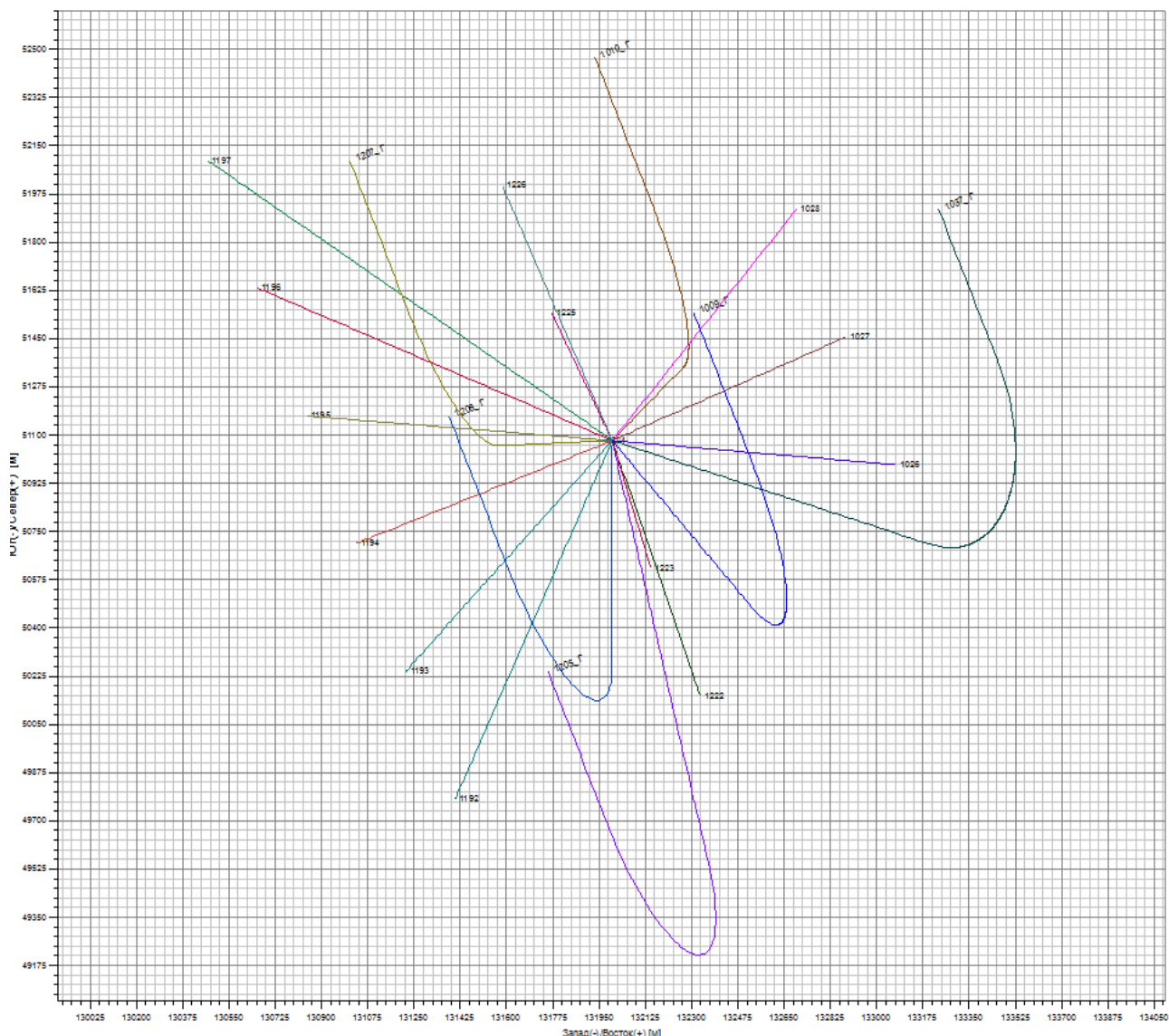
График «подвижных цилиндров» отображает расстояния до соседних скважин вдоль планируемой траектории бурения скважины, составляется наложением множества плоскостей, расположенных перпендикулярно планируемой траектории.

Используется для оценки риска пересечений при бурении по плановой траектории, и мониторинга сближения с соседними скважинами в процессе бурения.



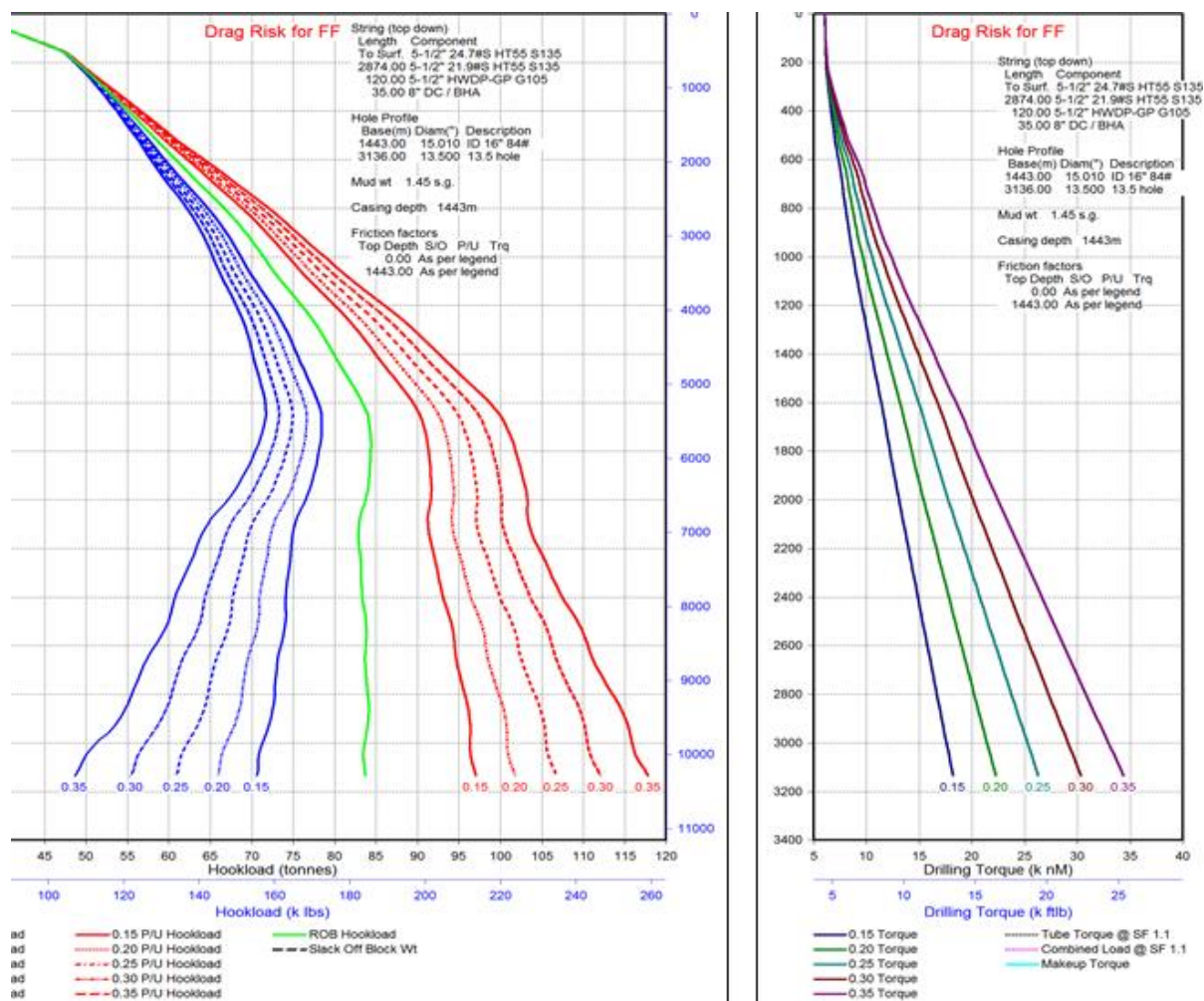
ПРИЛОЖЕНИЕ 8. ПРИМЕР ПЛАН-СХЕМЫ «ПАУК»

План-схема «паук» отображает «вид сверху» на планируемую к бурению траекторию скважины и соседние скважины в зоне риска.



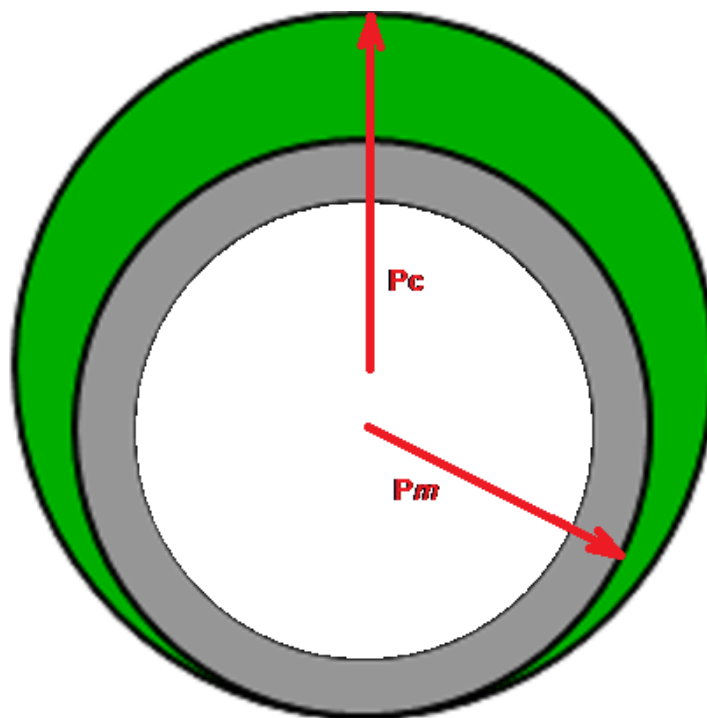
ПРИЛОЖЕНИЕ 9. ПРИМЕР ГРАФИКОВ РАСЧЕТОВ НАГРУЗОК В ФОРМАТЕ «ДОРОЖНАЯ КАРТА»

Схема отображения графиков нагрузок для различных значений коэффициентов трения, позволяет отслеживать в процессе бурения состояние ствола скважины, за счет контроля изменений текущих коэффициентов трения.



ПРИЛОЖЕНИЕ 10. ПОКАЗАТЕЛЬ ОТНОШЕНИЕ ПЛОЩАДЕЙ СКВАЖИНА-ТРУБА

Показатель отношения площадей скважина-труба, позволяет оценить эффект от применяемого бурильного инструмента для перемещения шлама от нижней стенки в верхнюю часть ствола.



Разрез скважины с радиусом открытого ствола R_c и с бурильным инструментом с радиусом R_m

$$ОПСТ = R_c^2 / R_m^2$$

где:

R_c – радиус скважины;

R_m – радиус бурильной трубы,

$ОПСТ > 3,25$ - «большое» затрубное пространство;

$ОПСТ < 3,25$ - «малое» затрубное пространство.

ПРИЛОЖЕНИЕ 11. МЕРЫ ПО СНИЖЕНИЮ ВИБРАЦИЙ КНБК

Традиционные методы борьбы с вибрацией

