

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов  
 Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение Нефтегазового дела

### ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ/РАБОТА

Тема работы
<b>Технология и техника сооружения разведочно-эксплуатационной скважины на Рыбальном нефтяном месторождении (Томская область)</b>

УДК\_622.143:622.24:622.323(571.16) \_\_\_

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225Б	Ивашкин Иван Олегович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Бондарчук Игорь Борисович	Старший преподаватель		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	Старший преподаватель		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В.В.	к.г.-м.н.		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов  
 Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»  
 Отделение Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)    (Дата)    (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Дипломного проекта
--------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
225Б	Ивашкину Ивану Олеговичу

Тема работы:

<b>Технология и техника сооружения разведочной-эксплуатационной скважины на Рыбальном нефтяном месторождении (Томская область)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№148-6/с от 27.05.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p><i>Архивные материалы ПАО «Подзембургаз» буровых работ по результатам бурения поисково оценочных скважин на Рыбальном нефтяном месторождении, программа промывки месторождения Рыбальное.</i></p>
---	--

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p><i>Проект на бурение разведочно-эксплуатационной скважины глубиной 2910 метров с отбором керна. В проекте предусмотреть передовые технологии контроля бурения, ВЗД (забойные двигатели), долота, эффективные буровые растворы, систему очистки.</i></p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p><i>Структурная карта, геологический разрез, Геолого-технический наряд, схема расположения оборудования и привышечных сооружений буровой установки, компоновка низа бурильной колонны для бурения интервала под эксплуатационную колонну, схема заканчивания скважин (схема расстановки оборудования при цементировании скважины, технологическая оснастка эксплуатационной колонны)</i></p>

<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>Технологическая часть</p>	<p>Старший преподаватель Бондарчук И.Б.</p>
<p>Специальная часть</p>	<p>Старший преподаватель Бондарчук И.Б.</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p>Доцент Якимова Т.Б.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Доцент Гуляев М.В.</p>

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	
--	--

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

<p><b>Должность</b></p>	<p><b>ФИО</b></p>	<p><b>Ученая степень, звание</b></p>	<p><b>Подпись</b></p>	<p><b>Дата</b></p>
<p>Старший преподаватель</p>	<p>Бондарчук И.Б.</p>	<p>Старший преподаватель</p>		

**Задание принял к исполнению студент:**

<p><b>Группа</b></p>	<p><b>ФИО</b></p>	<p><b>Подпись</b></p>	<p><b>Дата</b></p>
<p>225Б</p>	<p>Ивашкин Иван Олегович</p>		

## Реферат

Данная выпускная квалификационная работа содержит 87 страницы, 15 рисунков, 27 таблицы, 25 источника, 6 приложений.

Ключевые слова: РЫБАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, БУРЕНИЕ, КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ, ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ, ДОЛОТО.

Объектом исследования является Рыбальное нефтяное месторождение.

Целью выпускной квалификационной работы – создание проекта строительства разведочно-эксплуатационной скважины с отбором керна на нефть на Рыбальном месторождении.

В ходе выполнения работы был составлен проект на строительство разведочно-эксплуатационной скважины на нефть глубиной 2554 метров по вертикали и 2910 метров по стволу. По расчетам был произведен выбор оптимального бурового оборудования, а также эффективных технологических решений на строительство скважины.

В проектной части спец-вопроса был разобран вопрос об износе долот PDC по системе IADC, методы определения износа, форма таблиц для занесения кодов износа и ее заполнения.

## Оглавление

Введение.....	7
1. ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	8
1.1 Географо-экономические условия.....	8
1.1.1 Рельеф .....	8
1.1.2 Климат.....	8
1.1.3 Растительный и животный мир .....	9
1.1.4 Гидросеть.....	9
1.1.5 Пути сообщения.....	10
1.2 Обзор ранее проведенных геологоразведочных работ .....	10
1.3 Геологическая характеристика месторождения.....	12
1.3.1 Литолого-стратиграфический разрез .....	12
1.3.2 Тектоника.....	24
1.3.3 Нефтегазоносность .....	27
1.3.4 Гидрогеологические условия.....	30
1.4 Возможные геологические осложнения .....	33
2. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ.....	34
2.1 Обоснование профиля скважины .....	34
2.2 Конструкция скважины .....	37
2.3 Углубление скважины .....	42
2.3.1 Выбор способа бурения.....	42
2.3.2 Расчет осевой нагрузки на долото.....	43
2.3.3 Расчет частоты вращения.....	44
2.3.4 Расчет параметров бурового раствора.....	45
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	48
2.3.6 Оборудование для отбора керна.....	49
2.4 Буровые растворы .....	51
2.5 Схема обвязки агрегатов при цементировании, расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов .....	57
2.5.1 Расчет цементирования Направления.....	59
2.5.2 Расчет цементирования Кондуктора.....	62
2.5.3 Расчет цементирования Эксплуатационной колонны .....	65

2.5.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	67
2.6 Проверочный расчет буровой установки.....	69
2.6.1 Проверочный расчет мощности буровой установки.....	69
2.6.2 Расчет и выбор схемы талевого системы.....	70
2.6.3 Определение усилий в ветвях талевого системы и нагрузки на вышку	72
2.6.4 Расчет мощности двигателя, для промывки скважины. Выбор бурового насоса .....	74
2.7 Обоснование типа буровой установки.....	76
2.8 Разработка мероприятий по предупреждению аварий.....	78
2.9 Монтаж и демонтаж буровой установки .....	79
2.10 Использование буровой контрольно-измерительной аппаратуры (БКИА)	79
3. Специальный вопрос: Оценка износа долот типа PDC по системе IADC .....	81
Заключение .....	87

## Введение

Рыбальное месторождение было открыто еще в 60-х годах XX века Средне-Обской геофизической экспедицией. Разработкой Рыбального месторождения, как и всей группы Пудинских месторождений, занимается компания «Востокгазпром», которая является дочкой «Газпрома».

Рыбальное месторождение относится к разряду небольших, толщина пластов иногда составляет всего два метра, поэтому компанией было принято решение о серийном вводе всех месторождений Пудинской группы. Такой принцип работы позволит наиболее эффективно использовать имеющиеся промышленные мощности Рыбального НМ и повысить рентабельность освоения группы месторождений в целом.

Поскольку район расположения Рыбального месторождения относится к недостаточно освоенным, то инфраструктуру, как бытовую, так и промышленную и транспортную, компании приходится строить практически с нуля.

# 1. ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

## 1.1 Географо-экономические условия

В административно-территориальном отношении участок изысканий расположен в Парабельском районе Томской области. Проектируемые объекты расположены на территории Рыбального нефтяного месторождения и за его пределами. Ближайший населённый пункт - п. Осипово.

В геоморфологическом отношении участок работ расположен в пределах водосборной поверхности рек Омелич и Чузик.

### 1.1.1 Рельеф

Изучаемая территория относится лесной зоне, для которой характерно преобладание плоских слабодренированных равнин, занятых обширными труднопроходимыми болотами и озерами. Поверхность характеризуется равнинным пологоволнистым, слаборасчленённым рельефом.

### 1.1.2 Климат

Климат района отличается продолжительной суровой зимой и коротким, но теплым летом. В течение года наблюдаются значительные колебания температуры воздуха. Самый холодный месяц года - январь при среднемесячной температуре воздуха минус 19,9°C. Среднемесячная температура самого теплого месяца, июля, составляет 17,7°C.

По количеству осадков данный район относится к зоне достаточного увлажнения. Наибольшее количество осадков приходится на июнь, июль и август, наименьшее на февраль.

Суммарное испарение с поверхности суши составляет в среднем 300 мм. Избыток осадков над испарением обуславливается заболачиванием местности и питанием рек и грунтовых вод. Среднее годовое количество осадков 500 мм. Наибольшее количество осадков приходится на летнее время. Зимой



увеличивается число дней с осадками, но уменьшается их суточное количество. Всего за лето выпадает до 50 % годового количества осадков, а за весь теплый период до 80 % от годовой суммы. Минимум осадков приходится на конец зимы.

Особенностью ветрового режима района строительства является преобладание южных и юго-западных ветров, их повторяемость составляет 50 % в год. Преобладающее направление ветра за декабрь – февраль – юго-западное, за июнь – август – северо-западное.

Средняя годовая скорость ветра составляет 2,8 м/сек. Максимальная скорость ветра может достигать 20 м/сек, с порывами до 30 м/сек. Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь – 3,8 м/сек. Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль – 2,7 м/сек.

### **1.1.3 Растительный и животный мир**

Рассматриваемая территория располагается в Южно-Таежной лесной зоне Западно-Сибирской провинции и приурочена к Васюганскому среднетаежному болотно-темнохвойному району таежной зоны.

На участке изысканий, вне зон антропогенных ландшафтов, повсеместно распространен заболоченный мохово-разнотравный смешанный лес (береза, сосна, ель). Строение древесных насаждений в лесу одноярусное. Высота насаждений до 20 м, диаметр стволов до 30 см, сомкнутость крон 0,5-0,6 %.

Кустарниковый ярус представлен черемухой, рябиной, шиповником и черной смородиной. Мохово-травяной ярус высотой до 0,7-1,0 м формируют до 40 видов, включающих скерду, хвощ лесной, страусник, купырь и др.

Животный мир Томской области отличается богатством и разнообразием. Здесь зарегистрировано 1420 видов насекомых, 89 видов паукообразных, 32 вида рыб, 391 вид наземных позвоночных.

### **1.1.4 Гидросеть**

Гидрографическая сеть в пределах изучаемой территории представлена р. Большой Омелич и р. Армич (левобережные притоки р. Чузик) и их притоками.

Все реки относятся к равнинному типу, извилистые, сильно меандрируют и начинаются из водораздельных болот.

Ледостав на реках происходит в конце октября - начале ноября, а вскрытие рек начинается в конце апреля - начале мая. Толщина речного льда колеблется в пределах 0,4-0,7 м.

### **1.1.5 Пути сообщения**

Доставка людей транспорта и оборудования на участок работ осуществляется:

1. в зимнее время - автомобильным транспортом (по автозимнику) до места проведения работ
2. в весеннее – летнее – осеннее время авиационным транспортом с вертолетной площадки п. Пудино.

## **1.2 Обзор ранее проведенных геологоразведочных работ**

Первоначально, Рыбальная площадь была выделана МОВ с/п 21,26/66-67 (Страхов А.Н.) в виде небольшого антиклинального перегиба, затем как структура подготовлена МОГТ с/п 1,3,6/82-83 (Белов Р.В.)

По основному ОГ Па (подошва баженовской свиты) она представляет брахиантиклинальную складку вытянутую в субмеридиональном направлении с расширяющейся северной частью от 2 до 5 км с достаточной изрезанной формой. Имеет оконтуривающую изогипсу – 2370 м. В северной части осложнена достаточно крупным куполом в наивысшей точке которого в 1988 г. Пробурена первая скважина 405. Продуктивным во вскрытом разрезе (забой в образованиях палеозоя) оказался пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> васюганской свиты. При испытании его в колонне получен приток нефти дебитом 3,0 м<sup>3</sup>/сут на 2 мм штуцере. В этом же 1988 г. Закончена строительством скважина 406, пробуренная на северной периклинали структуры. Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> обладает в этой части более низкими коллекторскими свойствами. После проведения различных видов интенсификации на динамическом уровне 1514 м получен приток нефти дебитом 2,52 м<sup>3</sup>/сут.

Полученные результаты по двум скважинам позволили в 1988 г. Осуществить впервые оперативный прирост запасов. Контур запасов  $C_1$  проведен на а.о. – 2310 м, принятой по подошве нефтенасыщения пласта в скважине 406. На западе граница определена двойной сеткой эксплуатационного разбуривания.

На остальной площади в пределах оконтуривающей изогипсы по бурению – 2320 м выделены предварительно оцененные запасы категории  $C_2$ . По состоянию на 1.01.1989 г. Госбалансом учтены запасы категории  $C_1$  в количестве 1741/348, категории  $C_2$  – 1646/329 тыс. т.

В 1989-1991 г.г. в площади запасов категории  $C_2$  закончены строительством еще две скважины 407 и 408. Первая пробурена в северо-западной части структуры и вскрыла перспективный пласт  $Ю_1^1$  на 23 м гипсометрически ниже ранее принятого условного ВНК, который как коллектор обладает невысокой полезной емкостью. При испытании его в колонне с применением различных методов интенсификации на динамическом уровне 1235 м получен приток нефти дебитом 1.15 м<sup>3</sup>/сут.

Скважина 408 пробурена на южной периклинали северного купола к юго-юго-западу от скважины первооткрывательница. Пласт  $Ю_1^1$  вскрыт здесь в интервале 2416-2420 м гипсометрически выше условно принятого ВНК, который представлен песчаником, обладающим более высокими коллекторскими свойствами по отношению к ранее вскрывшим его скважинам. При испытании в колонне получен приток нефти дебитом 7,5 м<sup>3</sup>/сут на 4 мм штуцере.

Таким образом, полученные результаты по двум последним скважинам дают все основания перевести часть запасов категории  $C_2$  в промышленную.

## **1.3 Геологическая характеристика месторождения**

### **1.3.1 Литолого-стратиграфический разрез**

В геологическом строении района работ принимают участие:

-интенсивно метаморфизованные и дислоцированные образования палеозойского складчатого фундамента;

-локализованные в грабенах и грабен-рифтовых зонах осадочные и эффузивно-осадочные отложения пермо-триаса;

-терригенно-угленосные и терригенные осадки мезозойско-кайнозойского платформенного чехла.

Вскрытый геологический разрез в пределах лицензионного участка представлен сложнодислоцированными породами палеозойского складчатого фундамента, промежуточного яруса (верхний палеозой – триас) и отложений мезозойско-кайнозойского платформенного осадочного чехла (рисунок 1.1).

Стратиграфическое расчленение разреза проведено на основании данных глубокого бурения и корреляционных схем, утвержденных Межведомственным стратиграфическим совещанием 2003 г.

На геологическом разрезе приводится литологическая характеристика пород, толщины свит, их возрастные взаимоотношения.

Доюрское основание имеет сложное блоковое строение и представлено дислоцированной толщей различного вещественного состава. В пределах исследуемой территории образования кембрийского возраста (также, как и более древние породы) к настоящему времени не вскрыты. Согласно схеме структурно-фациального районирования поверхности палеозоя территория исследования находится в Колпашевском структурно-фациальном районе (СФР). Полная стратиграфическая последовательность доюрского осадконакопления Колпашевского СФР представлена на схеме, принятой решением Межведомственного регионального стратиграфического совещания (МРСС) 2003 года (рисунок 1.2).



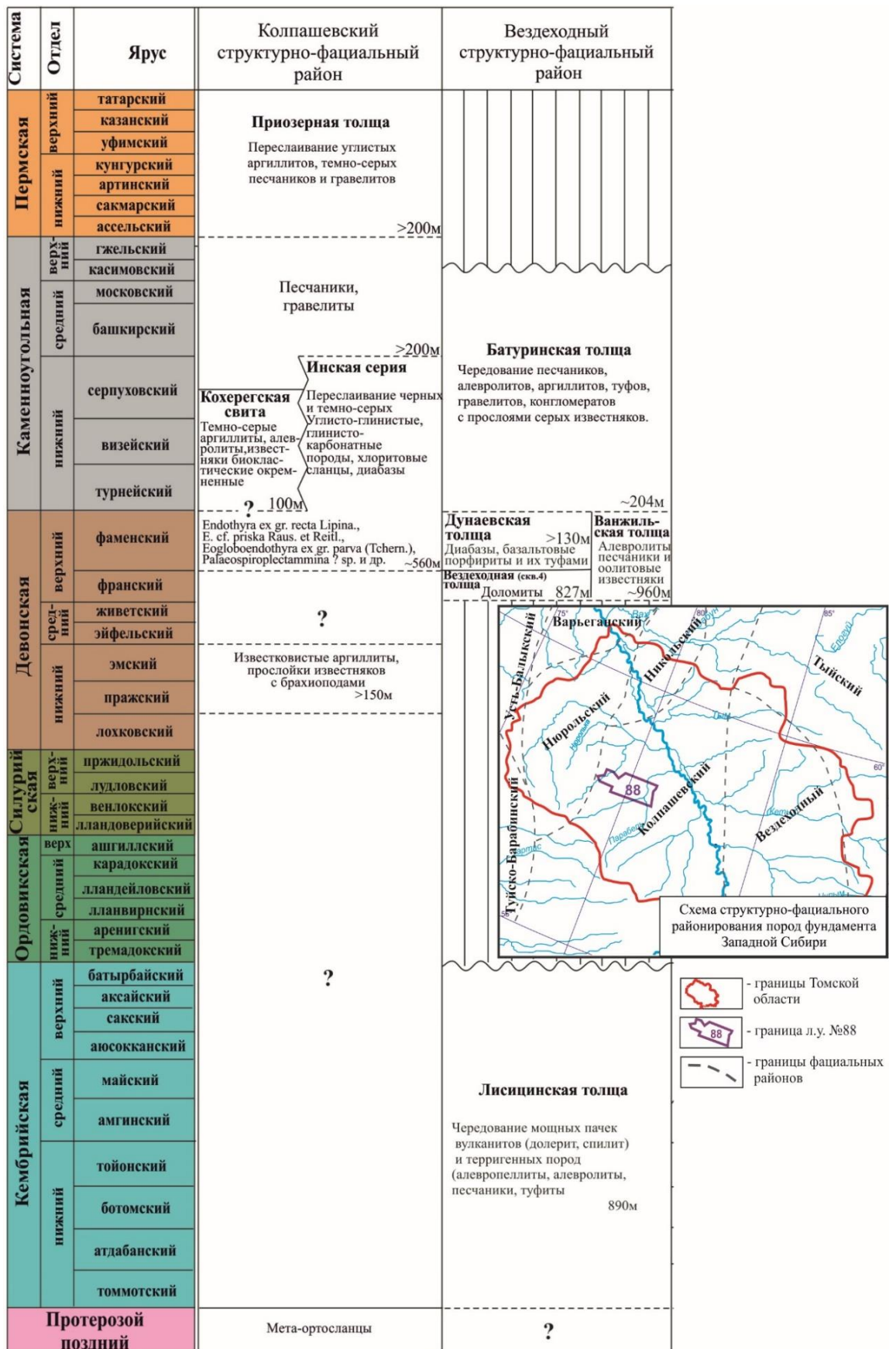


Рисунок 1.2. Региональная стратиграфическая схема пород фундамента Колпашевской структурно-фациальной зоны (Утверждена МСК, 2003 г.)

Согласно «Карте геологического строения поверхности доюрских образований» (под редакцией В.С. Суркова, 2003г., рисунок 1.3) разрез доюрского комплекса пород центральной и восточной части участка характеризуется переслаиванием карбонатных и терригенно-карбонатных пород верхнего девона и нижнего карбона. Их разделяет зона развития образований нижнего-среднего палеозоя. Западная часть участка (Калганакская, Северо-Останинская, Лугинецкая площади) находятся в области развития девонских карбонатов.

Платформенный комплекс образований:

Мезозойско-кайнозойские отложения представлены терригенными породами юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем. Стратиграфия приводится по схеме, принятой решением совещания представителей МРСС 2003 года (рисунок 1.1)

Юрская система:

Отложения нижней-средней юры в районе работ представлены породами урманской, тогурской, салатской и тюменской свитами для Тымского района и урманской, тогурской, пешковской и тюменской для Колпашевского района (рисунок 1.4).

Урманская свита подразделяется на нижнюю, среднюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита, соответствующая группе пластов Ю<sub>17</sub>, сложена разномышными полимиктовыми песчаниками, алевролитами с пропластками аргиллитов. Средняя подсвита соответствует средней глинистой пачке и представлена темно-серыми аргиллитами с пропластками алевролитов, песчаников, углей. Верхняя подсвита соответствует группе пластов Ю<sub>16</sub> и представлена песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов.

Тогурская свита как в Тымском, так и в Колпашевском районах соответствует китербютскому горизонту (нижняя половина нижнего тоара) (рисунок 1.4). Отложения описываемой свиты представлены темно-серыми, серыми, зеленоватыми аргиллитами и алевролитами с прослоями песчаных

алевролитов. Мощность свиты достигает 40 метров. С тогурской свитой обычно связывается отражающий горизонт Г<sup>1</sup>.

Пробуренными скважинами отложения урманской и тогурской свит в пределах Рыбального лицензионного участка не вскрыты.

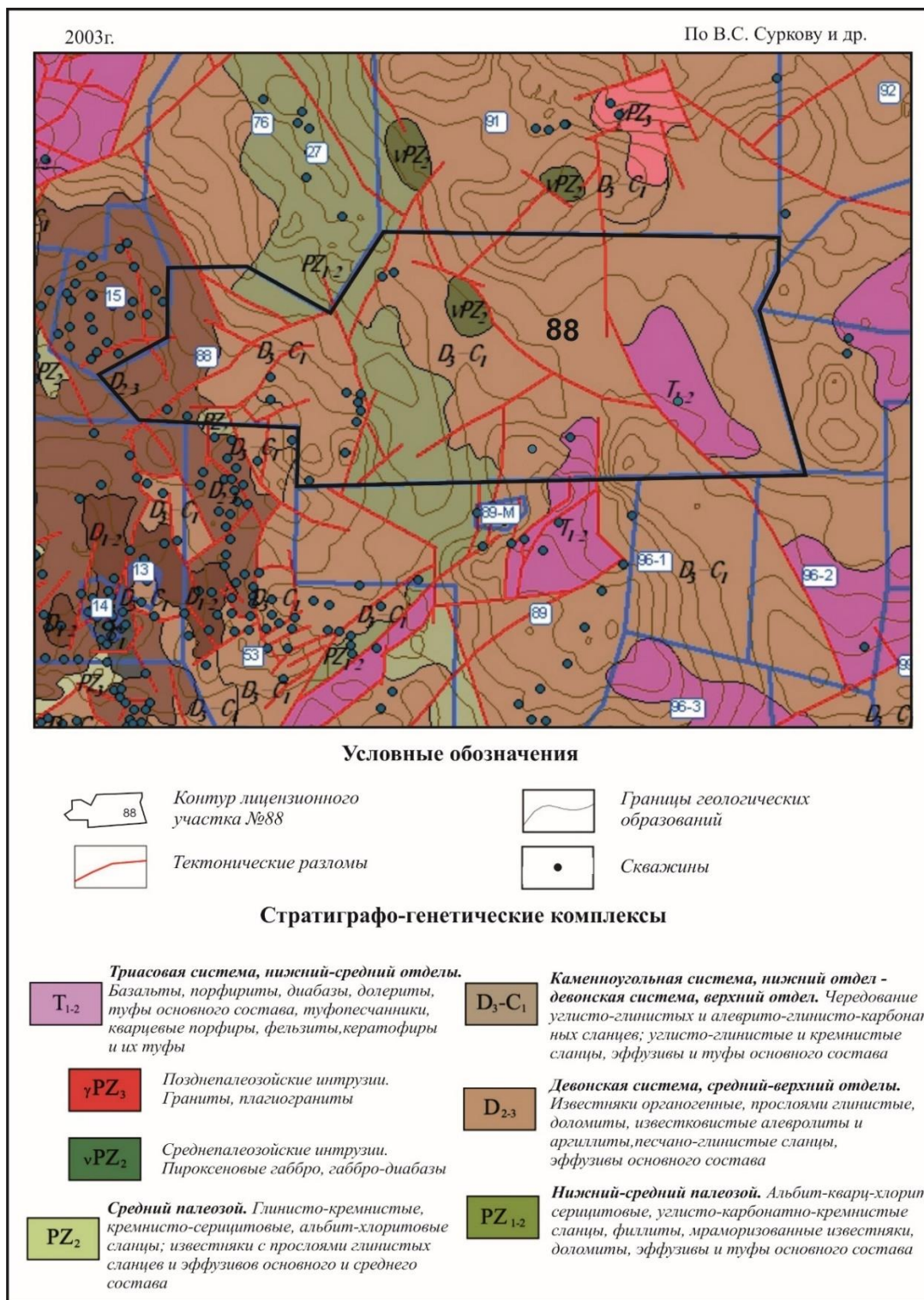
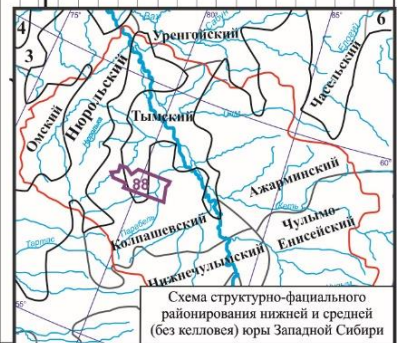


Рисунок 1.3. Выкопировка из геологической карты строения поверхности доюрских образований



Общая шкала				Местные стратиграфические подразделения						
Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Горизонт	Обь-Тазовская фациальная область					
					Тымский район	Обь-Иртышская фациальная область				
Юрская	Средний	Батский	Верхний	Васюганский	Васюганская, Наунакская свиты					
			Средний	Малышевский	Тюменская свита	Верхняя подсвита. Глины серые, алевролиты, чередующиеся с глинистыми песчаниками и алевролитами, а в наиболее прогнутых частях с пропластками углей. 60-120 м.	Тюменская свита	Верхняя подсвита. Алевролиты и песчаники, чередующиеся с серыми и зеленовато-серыми аргиллитами с многочисленными растительными остатками. 40-200 м.		
			Нижний			Ю <sub>2-6</sub> , У <sub>2-5</sub>		Средняя подсвита. Неравномерное чередование аргиллитов, алевролитов, песчаников с преобладанием последних в верхней части. Пласты угля по всему разрезу. Остатки флоры, растительный детрит. 30-110 м.		
			Байосский	Верхний	Леонтьевский	Средняя подсвита. В верхней части песчаники серые с прослоями алевролитов и углистых глин, в нижней - чередование глин, алевролитов и песчаников. По всему разрезу 4-8 пластов угля. до 150 м.	Ю <sub>1-13</sub> , У <sub>1-5</sub>	Нижняя подсвита. Переслаивание серых алевролитов, песчаников и редких прослов аргиллитов. Пласты угля. Отмечается древесина, растительный детрит. Ю <sub>1-13</sub> , У <sub>1-5</sub> 60-140 м.		
				Нижний	Вымский	Нижняя подсвита. В верхней части переслаивание глин и алевролитов, в нижней - песчаники, пропластки угля. до 140 м.	Ю <sub>13-14</sub> , У <sub>10-13</sub>	Верхняя подсвита Глины уплотненные, темно-серые, иногда битуминозные, углистые с прослоями песчаников и алевролитов. 5-30 м.		
			Ааленский	Верхний	Лайдинский	Салатская свита	Верхняя подсвита Глины уплотненные, темно-серые, иногда битуминозные, углистые с прослоями песчаников и алевролитов. 5-30 м.	У <sub>11</sub> в кровле	Пешковская свита	У <sub>11</sub> в кровле Чередование песчаников, алевролитов, аргиллитов углистых, редкие пласты угля близ кровли. 60-150 м.
		Нижний		Нижняя подсвита Переслаивание алевролитов углистых, с песчаниками серыми от грубозернистых до глинистых с остатками флоры. 35-110 м.						
		Нижний	Тоарский	Верхний	Надояхский	Урманская свита	Верхняя подсвита Песчаники серые с прослоями алевролитов и редкими филлоподами. Ю <sub>16</sub> 10-40 м	Тогурская свита. Аргиллиты темно-серые, зеленоватые с прослоями песчаных алевролитов и остатками флоры. 10-40 м	Урманская свита. Верхняя подсвита. Песчаники с прослоями алевролитов и пропластками угля. Ю <sub>16</sub> 20-40 м	
				Нижний	Китербютский					Средняя подсвита Аргиллиты темно-серые с пропластками алевролитов, песчаников и углей. 5-100 м.
			Глинсбахский	Верхний	Шараповский	Урманская свита	Верхняя подсвита Песчаники серые с прослоями алевролитов и редкими филлоподами. Ю <sub>16</sub> 10-40 м	Средняя подсвита Аргиллиты темно-серые с пропластками алевролитов, песчаников и углей. 5-100 м.	Нижняя подсвита Разнозернистые полимиктовые песчаники, алевролиты с пропластками аргиллитов. Уступов фундамента гравелиты. 10-100 м.	Ю <sub>17</sub>
				Нижний	Левинский					
			Синемюрский	Верхний	Зимний	Урманская свита	Верхняя подсвита Песчаники серые с прослоями алевролитов и редкими филлоподами. Ю <sub>16</sub> 10-40 м	Средняя подсвита Аргиллиты темно-серые с пропластками алевролитов, песчаников и углей. 5-100 м.	Нижняя подсвита Разнозернистые полимиктовые песчаники, алевролиты с пропластками аргиллитов. Уступов фундамента гравелиты. 10-100 м.	Ю <sub>17</sub>
	Нижний			Урманская свита. Верхняя подсвита. Песчаники с прослоями алевролитов и пропластками угля. Ю <sub>16</sub> 20-40 м						
	Геттангский	Верхний	Зимний	Урманская свита	Верхняя подсвита Песчаники серые с прослоями алевролитов и редкими филлоподами. Ю <sub>16</sub> 10-40 м	Средняя подсвита Аргиллиты темно-серые с пропластками алевролитов, песчаников и углей. 5-100 м.	Нижняя подсвита Разнозернистые полимиктовые песчаники, алевролиты с пропластками аргиллитов. Уступов фундамента гравелиты. 10-100 м.	Ю <sub>17</sub>		
		Нижний							Урманская свита. Верхняя подсвита. Песчаники с прослоями алевролитов и пропластками угля. Ю <sub>16</sub> 20-40 м	



- границы Томской области
- граница лицензионного участка №88
- границы фациальных областей
- границы фациальных районов
- районы:  
Уват-Мегионский (3), Фроловский (4),  
Приенисейский (6).

Рисунок 1.4. Региональная стратиграфическая схема нижней и средней (без келловеев) юры (Утверждена МСК, 2003г.)

Салатская свита разделена на 2 подсвиты.

Нижняя подсвита соответствует песчаному горизонту Ю<sub>15</sub> и представлена переслаиванием углистых алевролитов и темно-серых, серых, грубозернистых песчаников. Песчаник часто с прослоями гравелитов, конгломератов и сидерита. Верхняя подсвита (радомская), соответствующая лайдинскому горизонту, сложена уплотненными темно-серыми иногда битуминозными, углистыми глинами с прослоями песчаников и алевролитов.

Для Рыбального лицензионного участка характерно местами залегание тюменской свиты непосредственно на породах фундамента.

Тюменская свита подразделяется на три подсвиты – нижнюю, среднюю и верхнюю, которые соответствуют вымскому, леонтьевскому и малышевскому горизонтам (верхняя часть верхнего аалена-бат) (рисунок 1.4).

Нижняя подсвита тюменской свиты, представляющая вымский горизонт, сложена преимущественно песчаниками.

На площади работ нижняя подсвита тюменской свиты, вскрыта в полном объеме скважинами Новиковской 1, Чарусной 190 и 191.

Средняя подсвита сложена сложно и неравномерно чередующимися пластами песчаников, алевролитов, аргиллитов, углей.

Верхняя подсвита сложена переслаивающимися сероцветными песчаниками, алевролитами, аргиллитами, часто углитстыми.

Согласно решениям последнего стратиграфического совещания (Решения, 2003), по келловейским и верхне-юрским отложениям, северо-западная часть Рыбальной площади расположена в пределах Пурпейско-Васюганского структурно-фациального района, а остальная часть участка в Сильгинском структурно-фациальном районе (рисунок 1.5). Здесь преимущественно распространена наунакская свита, однако скважины Лугинецкой площади, расположенной на северо-западе участка вскрывают отложения васюганской свиты. Таким образом, Рыбальный лицензионный участок расположен в зоне перехода отложений васюганской свиты в наунакскую, что выражается в существенном опесчанивании глинистых пачек

нижневасюганского горизонта вблизи границы распространения нижнекелловейской трансгрессии. Отложения накапливались в условиях прибрежной равнины, в пределы которой периодически проникали морские воды.

Наунакская свита (верхний бат, келловей нижний и средний, низы верхнего оксфорда) представляет васюганский горизонт. Отложения свиты представлены сероцветными песчаниками и аргиллитами с многочисленными остатками растительности, обугленным растительным детритом, пиритом, с маломощными прослойками углей.

Нижняя граница свиты устанавливается по резкому увеличению кажущегося сопротивления в отложениях, непосредственно подстилающих нижнюю существенно алевроито-глинистую часть наунакской свиты. Верхняя граница свиты проводится по подошве аргиллитов георгиевской свиты.

Верхняя существенно песчаная часть наунакской свиты индексируется как горизонт Ю<sub>1</sub>. Здесь песчаники неравномерно переслаиваются алевролитами и аргиллитами.

Васюганская свита, так же представляющая васюганский горизонт, делится на две подсвиты, различающиеся литологическим составом пород. Нижневасюганская подсвита сложена глинами и темно-серыми тонкоотмученными аргиллитами. Мощность подсвиты до 50 метров. Верхневасюганская подсвита представлена песчаниками и алевролитами с прослоями тонкоотмученных до алевролитовых аргиллитов. Песчаные пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> подразделяются на три толщи: подугольную, межугольную и надугольную.

Георгиевская свита (верх верхнего оксфорда, киммеридж, нижний титон), сложена глинами и аргиллитами от темно-серых до черных, с неравномерными примесями глауконита. На васюганской и наунакской свитах георгиевская залегаёт трансгрессивно. Отложения георгиевской свиты в пределах участка №88 (как и в пределах всей Томской области) имеют локальное распространение.

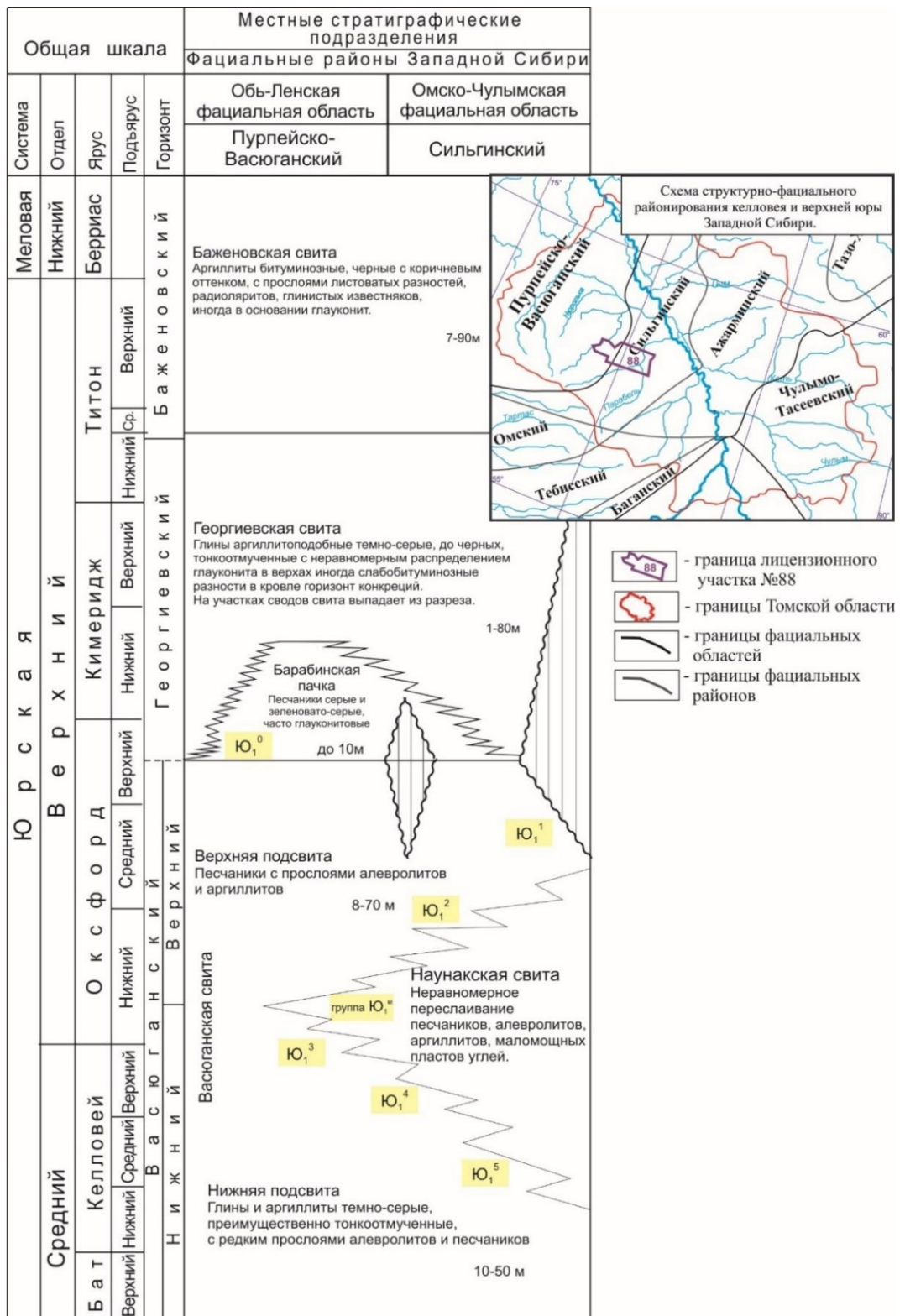


Рисунок 1.5. Региональная стратиграфическая схема келловая и верхней юры (Утверждена МСК, 2003г.)

Мощность свиты в районе работ изменяется от 0 до 17 м.

Баженовская свита представлена битуминозными, темно-серыми с коричневатым оттенком до черных аргиллитами, участками тонкоплитчатыми,

иногда алевритистыми, крепкими, сильно окремненными, с прослоями известковых пород.

Отмечается обилие концентрированного (в виде глобуль) и рассеянного пирита, наличие морской фауны аммонитов и белемнитов. Отложения свиты относятся к фациям «доманикового» типа и считаются нефтепроизводящими.

Толщина свиты в пределах лицензионного участка № 88 изменяется от 16 до 37 м.

Меловая система:

Осадки меловой системы согласно залегают на юрских отложениях. В их составе выделены следующие свиты: куломзинская, тарская, киялинская, алымская, покурская, кузнецовская, ипатовская, славгородская, ганькинская.

Куломзинская свита (берриас-нижний валанжин) представлена глубоководно- и мелководно-морскими аргиллитами с прослоями песчаников и алевролитов. Состоит из трех толщ.

Толща 1 (подачимовская) образована глубоководными темно-серыми аргиллитами, с тонкой горизонтальной слоистостью, со слабо битуминозными прослоями.

Толща 2 (ачимовская) сложена серыми, преимущественно известковистыми песчаниками (Б<sub>20</sub>-Б<sub>16</sub>), с прослоями аргиллитоподобных глин.

Толща 3 представлена темно-серыми аргиллитоподобными глинами, полосчатыми с единичными прослоями песчаников (Б<sub>15</sub>-Б<sub>13</sub>).

Толщина свиты в районе работ изменяется от 171 до 245 м.

В основании тарской свиты залегают шельфовые песчаные пласты соответствующих клиноформных комплексов.

Песчаники тарской свиты - светло-серые, мелко- среднезернистые, слабо- и среднесцементированные, иногда встречаются тонкие прослои известковистых, крепких песчаников или алевролитов.

Толщина свиты в пределах лицензионного участка изменяется от 69 до 102 м.

Киялинская свита (валанжин-баррем). Континентальные отложения киялинской свиты, представлены песчано-алевритовыми пестроцветными красновато-коричневыми, зелёными и фиолетовыми глинами, алевролитами и песчаниками.

Толщина свиты в районе работ изменяется от 536 до 665 м.

Алымская свита подразделяется на две подсвиты – нижнюю и верхнюю. Верхняя подсвита, представлена темно-серыми аргиллитами кошайской пачки. Нижнюю подсвиту слагают песчаные отложения выделяемые в пласт А<sub>1</sub>.

Покурская свита (апт-сеноман) разделена на три подсвиты.

Нижняя подсвита представлена преимущественно отложениями субконтинентального генезиса: песчаниками и серыми, с буроватым или зеленоватым оттенком алевролитами с подчиненными прослоями серых и темно-серых, иногда углистых глин. Характерен растительный детрит, остатки растений, пласты бурых углей.

Средняя подсвита состоит из крупных пачек серых, темно-серых глин, имеющих в отдельных слоях буроватый, реже зеленоватый оттенок. Глины от алевритовых до тонкоотмученных, иногда углистые с разными типами слоистости. Для отложений средней подсвиты характерен растительный детрит, остатки растений, сидерит, в нижней части встречаются пласты бурых углей.

Верхняя подсвита сложена уплотненными песками, песчаниками, серыми, зеленовато- и буровато-серыми алевролитами с подчиненными прослоями серых, зеленовато- и буровато-серых алевритовых глин с разнообразными типами слоистости. Здесь характерен растительный детрит, янтарь, реже сидерит.

Толщина свиты на рассматриваемой территории изменяется от 780 до 870 метров.

Кузнецовская свита (турон-коньяк) сложена серыми и зеленовато-серыми глинами с прослоями глауконитовых алевролитов и песков.

Мощность свиты в районе работ составляет 15-21 м.

Ипатьовская свита (коньяк-сантон) сложена серыми, зеленовато-серыми и темно-серыми песчаниками и алевролитами, часто глауконитовыми, с прослоями серых глин.

Мощность свиты на участке работ изменяется от 140 м до 203 м.

Славгородская свита (коньяк) представлена опоками серыми и голубовато-серыми, глинами темно-серыми и черными, прослоями опокovidными.

Толщина свиты в районе работ составляет 27-60 м.

Ганькинская свита (кампан-маастрихт) образована глинами известковистыми, серыми и светло-серыми с зеленоватым оттенком. Отмечены прослой глауконитовых алевролитов и конкреции сидерита.

Мощность свиты на рассматриваемой территории около 120-161 м.

Палеогеновая система:

В разрезе палеогеновых отложений выделяются четыре свиты: талицкая, люлинворская, чеганская и некрасовская.

Талицкая свита представлена слоистыми, темно-серыми, в нижней части зеленоватыми, плотными, большей частью жирными глинами, иногда опокovidными. Встречаются редкие прослой кварцево-глауконитовых песков и алевролитов. Глины монтмориллонитовые и гидрослюдистые.

Люлинворская свита – монотонная толща песчано-алевролитовых глин от темно-серых в нижней части до зеленовато-серых и желтых вверху с прожилками и линзами разнозернистых песчаников, легнитов и остатками обуглившейся древесины.

Чеганская свита сложена темно-серыми песчаными глинами с линзами, гнездовидными включениями и прослоями светло-серых алевролитов и тонкозернистых песков.

Некрасовская свита представлена переслаиванием угленосных алевролитово-глинистых пачек с подчиненными прослоями песков.

Четвертичная система:

Четвертичная система в описываемом районе залегает с размывом на палеогеновых отложениях и представлена сложным чередованием глин, суглинков, супесей, песков и гравия с линзами торфяников.

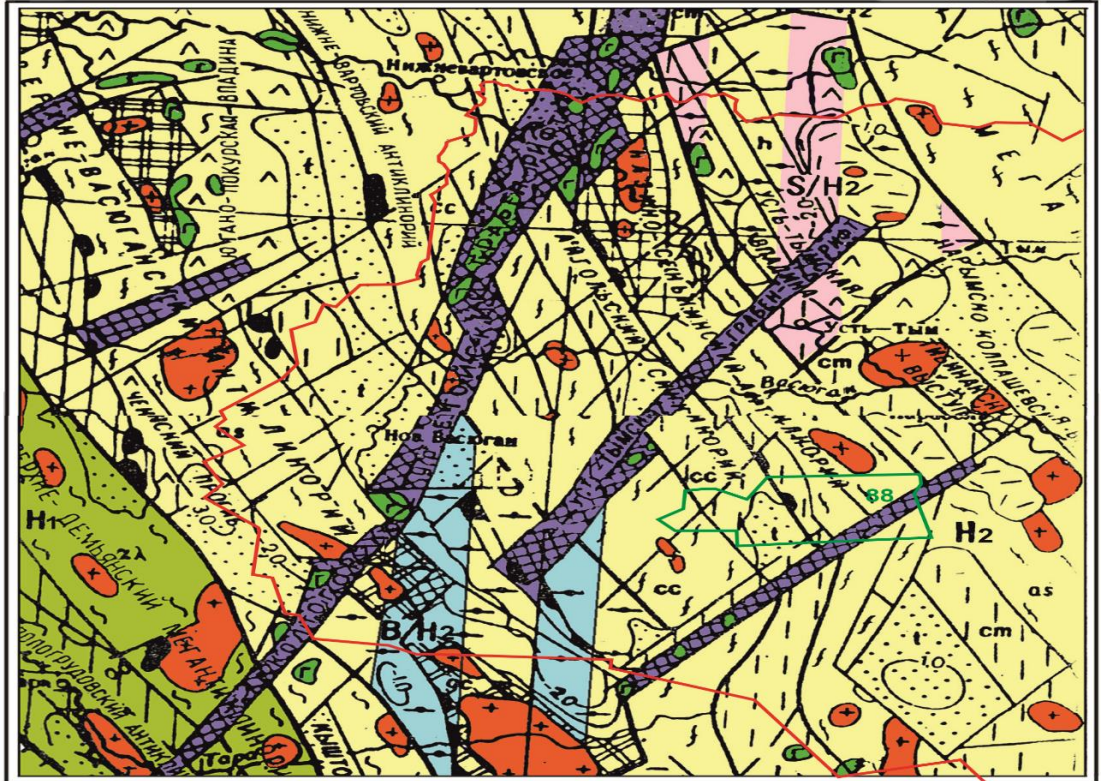
### **1.3.2 Тектоника**

Доюрский фундамент Западно-Сибирской плиты является гетерогенным складчато-блоковым сооружением, в строении которого принимают участие разновозрастные тектонические комплексы геосинклинального, прото- и дейтероорогенного, а также рифтового генезиса.

Согласно структурно-тектоническому районированию фундамента Западно-Сибирской плиты территория рассматриваемого лицензионного участка объединяет обширную по составу и условиям формирования гамму пород складчатого палеозоя. Активная дизъюнктивная тектоника, проявившаяся на гетерогенном основании фундамента, предопределила мозаичное распределение фрагментов тектонических структур различного возраста консолидации.

В соответствии с «Тектонической картой фундамента Западно-Сибирской плиты» (под редакцией В.С. Суркова, 1981г., рисунок 1.6) северо-восточная и юго-западная части участка относятся к антиклинорным зонам инверсионного типа герцинской складчатости (Нижевартовский, Сенькинско-Айгольский антиклинорий), представленных карбонатными массивами прорванными интрузиями. Центральную часть участка слагают глинистые сланцы Айгольского синклинория. Юго-восточную часть участка в северо-восточном направлении пересекает зона раннетриасовой деструкции земной коры – Чузикским континентальным рифтом. Отложения, выполняющие рифтовую зону, представлены переслаиванием эффузивов среднего и основного состава.

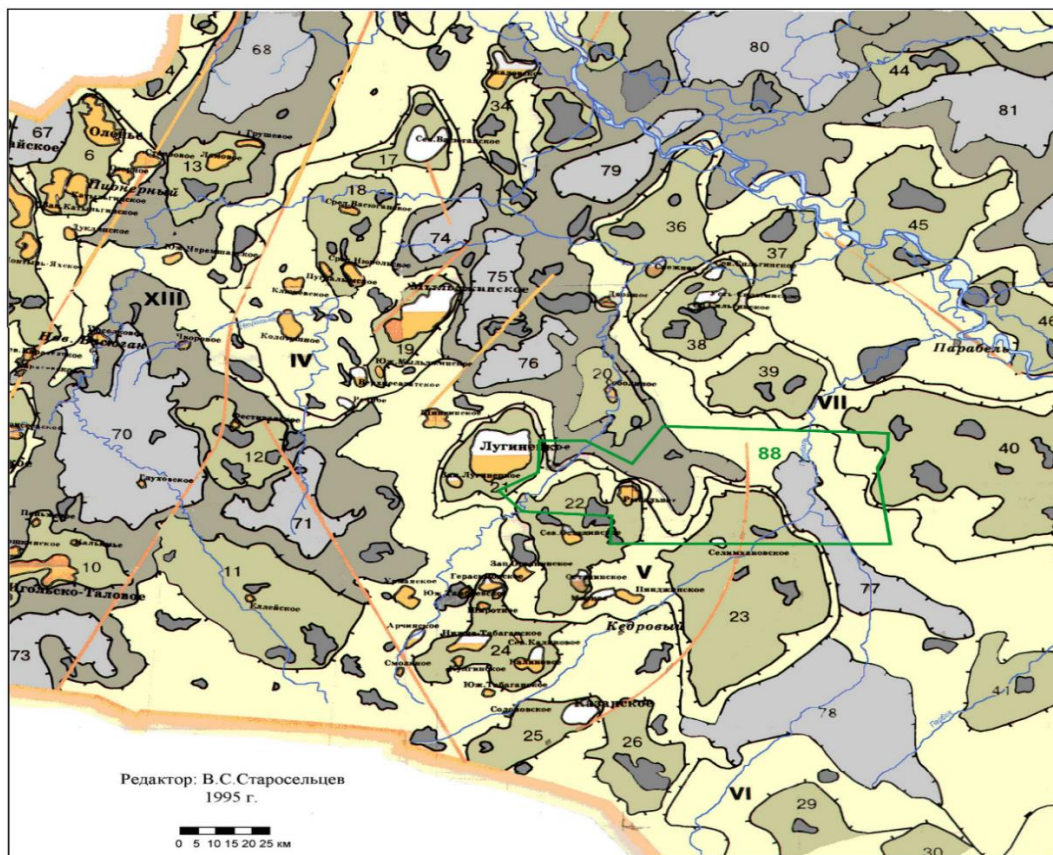




Условные обозначения:

<p><b>ВОЗРАСТ СТАБИЛИЗАЦИИ</b></p> <p><b>H<sub>1</sub></b> Области раннегерцинской складчатости</p> <p><b>H<sub>2</sub></b> Области позднегерцинской складчатости</p> <p><b>B/H<sub>2</sub></b> Области байкальской складчатости, переработанные герцинским тектогенезом</p> <p><b>S/H<sub>2</sub></b> Области салаирской складчатости, переработанные герцинским тектогенезом</p>		<p><b>СТРУКТУРЫ ПРОТООРГЕНННОГО ЭТАПА РАЗВИТИЯ</b></p> <p> Краевые прогибы (а-внутренняя зона, б-внешняя зона)</p> <p> Межгорные прогибы и внутренние впадины</p> <p> Краевые поднятия</p>	
<p><b>ГЕОСИНКЛИНАЛЬНОГО ЭТАПА РАЗВИТИЯ</b></p> <p> Ядра антиклинорий, сложенные байкальскими складчатыми комплексами</p> <p> Ядра антиклинорий, сложенные салаирскими и каледонскими складчатыми комплексами</p> <p> Основания межгорных прогибов</p> <p> Антиклинорные зоны унаследованного этапа развития (полициклические)</p> <p> Антиклинорные зоны инверсионного этапа развития (моноклициклические)</p> <p> Синклинорные зоны унаследованного типа развития</p>		<p><b>ИНТРУЗИВНЫЕ КОМПЛЕКСЫ</b></p> <p> Гранитоиды</p> <p> Базальты</p> <p> Ультрабазальты</p>	
<p><b>СТРУКТУРЫ ДЕЙТЕРООРГЕНННОГО ЭТАПА РАЗВИТИЯ</b></p> <p> Унаследованно-наложенные впадины и прогибы</p> <p> Наложённые впадины и прогибы в пределах срединных и устойчивых массивов</p> <p> Раннемезозойские впадины и грабены в пределах каледонской и герцинской складчатости</p> <p> Выступы-горсты докарельских и карельских складчатых комплексов</p> <p> Выступы-горсты байкальских складчатых комплексов</p> <p> Выступы-горсты салаирских и каледонских складчатых комплексов</p>		<p><b>РАЗЛОМЫ</b></p> <p> Глубинные разломы, разграничивающие складчатые системы (гунктиром, не выходящие на поверхность фундамента)</p> <p> Разломы, разграничивающие структурно-фациальные зоны</p> <p> Раннемезозойские грабен-рифты</p> <p> Прочие разломы</p>	
<p><b>ФОРМАЦИИ ГЕОСИНКЛИНАЛЬНЫЕ</b></p> <p><b>gc</b> Кремнисто-сланцевая</p> <p><b>cm</b> Глинисто-сланцевая</p> <p><b>cc</b> Карбонатно-глинисто-сланцевая</p> <p><b>as</b> Аспидная</p> <p><b>al</b> Андезит-липаритовая</p> <p><b>ax</b> Спилито-керафировая кремнисто-вулканогенная</p>		<p><b>ПРОЧЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ</b></p> <p> Изопахиты отложений осадочных бассейнов в км</p> <p> Границы структурно-фациальных зон</p> <p> Палеозойский платформенный чехол в пределах областей докембрийской складчатости</p> <p> Покровы эффузивов разного состава</p>	
<p><b>ФОРМАЦИИ ПРОТООРГЕННЫЕ И ПЕРЕХОДНЫЕ</b></p> <p><b>tc</b> Терригенно-карбонатная</p> <p><b>t</b> Терригенная</p> <p><b>h</b> Угленосная</p>		<p> Граница лицензионного участка №88</p> <p> Граница Томской области</p>	

Рисунок 1.6. Выкопировка из тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (Томская область).



Редактор: В. С. Старосельцев  
1995 г.

- УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**
- граница Томской области
  - контуры положительных структур I порядка
  - контуры отрицательных структур I порядка
  - контуры положительных структур II порядка
  - контуры отрицательных структур II порядка
  - промежуточные структуры
  - основные структуры III порядка (локальные поднятия)
  - разломы
  - нефтяные месторождения
  - газоконденсатные и газовые месторождения
  - газонефтяные (нефтегазовые) месторождения

**Структуры I порядка**

- |                              |                             |
|------------------------------|-----------------------------|
| I Нижнеартовский свод        | V Пудинский мегавал         |
| II Каймысовский свод         | VII Парабельский мегавал    |
| III Александровский мегавал  | XII Колтогорский мегапрогиб |
| IV Среднеवासюганский мегавал | XIII Нюрольская впадина     |
| XIV Усть-Тымская впадина     |                             |

**Структуры II порядка**

- |                            |                               |
|----------------------------|-------------------------------|
| 3 Кедровское к.п.          | 32 Окуневское к.п.            |
| 4 Ледовое к.п.             | 33 Мурасовский н.в.           |
| 6 Катыльгинское к.п.       | 34 Межозёрный вал             |
| 7 Нововасюганский вал      | 36 Снежный с.м.               |
| 9 Моисеевское к.п.         | 37 Каргинский с.м.            |
| 11 Лавровский н.в.         | 38 Сильгинское к.п.           |
| 12 Фестивальный вал        | 39 Сенькинское к.п.           |
| 13 Черемшанское к.п.       | 40 Колпашевское к.п.          |
| 15 Криволицкий вал         | 67 Граничный с.з.             |
| 16 Полуленный с.м.         | 68 Ильякский прогиб           |
| 17 Северо-Васюганское к.п. | 70 Кулан-Игайская котловина   |
| 18 Новотеверизское к.п.    | 71 Тамрадская котловина       |
| 19 Мыльджинский вал        | 74 Северо-Мыльджинский прогиб |
| 20 Соболиный вал           | 75 Центральный прогиб         |
| 21 Лугинское к.п.          | 76 Салатская котловина        |
| 22 Пудинское к.п.          | 77 Северо-Парбигский прогиб   |
| 23 Горелоярское к.п.       | 79 Вертикальный прогиб        |
|                            | 80 Нёготкинская котловина     |

- (к.п.-куполовидное поднятие, с.м.-структурный мыс, н.в.-наклонный вал, с.з.-структурный залив)
- Границы лицензионных участков      Лицензионные участки

88 - Рыбальный

Рисунок 1.7. Фрагмент тектонической карты мезозойского чехла  
Томской области

Центрально-Западносибирская складчатая система заложилась в силуре или начале девона на коре континентального типа. Для нее характерно широкое развитие структурно-формационных зон эвгеосинклинального и миогеосинклинального типа, которые развивались по инверсионной схеме. Специфичность силур-нижнекаменноугольного геосинклинального комплекса заключается в том, что геосинклинальные прогибы, несмотря на большую глубину прогибания, выполняются не вулканогенно-осадочными и магматическими образованиями, а осадочными терригенными и карбонатно-терригенными формациями.

Герцинский цикл тектогенеза проявлялся в инверсии прогибов и интенсивной складчатости. Отложения комплекса смяты в складки северо-западного простирания, которые секутся системой глубинных разломов на ряд блоков различного порядка.

Рифтогенез, наиболее полно проявившийся в ранне-среднетриасовую эпоху, завершил формирование тектонического облика доюрского фундамента и положил начало новому этапу развития Западно-Сибирской плиты – платформенному.

### **1.3.3 Нефтегазоносность**

В соответствии с «Обзорной картой лицензионных участков перераспределения фонда недр Томской области» изучаемая площадь лицензионного участка №88 находится на территории Васюганской нефтегазоносной области, входит в состав двух нефтегазоносных районов Пудинского и Парабельского. Крайней юго-восточной частью захватывает и Бакчарский нефтегазоносный район.

В пределах Пудинского НГР открыто более 20 месторождений: Лугинецкое, Останинское – нефтегазоконденсатные, Герасимовское, Калиновое, Нижнее-Табаганское, Арчинское, Урманское – газоконденсатнонефтяные, Южно-Табаганское – нефтяное, Селимхановское – газоконденсатное и др. В

Парабельском НГР выявлены только мелкие залежи по запасам УВ: Северо-Сильгинское, Усть-Сильгинское, Среднесильгинское – газоконденсатные.

Потенциально нефтегазоперспективными комплексами являются доюрский, ниже-среднеюрский, верхнеюрский и меловой (неокомский).

В границах участка открыто пока одно месторождение нефти в отложениях мезозойского чехла – Рыбальное, где промышленно продуктивен пласт Ю12 васюганской (наунакской) свиты.

#### Доюрский нефтегазоносный комплекс

Выявленные к настоящему времени месторождения углеводородов в доюрских образованиях связаны с разными типами пород. Большинство из них приурочены к чисто органогенным и доломитизированным известнякам, кремнисто-глинистым отложениям коры выветривания (Нюрольский, Казанский, Пудинский НГР). Имеются залежи и в дезинтегрированных магматических породах – гранитах (Чебачье месторождение нефти, Александровский НГР) и серпентинитах (Фестивальное месторождение, Нюрольский НГР).

В образованиях палеозоя на Рыбальной площади нефть получена в скважине 410, где из интервала перфорации 2628-2641,2 м на Ндин-1639 м дебит нефти и жидкости соответственно составил 0,11 м<sup>3</sup>/сут и 0,81 м<sup>3</sup>/сут.

За пределами лицензионного участка находится Северо-Останинское газонефтяное месторождение, где притоки нефти получены из доломитов и доломитизированных известняков силурийского возраста (скв.5, дебит нефти - 84 м<sup>3</sup>/сут, дебит газа - 148 тыс.м<sup>3</sup>/сут на шайбе 15 мм), а непромышленные притоки нефти получены из брекчированных глинисто-кремнистых отложений калиновой свиты (скв.6), из верхней части палеозоя (скв.17).

Установлена газоконденсатная залежь в доюрских известняках Западно-Лугинецкого месторождения (скв.181). Приток газа на 9.5мм шайбе составил 98 т.м<sup>3</sup>/сут; конденсата – 6.2 м<sup>3</sup>/сут; воды – 105.8 м<sup>3</sup>/сут. В скважине 180 получен незначительный приток нефти из доюрских образований, представленных

метаморфизованными терригенными породами. За 78 часов стояния на притоке получено 12 л нефти и 4.9 м<sup>3</sup> пластовой воды.

На Селимхановском месторождении в скважине 2 при опробовании палеозойских отложений в интервале 2455-2470 метров получен приток пластовой воды дебитом 0,87 м<sup>3</sup>/сут и 0,48 м<sup>3</sup>//сут нефти на динамическом уровне 682 м. В скважине 5 в колонне опробован интервал 2513-2520 м, получен фонтан нефти дебитом 60 м<sup>3</sup>/сут и 12,6 тыс. м<sup>3</sup> газа на штуцере 4 мм.

#### Нижнеюрский нефтегазоносный комплекс

Нижнеюрский нефтегазоносный комплекс включает в себя отложения урманской (группа песчаных пластов Ю16 и Ю17, разделённых аргиллитовой пачкой), тогурской свиты и пласт Ю15 салатской свиты. Переслаивание песчаных и глинистых пачек создают благоприятные предпосылки для образования ловушек, а наличие нефтегенерирующей тогурской свиты увеличивает вероятность формирования месторождений.

К настоящему времени промышленных залежей углеводородов в пределах отчетной территории не установлено.

За пределами лицензионного участка в скважине 172 Соболиной площади имеется наличие признаков нефтегазоносности в урманской свите, группа песчаных пластов Ю16, Ю17.

#### Среднеюрский нефтегазоносный комплекс:

Включает песчаные пласты тюменской свиты (пласты Ю14 - Ю2). В пределах лицензионного участка промышленных залежей не установлено.

За пределами лицензионного участка на Западно-Лугинецком месторождении (скважина 180), в пласте Ю10 получен приток высоковязкой нефти дебитом 0,076 м<sup>3</sup>/сут на динамическом уровне 921 м. Признаки нефтегазоносности по керну отмечены в пластах Ю8 и Ю9.

#### Верхнеюрский нефтегазоносный комплекс:

Горизонт Ю1 васюганской (наунакской) свиты - основной продуктивный горизонт на территории Томской области. Битуминозные аргиллиты баженской свиты являются источником углеводородов, одновременно

выполняя роль региональной покрышки для залежей в песчаных пластах горизонта Ю1.

С верхнеюрским нефтегазоносным комплексом связаны ближайшие к району работ месторождения нефти Северо-Лугинецкое, Селимхановское, Ондатровое, Соболиное, газонефтяное Западно-Лугинецкое, газоконденсатное Лугинецкое.

Рыбальное месторождение нефти открыто в 1987 году скважиной 405 заложенной в центральном куполе структуры. При испытании пласта Ю12 в колонне в интервале 2399-2410 м получен приток нефти дебитом 3 м<sup>3</sup>/сут на штуцере 2 мм.

На площади пробурено шесть скважин – 405, 406, 407, 408, 409, 410.

Продуктивными на месторождении являются пласты Ю12, Ю1му и Ю13-4 горизонта Ю1 васюганской (наунакской) свиты. Песчаники светло-серые, мелко- и среднезернистые, слоистые с быстро улетающим запахом нефти в свежем изломе.

В скважине 406 пробуренной на северном склоне поднятия пласт Ю12 испытан в интервале 2420-2427 м, в результате получен приток нефти дебитом 4,2 м<sup>3</sup>/сут на среднединамическом уровне 1121 м.

Продуктивный пласт Ю12 скважиной 407 вскрыт в интервале 2441-2446 м, при испытании в колонне после проведения работ по интенсификации получен приток нефти дебитом 1,15 м<sup>3</sup>/сут на среднединамическом уровне 1235 м.

Меловой нефтегазоносный комплекс

Нефтегазоносность неоконских отложений в пределах 88 лицензионного участка пока не установлена.

За пределами лицензионного участка на Соболином месторождении выявлена нефтяная залежь, приуроченная к пластам тарской свиты.

#### **1.3.4 Гидрогеологические условия**

В гидрогеологическом отношении район Рыбального месторождения относится к юго-восточной части Западно-Сибирского артезианского бассейна, в разрезе которого выделяются два гидрогеологических этажа, разделенных мощной толщей турон-нижеолигоценового возраста.

Область исследований водоносных горизонтов используемых для хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения района охватывает только первый (верхний) гидрогеологический этаж. На описываемой территории наибольший интерес и практическое значение представляют водоносные отложения нижеолигоцен-четвертичного комплекса (P3at-QIV) абросимовской (N1ab) и атлымской свит (P3at), а также локально водоносные отложения лагернотомской (P3lt) и новомихайловской свиты (P3nm).

Подземные воды новомихайловской свиты нередко используются для децентрализованного водоснабжения. В связи с высокой степенью литологической изменчивости пород разреза, отложений новомихайловской свиты не могут быть рекомендованы.

Водоносные горизонты новомихайловской и атлымской свит на описываемой территории имеют слабую гидравлическую связь и существенно различаются по своей водообильности. Водоносный горизонт атлымской свиты является наиболее перспективным для централизованного водоснабжения района.

Водоносный горизонт атлымской свиты (P3at) распространен повсеместно, выдержан по мощности, надежно изолирован от возможного загрязнения с поверхности. Возможна слабая гидравлическая связь с вышележащим локально водоносным горизонтом лагернотомской - новомихайловской свит. Кровлей ему часто служат одновозрастные глины, а также глины новомихайловской свиты, а подошвой глинистые отложения тавдинской свиты. Глубина кровли горизонта составляет 100-130 м, в среднем 115 м. Водовмещающие породы представлены разнотельными песками с преобладанием мелкой и средней фракции. Их мощность в районе исследований колеблется в интервале от 22 до 30 м. Воды напорные. Статические уровни

залегают на глубинах 6,3 – 15,0 м, а в долине р. Чижапки и возможен самоизлив из скважин. Водообильность отложений высокая. Расчетные коэффициенты водопроницаемости составляют 700,0-1000 м<sup>2</sup>/сут, при среднем значении 750 м<sup>2</sup>/сут. Замеренные дебиты скважин составляют от 9,7 л/с до 23,2 л/с при понижении уровня на 20,0 м и 10,7 м, соответственно; удельные дебиты - 0,47 л/с и 2,17 л/с (по данным отчета Пудинской партии, Скогорева А. С. и др., 1982-1983). По химическому составу вода атлымского горизонта гидрокарбонатная кальциево-магниевая типа с минерализацией 0,2-0,5 г/л. По жесткости от умеренно жесткой до жесткой. Общая жесткость составляет 3,6-8,2 мг-экв/л. Характерно постоянное присутствие повышенных содержаний железа, марганца и кремния, а также низкое содержание фтора.



## 1.4 Возможные геологические осложнения

Таблица 1.2 Ожидаемые осложнения

Вид осложнений	Интервал, м	Причины, вызывающие осложнения	Мероприятия, по ликвидации инцидента
Поглощение бурового раствора	0-2185	Увеличение плотности промывочной жидкости, повышение водоотдачи, несоблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб	Постоянный долив скважины, добавление в раствор химреагентов, ограничение скорости СПО, промежуточные промывки и проработки
Нефтеводопроявление	660-1515 (Вода)	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического, несоответствие проектных решений фактическим горно-геологическим условиям	Определяется объём поступления пластового флюида в ствол скважины, который должен быть не более 0,5 м <sup>3</sup> – при подъёме труб и 1,0 м <sup>3</sup> – при бурении и прочих операциях. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину буровая бригада действует согласно плану ликвидации аварий
	2420-2480 (Нефть)	Несоблюдение параметров раствора	
Обвалы, осыпи неустойчивых пород	0-640	Несоблюдение параметров раствора и режима промывки, недостаточная очистка от выбуренной породы	Проработка, промывка, увеличение плотности, снижение водоотдачи промывочной жидкости, соблюдение режимов бурения, промывка ствола скважины
Заклинка инструмента, сальникообразование, кавернообразование, сужение ствола	640-2185	Несоблюдение параметров раствора. Выработка желобов, развитие зон сужения ствола скважины	Исключать избыточного давления на пласт, поддерживать в промывочной жидкости содержание смазочных веществ, не оставлять бурильную колонну без движения в открытой части ствола, прорабатывать пробуренный участок до полного устранения затыжек

## 2. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ

### 2.1 Обоснование профиля скважины

Критерии выбора профиля скважины:

- Значение зенитного угла скважины в интервале работ глубинного насосного оборудования (ГНО) при заданных отклонениях должно быть минимальным.
- Минимальная протяженность ствола скважины в продуктивной части.
- Нагрузки на крюке при подъеме бурильной колонны должны быть минимальными
- Минимальная глубина скважины с соблюдением проектного смещения забоя от вертикали в проектном направлении.
- Наименьшее кол-во смены КНБК и обеспечение полной отработки долот.

Интервал стабилизации (установки глубинного насосного оборудования ГНО): начало участка установки ГНО 300м выше кровли пласта по вертикали, окончание участка установки ГНО 100м выше кровли пласта по вертикали.

Максимально допустимая интенсивность искривления ствола скважины в интервале стабилизации:  $3^{\circ}/100\text{м}$  – по зенитному углу,  $4^{\circ}/100\text{м}$  – по пространственному углу. Максимально допустимая интенсивность искривления в интервалах набора параметров кривизны – проектный забой по стволу:  $1,5^{\circ}/10\text{м}$  – по зенитному углу,  $2,0^{\circ}/10\text{м}$  – по пространственному углу.

Вид скважины – S-образный с одним участком набора зенитного угла, с двумя участками стабилизации и одним участком снижения зенитного угла.

Таблица 2.1 – Профиль скважины

Глубина по стволу, м	Зенитный угол, град	Азимут магнитный, град	Глубина по вертикали, м	Отклонение от устья, м	ИИПУ, град/10м	ИИЗУ, град/10м	Комментарий
0	0	0	0	0	0	0	
50	0	0	50	0	0	0	Направление–323,9
150	0	0	150	0	0	0	
237,5	7	107,95	237,28	5,34	0,8	0,8	
638,64	38,38	131,94	603,21	156,19	0,8	0,78	
750	38,38	131,94	690,52	225,18	0	0	Кондуктор-244,5
1959,05	38,38	131,94	1638,3	975,57	0	0	
2438,79	0	0	2082,96	1130,31	0,8	-0,8	
2488,78	0	0	2132,96	1130,31	0	0	Начало ГНО
2688,79	0	0	2332,96	1130,31	0	0	Конец ГНО
2788,79	0	0	2432,96	1130,31	0	0	Ю1-1
2833,59	0	0	2477,76	1130,31	0	0	Ю1-4
2869,99	0	0	2514,16	1130,31	0	0	Ю3
2909,99	0	0	2554,16	1130,31	0	0	Эксплуатационная 146,1

Исходя из практики бурения наклонно-направленных скважин угол наклона ствола скважины в интервале установки насоса должен быть не больше 20°, так же в разрезе должны отсутствовать соленые пласты.

Исходя из всех вышеописанных условий, строится профиль скважины. Профиль скважины представлен на рисунке 2.1.

### Профиль скважины

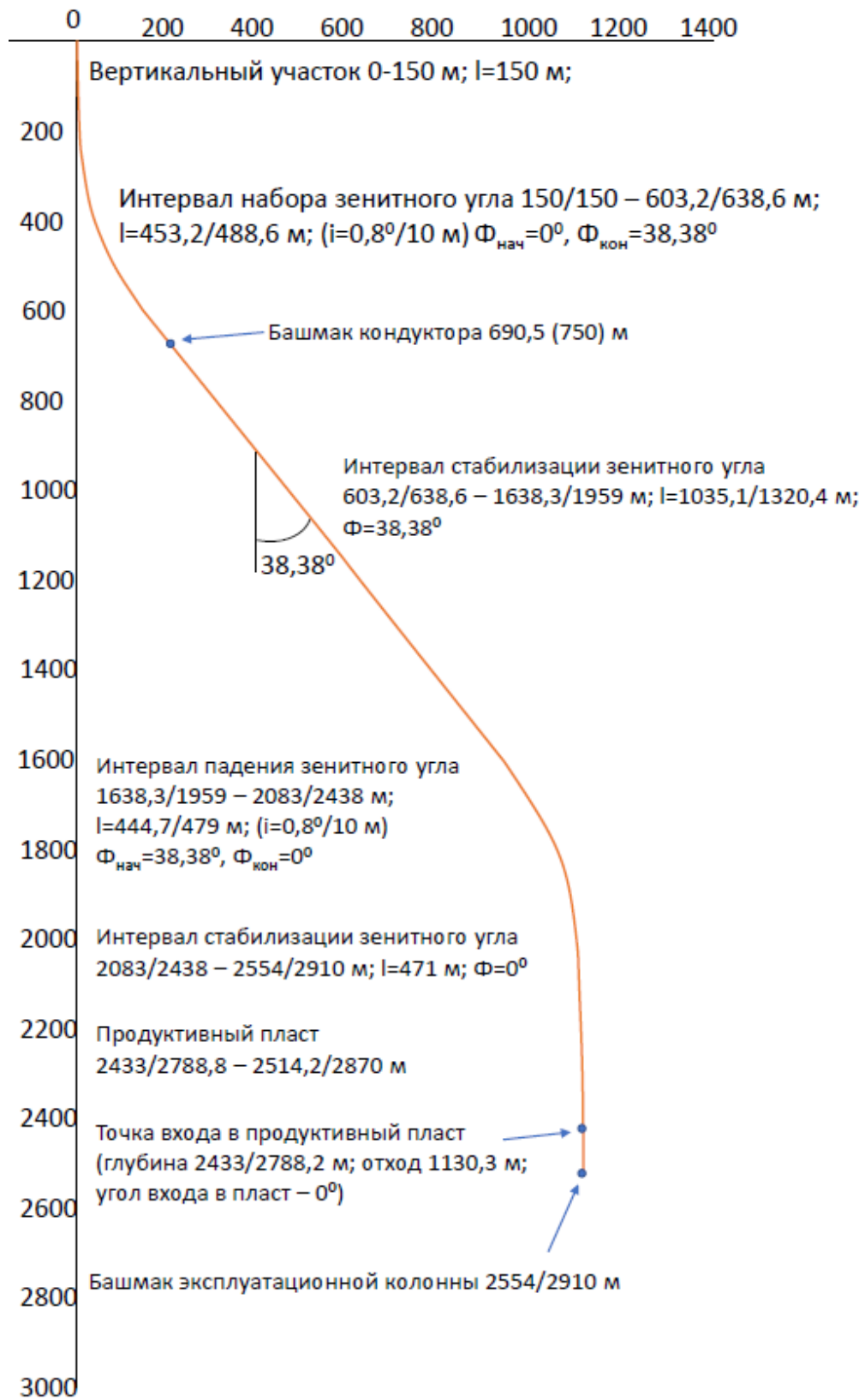


Рисунок 2.1 – Проектный профиль ствола скважины

## 2.2 Конструкция скважины

Под конструкцией скважины понимают совокупность информации о количестве обсадных колонн, их расположение и диаметрах, диаметрах долот, интервалах цементирования. Элементы, которые входят в понятие конструкции скважины:

- Обсадные колонны
- Продуктивный горизонт, зона перфорации
- Интервалы бурения
- Интервалы цементирования
- Устье, стенки, забой скважины

В конструкции скважины есть следующие типы обсадных колонн:

- **Направление** – это первая обсадная колонна, которая служит для предотвращения размыва устья скважины, а также для крепления верхнего неустойчивого интервала, цементируется по всей длине.

- **Кондуктор** – вторая обсадная колонна, предназначенная для перекрытия верхних неустойчивых отложений, водоносных горизонтов, а также для установки противовыбросового оборудования (ПВО) и подвески следующих обсадных колонн. Обычно цементируется по всей длине.

- **Эксплуатационная колонна** – последняя колонна обсадных труб, предназначенная для разобщения продуктивных горизонтов, изоляции их от других пород и извлечения из скважины нефти, газа, либо для нагнетания в пласты жидкости или газа. Цементируется в нахлест с предыдущей обсадной колонной, или полностью.

Техническая колонна отсутствует, т.к. нет интервалов несовместимых с условиями бурения.

При обосновании конструкции скважин имеют большое значение горно-геологические условия бурения скважин. Горно-геологические условия бурения скважин на Рыбальном нефтяном месторождении представлены на рисунке 2.1



$L$  – глубина кровли продуктивного пласта с минимальной плотностью флюида, м;

$P_{пл}$  – пластовое давление, кгс/см<sup>2</sup>;

$$H_k = \frac{1.05 \times 71 \times 2788,8}{0.95 \times 0,180 \times 2788,8 - 1.05 \times (258 - 71)} = 742, \text{ м}$$

Расчет диаметра обсадных колонн:

Расчет ведется снизу вверх. В зависимости от ожидаемого дебита, определяется конечный диаметр скважины. Ожидаемый дебит равен 130-140 т/сут, принимаем диаметр колонны равным 146 мм, этот диаметр будет исходным для расчета последующих обсадных колонн.

Диаметр долота для интервала под эксплуатационную колонну должен превышать диаметр муфты колонны:

$$D_{доп} = D_{муф} + \delta \quad (2.2)$$

$$D_{доп} = 166 + 25 = 191 \text{ мм.}$$

$D_{муф}$  – Диаметр муфты;

$\delta$  – разность диаметров скважины и муфты ( $\delta = 25$  мм);

Выбираем долото, диаметром 215,9 мм.

Диаметр вышерасположенной колонны подбирается исходя из условия, что выбранное долото для эксплуатационной колонны сможет проходить через нее:

$$D_{вн.} = D_{дн} + 2\Delta \quad (2.3)$$

Где,  $\Delta$  - радиальный зазор, необходимый для свободного прохода, через предыдущую колонну ( $\Delta = 5 \div 10$  мм).

$$D_{вн.} = 215,9 + 2 \times 5 = 225,9 \text{ мм}$$

Выбираем обсадную колонну диаметром 245 мм, наружный диаметр муфты которой равен  $D_{мэ} = 269,9$  мм,  $\delta$  – зазор, между стенкой скважины и муфтой ( $\delta = 25$  мм).

Диаметр долота для бурения кондуктора:

$$D_{др} = D_{мэ} + \delta \quad (2.4)$$

$$D_{др} = 269,9 + 25 = 294,3$$

Выбираем долото, диаметром 295,3

Внутренний диаметр направления рассчитывается по формуле:

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{дн}} + 2\Delta \quad (2.5)$$

$$D_{\text{вн}} = 295,3 + 10 = 305,3 \text{ мм}$$

Диаметр долота для бурения направления:

$$D_{\text{мэ}} = d_{\text{мэ}} + \delta \quad (2.6)$$

$$D_{\text{мэ}} = 351 + 35 = 386, \text{ мм}$$

Выбираем долото, диаметром 393,7 мм.

Таблица 2.2 – Расчетные данные долот и обсадных колонн

Расчетные данные					
Обсадные трубы	Диаметр, мм		Интервал, м		
	Труба	Долото	Спуск		Цементирование
			По вертикали	По стволу	
Направление	323,9	393,7	50	50	0-50
Кондуктор	244,5	295,3	691	750	0-750
Эксплуатационная колонна	146	215,9	2554	2910	300-2910

Для управления скважиной при ГНВП, герметизации затрубного пространства, при цементировании и других операций, предусматривается применение следующих оборудования:

- Колонной головки ОКК1-35-146×245 К1 ХЛ (О – оборудование; К – колонны обсадных труб; К – клиновой трубодержатель; 1 – количество корпусов, подвешиваемых обсадных колонн); 35 – рабочее давление верхнего фланца, мПа; 146х245 – диаметры обсадных колонн, для которых предназначена колонная головка, мм)
- Противовыбросовым оборудованием (ПВО) ОП5-230/80\*35
- Фонтанная арматура АФК2-65\*35 К1



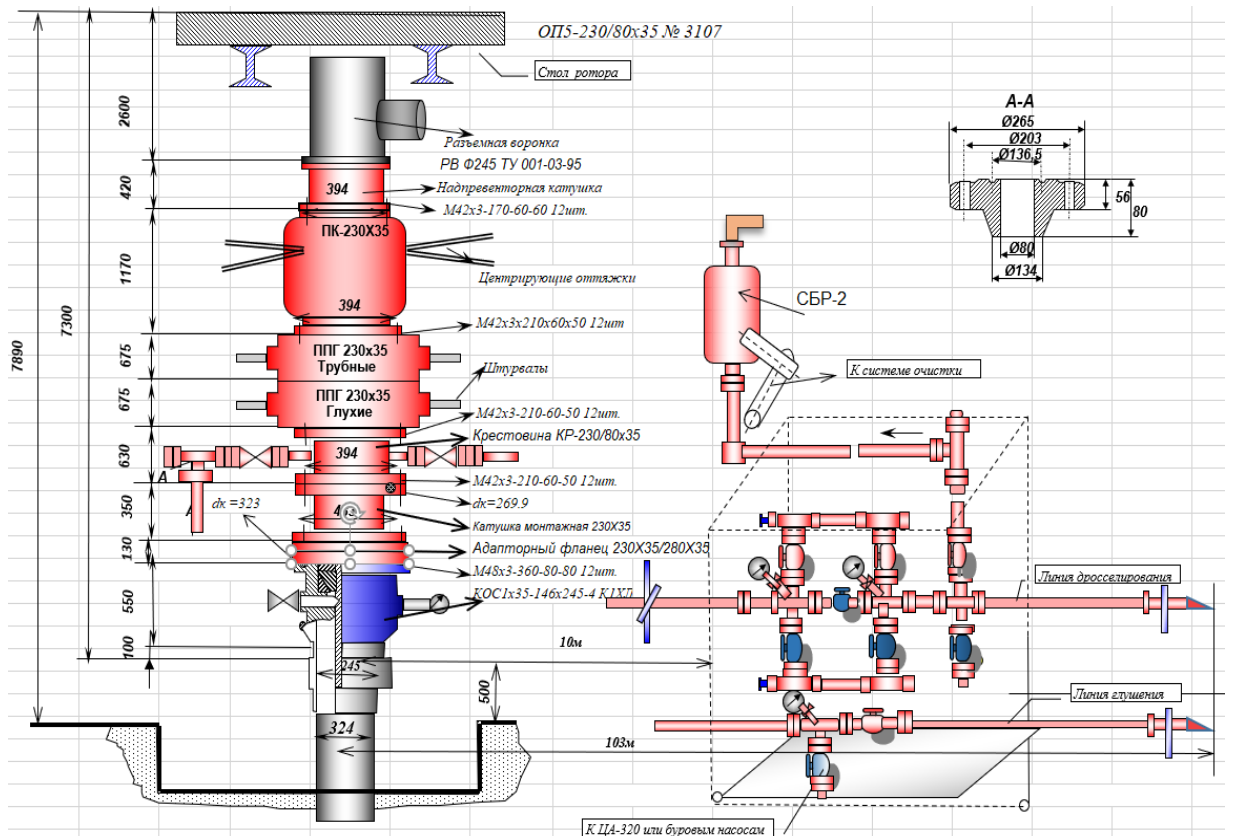


Рисунок 2.3 – Схема монтажа РВО

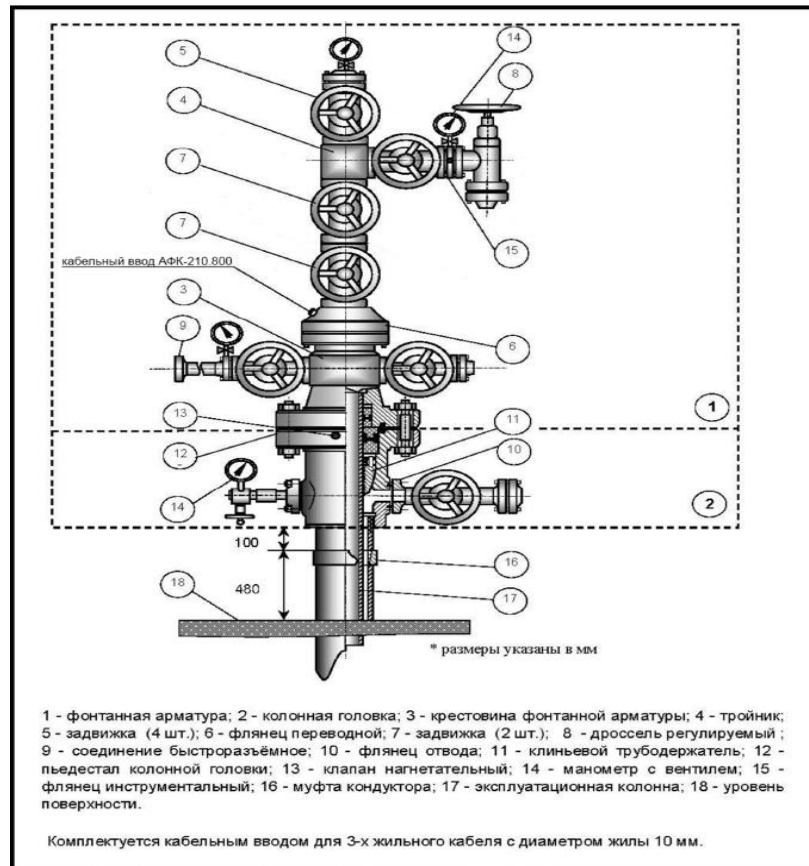


Рисунок 2.4 - Фонтанная арматура АФК2-65\*35 К1

## 2.3 Углубление скважины

### 2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из современного опыта работы, можно сделать вывод, что при бурении глубоких скважин практически всегда применяют вращательный способ бурения с использованием ВЗД и ротора. Есть еще другие способы бурения, каждый из которых имеет свои плюсы и минусы и подбираются при проектировании для конкретных условий.

Глубина скважины по проекту 2554 м по вертикали, зон с АНПД и АВПД нет. Таким образом, опираясь на геологические данные и опыт буровых работ в Западной Сибири, выбираем роторный способ бурения с использованием винтового забойного двигателя (ВЗД).

Плюсы использования этого способа бурения:

- Максимальный крутящий момент, независимо от глубины скважины и механических свойств пород, определяемый расчетом ВЗД.
- Большой коэффициент мощности от источника к ПРИ.

Минусы использования этого способа бурения:

- Нельзя регулировать частоту вращения ПРИ с целью оптимизации процесса бурения
- Снижение очистки ствола от выбуренной породы

В нашем случае, наиболее рациональным способом бурения будет вращательное бурение с использованием ВЗД. Направление бурится роторным способом, а кондуктор и эксплуатационная колонна бурится с использованием ВЗД.

Таблица 2.3 - Способы бурения по интервалам

Интервал, м		Вид технологической операции	Способ бурения
От (верх)	До (низ)		
0	50	Бурение	Роторный
50	750	Бурение	Роторный +ВЗД
750	2788	Бурение	ВЗД
2788	2870	Отбор керна	Роторный
2870	2910	Бурение	ВЗД

### 2.3.2 Расчет осевой нагрузки на долото

Для каждого типа и размера долота идет расчет осевой нагрузки. Исходя из максимальной эффективности разрушения породы, учитывая ее твердость, удельную нагрузку на единицу диаметра долота, осевая нагрузка рассчитывается:

$$G_d = q_0 D_d, \text{ кН}; \quad (2.7)$$

где,  $q_0$  – удельная нагрузка на 1 см диаметра долота, кгс/мм<sup>2</sup>;  $D_d$  – диаметр долота, мм

Для пород категории М (0-50),  $q_0 = 100$  кгс/см;

Для пород категории МС (50-750),  $q_0 = 200$  кгс/см;

Для пород категории СТ (750-2910),  $q_0 = 300$  кгс/см;

Осевая нагрузка должна быть меньше допустимой, а допустимая осевая нагрузка не должна превышать 80% от предельной, указанной в паспорте долота.

$$G_{\text{доп}} = 0,8 \times G_{\text{пред}}, \text{ кН} \quad (2.8)$$

Для направления (0-50)  $q_0 = 100$  кгс/см;

Осевая нагрузка для направления:  $G_d = 100 \times 39,37 = 3937$  кгс;

Для шарошечного долота  $393,7$   $G_{\text{доп}} = 27200$  кгс

$$G_d < 0,8 \times G_{\text{доп}} \text{ кН}; \quad (2.9)$$

$$3937 \text{ кгс} \leq 0,8 \times 27200 \text{ кгс}$$

Для кондуктора (50-750)  $q_0 = 200$  кгс/см;

Осевая нагрузка для кондуктора:  $G_d = 200 \times 29,53 = 5906$  кгс;

Для долота  $295,3$  PDC  $G_{\text{доп}} = 14000$  кгс

$$5906 \text{ кгс} \leq 0,8 \times 14000 \text{ кгс}$$

Для эксплуатационной колонны (750-2910)  $q_0 = 300$  кгс/см;

Осевая нагрузка для эксплуатационной:  $G_d = 300 \times 21,59 = 6477$  кгс;

Для долота  $215,9$  PDC  $G_{\text{доп}} = 14000$  кгс

$$6477 \text{ кгс} \leq 0,8 \times 14000 \text{ кгс}$$

Полученные значения заносим в таблицу осевых нагрузок по интервалам.

Таблица 2.4 Расчетные значения осевой нагрузки

Интервал, м	0-50	50-750	750-2910
Осевая нагрузка, кгс	3937	5906	6477

### 2.3.3 Расчет частоты вращения

Для наилучшего разрушения горных пород есть оптимальная частота вращения инструмента, в зависимости от типа долот и класса пород. Расчет частоты вращения определяется по формуле:

$$n = 19,1 \times \frac{V_{л}}{D_{д}} \text{ об/мин}; \quad (2.10)$$

где,  $V_{л}$  – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

$D_{д}$  – диаметр долота, м.

Для шарошечных долот,  $V_{л} = 3$  м/с, для долот типа PDC  $V_{л} = 1,5$  м/с.

Интервал 0-50м:

$$n_1 = 19,1 \times \frac{3}{0,3937} = 145 \text{ об/мин};$$

Интервал 50-750м:

$$n_2 = 19,1 \times \frac{1,5}{0,2953} = 97 \text{ об/мин};$$

Интервал 750-2910м:

$$n_3 = 19,1 \times \frac{1,5}{0,2159} = 72 \text{ об/мин};$$

Учитывая рекомендаций по бурению в продуктивном пласте с отбором керна принимаем:  $n_4 = 72$  об/мин.

Таблица 2.5 – Оптимальная частота вращения долот

Интервал, м	0-50	50-750	750-2910	Отбор керна
Частота вращения, об/мин	145	97	72	72

### 2.3.4 Расчет параметров бурового раствора

Плотность раствора рассчитывается исходя из условий предотвращения потери устойчивости горных пород, стенок скважин, их гидроразрыва, а также из необходимости предотвращения газонефтеводопроявления (ГНВП).

Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности сказано, что гидростатическое давление в скважине при глубине больше 1200 м должно быть больше пластового на 5%, следовательно:

$$\rho = \frac{1,05 \times P_{пл}}{g \times H} \text{ кг/м}^3; \quad (2.11)$$

$g = 9,8 \text{ м/с}^2$ ;  $H$  – глубина скважины по вертикали, м;  $P_{пл}$  – пластовое давление = 25,8 МПа

$$\rho = \frac{1,05 \times 25800000}{9,81 \times 2554} = 1081 \text{ кг/м}^3$$

Буровой раствор должен выносить шлам на поверхность, не должен размывать стенки скважины, а также соответствовать технической характеристике ВЗД и насосной группы. Расход раствора рассчитывается по формуле:

$$Q_1 = V_{кр} S_{max} + V_m S_{заб} \frac{\rho_n - \rho_p}{\rho_{см} - \rho_p} \text{ м}^3/\text{с}; \quad (2.12)$$

где,  $V_{кр}$  – критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с;  $V_m$  – механическая скорость бурения;  $\rho_n$  – плотность разбуриваемой породы, г/см<sup>3</sup>;  $\rho_p$  – плотность бурового раствора;  $\rho_{см}$  – плотность раствора со шламом;  $S_{заб}$  – площадь забоя (по ПРИ), м<sup>2</sup>;  $S_{max}$  – максимальная площадь кольцевого пространства.

$$S_{max} = \frac{\pi}{4} \times (D_c^2 - d_{дт}^2) \text{ м}^2 \quad (2.13)$$

где,  $d_{дт}$  – минимальный диаметр бурильных труб, м.

$$D_c = K_k \times D_d \quad (2.14)$$

где,  $K_k$  – коэффициент кавернозности.

Критическая скорость проскальзывания шлама  $V_{кр} = 0,1 - 0,15 \text{ м/с}$ , в зависимости от размера шлама, т.е. для крупного шлама, в мягких породах

берется большее значение.  $K_k = 1,3 - 1,4$  в интервале до 1000 м,  $1,2 - 1,5$  при глубине  $>1000$  м.

Разность  $\rho_{см} - \rho_p = 0,02$  г/см<sup>3</sup>.

Механическая скорость бурения  $V_m$  для условий Западной Сибири ориентировочно принимается:

- в интервале до 600 м  $V_m = 30 - 40$  м/час;
- в интервале 600-1600 м  $V_m = 25 - 30$  м/час;
- в интервале 1600-2400 м  $V_m = 15 - 20$  м/час;
- при больших глубинах  $V_m = 10 - 15$  м/час.

Максимальный расход раствора  $Q_2$ , когда размыв стенок скважины не происходит:

$$Q_2 = S_{\min} \times V_{кп \max} \text{ м}^3/\text{с}; \quad (2.15)$$

где,  $V_{кп \max}$  – максимально допустимая скорость течения жидкости в кольцевом пространстве, для Западной Сибири в интервале до 1000 м принимают значение  $V_{кп \max} = 1,3$  м/с, а на глубине  $>1000$  м  $V_{кп \min} = 1,5$  м/с;  $S_{\min}$  – минимальная площадь кольцевого пространства.

Интервал с отбором керна:

$$D_c = 1,5 \times 0,2159 = 0,323 \text{ м};$$

$$S_{\max} = \frac{\pi}{4} \times (0,323^2 - 0,127^2) = 0,069 \text{ м}^2$$

$$Q_1 = 0,1 \times 0,069 + \frac{10 \times 3,14 \times (0,2159^2 - 0,08^2) \times (2,2 - 1,08)}{60 \times 4 \times 0,02} = 30,15 \text{ л/с};$$

$$Q_2 = 0,0216 \times 1,5 = 0,0325 \text{ м}^3/\text{с} = 32,5 \text{ л/с};$$

Отбор керна – это трудоемкий и ответственный процесс, поэтому в проекте приведено обоснование интервалов отбора и мероприятия, по высокому проценту выхода кернового материала.

Частота оборотов не должна быть больше 100 об/мин, а максимальный расход бурового раствора должен быть от 10 до 25 л/с.

Принимая эти условия по расходу ПЖ с отбором керна, учитывая что бурение будет вестись роторным способом, принимаем  $Q_1 = 25$  л/с.

Интервал под эксплуатационную колонны (750 – 2910 м):

$$D_c = 1,3 \times 0,2159 = 0,323 \text{ м};$$

$$S_{\max} = \frac{\pi}{4} \times (0,323^2 - 0,147^2) = 0,065 \text{ м}^2$$

$$Q_1 = 0,1 \times 0,065 + \frac{15 \times 3,14 \times (0,2159^2 - 0,08^2) \times (2,2 - 1,08)}{60 \times 4 \times 0,02} = 51,88 \text{ л/с};$$

$$Q_2 = 0,0216 \times 1,5 = 0,0325 \text{ м}^3/\text{с} = 32,5 \text{ л/с}$$

$Q_1 > Q_2$ , следовательно принимаем значение  $Q_2 = 32,5 \text{ л/с}$

Интервал под кондуктор (50 – 750 м):

$$D_c = 1,5 \times 0,2953 = 0,383 \text{ м};$$

$$S_{\max} = \frac{\pi}{4} \times (0,383^2 - 0,147^2) = 0,098 \text{ м}^2$$

$$Q_1 = 0,15 \times 0,098 + \frac{25 \times 3,14 \times (0,2953^2 - 0,08^2) \times (1,6 - 1,08)}{60 \times 4 \times 0,02} = 70,18 \text{ л/с};$$

$$Q_2 = 0,02953 \times 1,5 = 0,0443 \text{ м}^3/\text{с} = 44,3 \text{ л/с}$$

$Q_1 > Q_2$ , следовательно принимаем значение  $Q_2 = 44,3 \text{ л/с}$

Интервал под направление (0 – 50 м):

$$D_c = 1,3 \times 0,3937 = 0,512 \text{ м};$$

$$S_{\max} = 0,785 \times (0,512^2 - 0,147^2) = 0,189 \text{ м}^2$$

$$Q_1 = 0,15 \times 0,189 + \frac{35 \times 3,14 \times (0,3937^2 - 0,08^2) \times (1,6 - 1,08)}{60 \times 4 \times 0,02} = 179,75 \text{ л/с};$$

$$Q_2 = 0,03937 \times 1,3 = 0,05 \text{ м}^3/\text{с} = 51,2 \text{ л/с}$$

$Q_1 > Q_2$ , следовательно принимаем значение  $Q_2 = 51,2 \text{ л/с}$

Конечная интенсивность будет выбрана по характеристикам насоса.

Таблица 2.6 – Расход промывочной жидкости

Интервал бурения, м	0-50	50-750	750-2910	Отбор керна
Расход промывочной жидкости	51,2	43,3	32,5	25

По проекту у нас 2 насоса УНБ-600, для интервала 0-750 бурение будет вестись на двух насосах, что бы обеспечить подачу около 52 л/с, для бурения основного ствола будет использоваться только 1 насос, а для бурения по продуктивному пласту, в насосе будет установлен поршень меньшего диаметра (130 мм), для получения подачи около 20 л/с.

### 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Выбор двигателя осуществлялся исходя диаметра скважины, расхода промывочной жидкости, частоты вращения и опыта работы на соседних участках.

Учитываем рекомендации по бурению в продуктивно пласте с отбором керна, принимаем решение о бурении роторным способом в интервале 2788 – 2870 м.

Интервал 0 -50:

В данном интервале бурение будет производится роторным способом.

Интервал 50-750 м:

Для данного интервала оптимальным выбором винтового забойного двигателя будет ВЗД ДРУ-240, что обеспечивает 30-170 об/мин при подачи бурового раствора 30-75 л/с.

Таблица 2.7 - Технические характеристики ВЗД ДРУ-240 конструкции «Радиус сервис»

Диаметр корпуса, мм	240
Длина двигателя, мм	7040
Длина нижнего плеча, мм	3270
Присоединительная резьба к долоту	3-152
Присоединительная резьба к бур. трубам	3-152 / 3-171
Момент силы при максимальном допустимом перепаде давления, кН*м	10-14,8
Частота вращения на холостом ходу, об/мин	85-210
Частота вращения, в рабочем режиме	30-170
Максимальный допустимый перепад давлений, атм.	55
Допустимая осевая нагрузка на долото, кН	400
Масса, кг	2050



Интервал 750-2910 м:

Для данного интервала оптимальным выбором винтового забойного двигателя будет ВЗД ДРУ-172, что обеспечивает 40-230 об/мин при подаче бурового раствора 19-38 л/с.

Таблица 2.8 – Технические характеристики ВЗД ДРУ-172 конструкции «Радиус сервис»

Диаметр корпуса, мм	172
Длина двигателя, мм	7710
Длина нижнего плеча, мм	2105
Присоединительная резьба к долоту	3-117
Присоединительная резьба к бур. трубам	3-133 / 3-147
Момент силы при максимальном допустимом перепаде давления, кН*м	6,6
Частота вращения на холостом ходу, об/мин	150-300
Частота вращения, в рабочем режиме	40-230
Максимальный допустимый перепад давлений, атм.	64
Допустимая осевая нагрузка на долото, кН	250
Масса, кг	1078

### 2.3.6 Оборудование для отбора керна

При бурении с отбором керна используют керноприемные устройства. Для наших условий бурения подходит керноприемное устройство серии «Кембрий» - она предназначена для бурения в рыхлых слабосцементированных и трещиноватых горных породах.

Данное керноприемное устройство имеет преимущество по сравнению с зарубежными аналогами: Существенное преимущество – это конструкция регулировочной головки. Требуемый зазор, между башмаком кернорвателя и бур. головкой достигается без извлечения керноприемника и его подвески – это экономит время вспомогательных работ на буровой, а также увеличивает безопасность работы персонала. Сам корпус и керноприемник состоит из

цельнотянутых легированных стальных труб, специальная обработка корпуса снижает интенсивность износа и повышает срок службы соединений. Конструкция узла подшипников подвески предотвращает вращение керноприемника.

Так же, данный керноприемное устройство может использоваться в одно и многосекционной сборке, может использоваться на различных глубинах, любых температурах и режимах бурения.

Таблица 2.10 – Характеристики устройства УКР 172/100 «Кембрий»

Наружный диаметр корпуса, мм	Диаметр бурильной головки, мм	Диаметр керна, мм	Длина устройства, мм	Длина керноприемника, мм	Масса устройства в сборе, кг
172	212,7	100	15900	14315	1569

С этим керноприемным устройством можно поставить любой набор бурильных головок и кернорвателей, обеспечивающих работу в широком диапазоне геолого-технических условий и позволяющих отбирать керн в породах, как в мягких неконсолидированных, так и в крепких и абразивных.

Чаще всего, на практике применяют компоновки цангового и рычажкового кернорвателей, так как они обеспечивают надежный отрыв и удержание керна, практически в любых породах.

Выбираем кернорватель Р26. Он имеет вращающуюся быстроразъемную обойму с рычажками, почти полностью перекрывающими керноприемную полость после отрыва керна. Это позволяет сохранить керн при подъеме, при бурении даже трещиноватых, рыхлых пород, размываемыми промывочной жидкостью и разрушающимися от вибрации керноотборного инструмента.

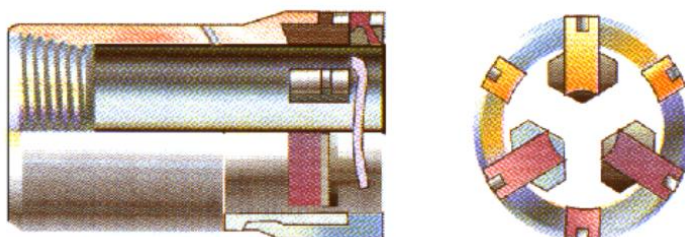


Рисунок 2.5 – Кернорватель типа Р26

## 2.4 Буровые растворы

Буровой раствор предназначен для:

- Выноса шлама с забоя;
- Удержание шлама во взвешенном состоянии, при остановке циркуляции;

- Охлаждение породоразрушающего инструмента (ПРИ);
- Предотвращения ГНВП, созданием гидростатического давления;
- Препятствие поглощению бурового раствора;
- Крепление стенок скважины;

Рассчитаем объем скважины, м<sup>3</sup>:

$$V = \frac{\pi}{4} \times D^2 \times H; \quad (2.16)$$

где,  $D$  – диаметр скважины,  $H$  – длина скважины, м;

Рассчитаем объем скважины, складывая объем каждого интервала скважины, м<sup>3</sup>:

$$V_c = V_n + V_k + V_э; \quad (2.17)$$

где,  $V_n$  – объем скважины под направление, м<sup>3</sup>;  $V_k$  – объем скважины для кондуктора, м<sup>3</sup>;  $V_э$  – объем скважины под эксплуатационную колонну, м<sup>3</sup>.

$$V_n = \frac{\pi}{4} \times 0,394^2 \times 50 = 0,785 \times 0,394^2 \times 50 = 6,1 \text{ м}^3;$$

$$V_k = 0,785 \times 0,295^2 \times 750 = 51,2 \text{ м}^3;$$

$$V_э = 0,785 \times 0,216^2 \times 2910 = 106,6 \text{ м}^3;$$

$$V_c = 6,1 + 51,2 + 106,6 = 163,9 \text{ м}^3;$$

Таблица 2.11 – Объем скважины

Интервал	Объем, м <sup>3</sup>
Направление	6,1
Кондуктор	51,2
Эксплуатационная	106,6
Объем скважины	163,9

Рассчитаем объем бурового раствора:

$$V_{\text{б.р.}} = V_1 + V_2 + V_3 + K_3 \times V_c; \quad (2.18)$$

где,  $V_1$  – объем приемных емкостей бурового насоса,  $V_1 = 40 \text{ м}^3$ ,  $V_2$  – объем циркуляционной желобной системы,  $V_2 = 7 \text{ м}^3$ ,  $V_3$  – объем для механического бурения,  $\text{м}^3$ ,  $K_3$  – коэффициент запаса бурового раствора,  $V_c$  – объем скважины,  $\text{м}^3$ .

$$V_3 = n_1 \times L_1 + n_2 \times L_2 + n_3 \times L_3 \text{ м}^3; \quad (2.19)$$

где,  $n_1$ ,  $n_2$ ,  $n_3$  – норма расхода бурового раствора на 1 метр проходки, направления, кондуктора и эксплуатационного интервала соответственно,  $L_1$ ,  $L_2$ ,  $L_3$  – длина интервала одного диаметра.  $n_1 = 2,76$ ;  $n_2 = 2,53$ ;  $n_3 = 0,32$ ;

$$V_3 = (2,76 \times 50) + (2,53 \times 750) + (0,32 \times 2910) = 2966,7 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{б.р.}} = 40 + 7 + 2966,7 + (2 \times 163,9) = 3341,5 \text{ м}^3;$$

Интервал 0-50 м:

Краткие сведения об интервале:

Литологическое строение разреза – это четвертичные слабосцементированные отложения. Возможные осложнения – осыпи, обвалы, водопроявление. Рекомендуемый тип раствора – Полимер глинистый.

Таблица 2.12 – Рекомендуемые свойства раствора в интервале 0-50 м.

Показатель	Единица измерения	Значение
Плотность	г/см <sup>3</sup>	1,14
Условная вязкость API	с/кварта	50-60
Пластическая вязкость	сПз	15-25
ДНС API	фунт/100фут <sup>2</sup>	25-30
СНС 10"/10'	фунт/100фут <sup>2</sup>	4-16/6-30
Фильтрация API	мл/30 мин	6-8
pH	Ед.	8-9
Содержание песка	%	<1
Содержание твердой фазы	%	<10

Перед началом бурения иметь запас не менее 80 м<sup>3</sup>, технической воды для приготовления и обработки бурового раствора.

Организовать подвоз аварийных химических реагентов к буровой, для оперативного приготовления кольматационных пачек.

Заранее произвести заготовку бентонитовой пасты с вязкостью не менее 120 с/квар, объемом 10м<sup>3</sup>. В случае снижения условной вязкости БР менее 50 с/квар во время бурения, произвести ввод по циклу заранее приготовленной бентонитовой пасты для увеличения вязкостных характеристик до программных значений.

Таблица 2.13 – Ожидаемая потребность в материалах

Наименование реагента	Расход на интервал, тонн	Назначение реагента
Сода Кальцинированная	0,025	Регулятор pH, Са
Глинопорошок ПБМБ	3,600	Структурообразователь

Интервал 50-750:

Краткие сведения об интервале:

Литологическое строение разреза – пески, глины, алевролит, мергель, песчаники. Возможные осложнения – Осыпи, обвалы, сальникообразование, сужение ствола, водопроявление. Рекомендуемый тип раствора – Полимер глинистый.

Таблица 2.14 – Рекомендуемые свойства раствора в интервале 50-750 м.

Показатель	Единица измерения	Значение
Плотность	г/см <sup>3</sup>	1,16
Условная вязкость API	с/кварта	40-55
Пластическая вязкость	сПз	15-25
ДНС API	фунт/100фут <sup>2</sup>	25-30
СНС 10"/10'	фунт/100фут <sup>2</sup>	4-16/6-30
Фильтрация API	мл/30 мин	6-8
pH	Ед.	8-9
Содержание песка	%	< 1
Содержание твердой фазы	%	< 10

Для интервала кондуктора используется буровой раствор, переведенный с интервала Направления в полном объеме. Разбурку цементного стакана

осуществлять на переведенном буровом растворе. При разбурировании не задействовать «рабочие» емкости. Циркуляцию осуществлять через емкость ЦСГО – буровые насосы, либо промежуточную емкость.

Не допускать снижения концентрации ПАА-В (высокомолекулярные полимеры) ниже 1 кг/м<sup>3</sup>.

Перед началом бурения все оборудование очистки должно быть проверено и отрегулировано. Обеспечить необходимый комплект сеток для бурения интервала. На постоянной основе отслеживать целостность сеток вибросит.

Перед проведением СПО промывки должны производиться с постоянным интенсивным расхаживанием бурильной колонны, не реже 1 раз в 3-5 минут, не менее двух полных циклов скважины.

Контролировать объем раствора в циркуляции при бурении песков, с целью предупреждения осложнений, связанных с поглощениями, отфильтровывания бурового раствора, отслеживать эффективность очистки ствола скважины от выбуренной породы в случае отсутствия шлама на ситах, осуществить прокачку очищающих пачек.

При появлении признаков: сальникообразования, роста давления, момента, выход сальников на устье скважины, осуществить прокачку пачки согласно мероприятию, увеличить реологические свойства раствора, вязкость не менее 55 сек, путем введения Праестола 2540 в рабочую емкость по циркуляции.

При бурении интервала работа четвертой ступени системы очистки не допустима, контроль содержания плотности, твердой фазы и уровня бурового раствора в рабочих емкостях осуществляется путем пополнения и разбавления свежеприготовленным.

Таблица 2.15 - Рекомендуемый размер сеток вибросит

Наименование	Типоразмер ячеек (меш API/мм)	Количество, шт.
I ступень – вибросита	84-110	3
II ступень – песко/илоотделитель	270-325	1

Таблица 2.16 – Ожидаемая потребность в материалах

Наименование реагента	Итого, тонн	Назначение реагента
ПАА-В (Праестол 2540Н)	0,250	Капсулятор
ПАЦ-В	0,500	Регулятор реологии
Полиэколь	0,200	Ингибитор
Полиэкосил	0,600	Ингибитор
SAPP	0,046	Разжижитель
Полиантифрик	0,180	Детергент

Интервал 750-2910:

Краткие сведения об интервале:

Литологическое строение разреза – Аргиллит, песчаник, алевролит, уголь. Возможные осложнения – Осыпи, обвалы, ГНВП, дифференциальный прихват. Рекомендуемый тип раствора – КС1 – полимерный.

Таблица 2.17 – Рекомендуемые свойства растворы

Показатель	Единица измерения	Значение	
		750-2755	2870
Плотность	г/см <sup>3</sup>	1,13	
Условная вязкость API	с/кварта	40-55	
Пластическая вязкость	сПз	10-25	
ДНС API	фунт/100фут <sup>2</sup>	20-25	
СНС 10"/10'	фунт/100фут <sup>2</sup>	6-12 / 8-25	
Фильтрация API	мл/30 мин	5-6	< 5
pH	Ед.	≤ 1	
Содержание песка	%	≤ 0,5	
Содержание твердой фазы	%	< 8	< 7
МВТ	кг/м <sup>3</sup>	≤ 42	≤ 35
Содержание хлорид-ионов	мг/л	20000-35000	
Содержание CaCO <sub>3</sub>	кг/м <sup>3</sup>	60-80	
Содержание смазки	%	1-1,5	3

Перед началом бурения все оборудование очистки должно быть проверено и отрегулировано. Обеспечить необходимый комплект сеток для бурения интервала. На постоянной основе отслеживать целостность сеток вибросит.

Контролировать объем раствора в циркуляции при бурении песков, с целью предупреждения осложнений, связанных с поглощениями, отфильтровывания бурового раствора, отслеживать эффективность очистки ствола скважины от выбуренной породы в случае отсутствия шлама на ситах, осуществить прокачку очищающих пачек, увеличить время промывки и расхаживания.

При появлении признаков сальникообразования рост давления, момента, снизить реологические параметры бурового раствора до минимальных значений согласно программы промывки, а также осуществить прокачку пачки согласно мероприятию.

Во время бурения с представителями геологической службы производить отслеживание литологических и геологических характеристик выбуренной породы с целью уточнения интервала бурения.

Перед подъемом КНБК на контрольную шаблонировку или спуском ОК, произвести снижение реологических параметров бурового раствора до средних или минимальных значений согласно программе промывки

После нахождения скважины без циркуляции более 4 часов, промывку начинать с минимально возможной производительности не менее 15 минут до выравнивания давления с постепенным выходом на рабочую.

Таблица 2.18 – Рекомендуемый размер сеток вибросит

Наименование	Типоразмер ячеек	Количество
I ступень – вибросита	120-165	3
II ступень – песко/илоотделитель	270-325	1
IV ступень - центрифуга	-	2



Перед началом бурения все оборудование очистки должно быть проверено и отрегулировано. Обеспечить необходимый комплект сеток для бурения интервала.

## **2.5 Схема обвязки агрегатов при цементировании, расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов**

Обсадная колонна для направления цементируется с использованием цемента ПЦТ1-100. Цемент ПЦТ1-100 - этот тампонажный цемент, он используется для затворения тампонажных растворов с оптимальным соотношением цена – рабочие свойства, который обеспечивает заданную прочность и непроницаемость цементного камня, эксплуатируемого в интервалах водоносных пластов. Направление цементируется в интервале 0 - 50 м. полностью, до устья, плотность цементного раствора 1830 кг/м<sup>3</sup>.

Обсадная колонна для кондуктора цементируется ПЦТ1-100, в интервале от башмака и выше на 440 метров (глубина 310 по стволу) размещается цементный раствор, такой же плотности, как и для направления 1830 кг/м<sup>3</sup>. Цементирование кондуктора в интервале от 310 метров ( до устья осуществляется облегченным тампонажным раствором ОТМ-4, плотностью 1400 кг/м<sup>3</sup>. ОТМ применяется для непродуктивных интервалов, имеющих в своем разрезе пласты, склонные к поглощениям, а так же с целью снизить гидростатическое давление на продуктивные пласты. В качестве буферной жидкости при цементировании эксплуатационной колонны использовать техническую воду с добавлением 0,5% МБП-М.

Эксплуатационная колонна цементируется двумя порциями тампонажного раствора в одну ступень по технологии прямого цементирования с использованием цемента ПЦТ1-100 и ОТМ-4. В интервале от башмака колонны и выше на 621 метров (глубина 2289 по стволу) будет использоваться цементный раствор ПЦТ1-100 плотностью 1920 кг/м<sup>3</sup>, а в интервале от 2289 до 300 м используется облегченный тампонажный раствор ОТМ-4 плотностью 1400 кг/м<sup>3</sup>.

Во время цементирования используются следующие оборудования Российского производства: Цементосмесительные машины 2СМН-20, агрегаты ЦА-320М, блок-манифольд БМ-700, осреднительные емкости УСО-20. Процесс цементирования контролируется Российской станцией контроля цементирования КСКЦ-01. БМ-700 облегчает и ускоряет обвязку трубопроводов агрегатов и более эффективно осуществляет управление процессом цементирования, благодаря включению в схему КСКЦ-01.

Для выравнивания получения заданных параметров вовремя цементирования колонн, затворяемых различных точках тампонажных растворов, осуществляется с использованием обвязки цементировочного оборудования. Первоначально раствор подают в осреднительную емкость УСО-20, далее подвергают дополнительному перемешиванию, для усреднения параметром. Первым делом производится закачка буферной жидкости в обсадную колонну, далее из осреднительной емкости отбирают тампонажным раствором тремя цементировочными агрегатами ЦА-320М и через манифольд БМ-700 по двум линиям высокого давления закачивают в обсадную колонну.

Закачивают раствор последовательно, сначала облегченный, потом обычный цементный раствор. Потом продавочную пробку открепляют и одним агрегатом продавливают ее через верхний кран цементировочной головки 1м<sup>3</sup> продавочной жидкости, остальная продавочная жидкость закачивается определенным числом агрегатов через боковые краны. Последний куб или полтора куба продавочной жидкости закачиваются одним агрегатом на первой скорости, чтобы словить момент «Стоп».

Закачка буфера производится двумя агрегатами на IV скорости, облегченный цементный раствор закачивается тремя агрегатами на IV скорости, обычный цементный раствор закачивается тремя агрегатами на IV скорости. Потом один агрегат на IV скорости осуществляет продавку пробки одним кубом продавочной жидкости. После этого продавка осуществляется тремя агрегатами на IV скорости до тех пор, пока давление на устье не вырастет до предельного давления, развиваемого агрегатом (19МПа). Затем, два агрегата переключаются

на III скорость и последний куб продавочной жидкости закачивают одним агрегатом на I скорости, чтобы словить момент «Стоп». На рисунке 2.5 приведена схема обвязки цементирующей техники.

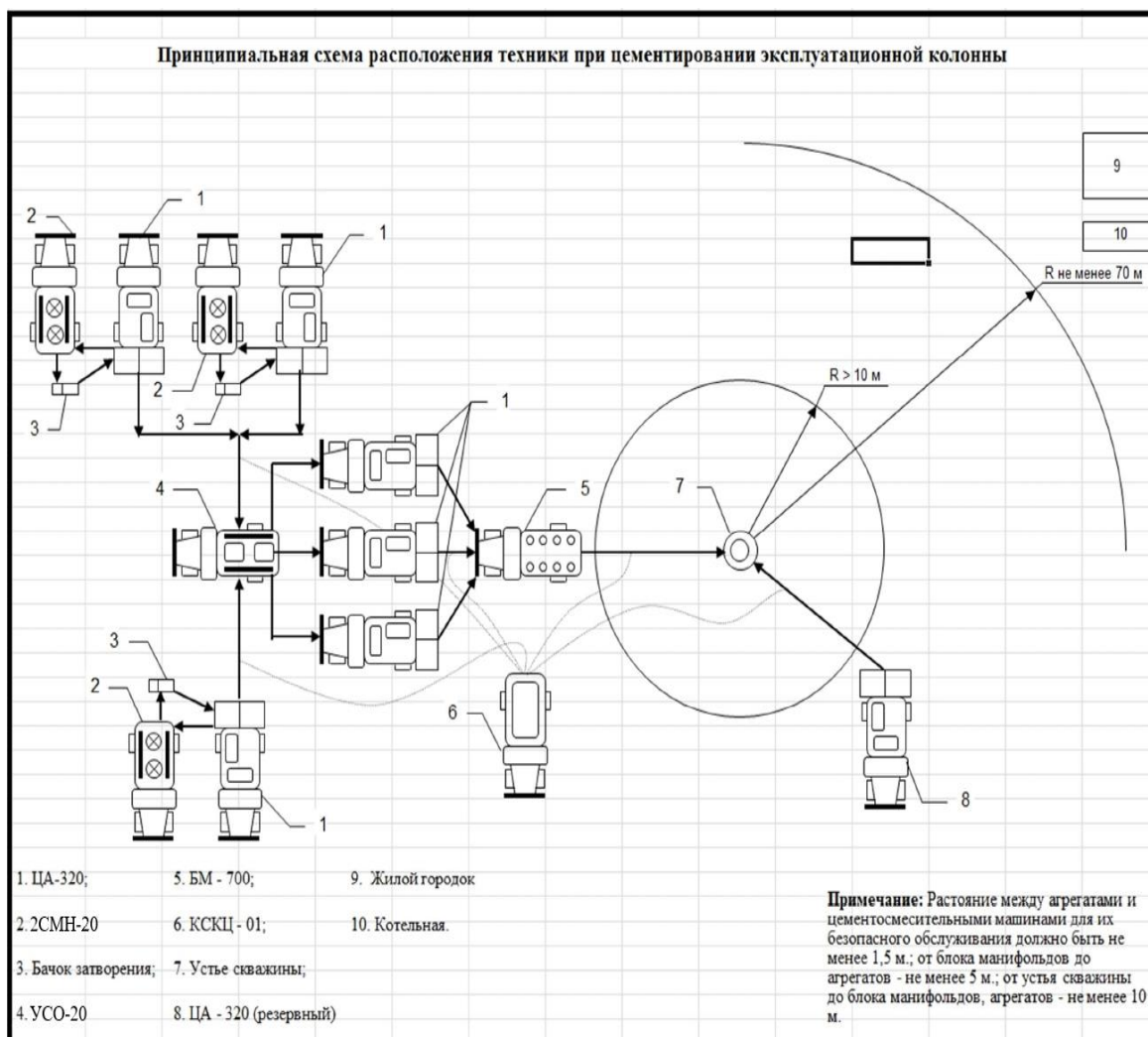


Рисунок 2.6 – Схема обвязки цементирующей техники

### 2.5.1 Расчет цементирования Направления

Проектные данные: Диаметр долота,  $D_d = 393,7$  мм; Наружный диаметр обсадной колонны,  $d_n = 324$  мм; Внутренний диаметр обсадной колонны,  $d_{вн} = 0,306$  м; Удельный вес тампонажного раствора  $\gamma_{ц} = 1,83$  г/см<sup>3</sup>; Удельный вес промывочной жидкости,  $\gamma_p = 1,14$  г/см<sup>3</sup>; Водоцементное отношение  $m = 0,5$ ; Высота подъема цементного раствора,  $H_{ц} = 50$  м; Высота цементного стакана,  $h_{ц.с.} = 12$  м; Коэффициент кавернозности,  $K_k = 1,22$ ; Коэффициент, учитывающий

потери цемента,  $K_{ц} = 1,05$ ; Коэффициент, учитывающий потери воды,  $K_{в} = 1,09$ ;

По формуле определяем количество тампонажного раствора для направления:

$$V_{ц} = \frac{\pi}{4} \times K_{к} ((D_{д}^2 - d_{н}^2) \times H_{ц} + d_{в}^2 \times h_{цс}) \text{ м}^3; \quad (2.20)$$

$$V_{ц} = 0,785 \times 1,22 \times ((0,3937^2 - 0,324^2) \times 50 + 0,306^2 \times 12) = 3,47 \text{ м}^3;$$

Рассчитаем количество сухой тампонажной смеси, для приготовления тампонажного раствора:

$$M_{тс} = K_{ц} \times \frac{\gamma_{в} \times \gamma_{цр} \times \gamma_{сц}}{(\gamma_{в} + m)} T; \quad (2.21)$$

где,  $\gamma_{в}$  – плотность воды,  $\text{кг/м}^3$ ;  $m$  – водоцементное отношение;  $\gamma_{цр}$  – плотность цементного раствора,  $\text{кг/м}^3$ ;  $\gamma_{сц}$  – плотность сухого цемента,  $\text{кг/м}^3$ .

$$M_{тс} = 1,05 \times \frac{1 \times 1,83 \times 4,08}{(1 + 0,5)} = 5,23 \text{ т.}$$

Расчитываем количество жидкости для затворения тампонажного раствора,  $\text{м}^3$ :

$$V_{в} = \frac{K_{в} \times M_{тс} \times m}{\gamma_{в}} \text{ м}^3; \quad (2.22)$$

$K_{в}$  – коэффициент, учитывающий потери воды;

$$V_{в} = \frac{1,1 \times 5,23 \times 0,5}{1} = 2,88 \text{ м}^3;$$

Расчитываем объем продавочной жидкости,  $\text{м}^3$ :

$$V_{прод} = \frac{\pi}{4} \times K_{в} \times d_{в}^2 \times (H_{ц} - h_{цс}) \text{ м}^3; \quad (2.23)$$

$$V_{прод} = 0,785 \times 1,1 \times 0,306^2 \times (50 - 12) = 3,07 \text{ м}^3;$$

Гидравлический расчет:

Условия, для успешного цементирования:  $P_1 \leq [P_1]$ ;  $P_2 \leq [P_2]$ ;  $P_3 \leq [P_3]$ ; Где  $P_1 \leq [P_1]$  – расчетное и допустимое давление на цементировочной головке ГУЦ 324\*100  $[P_1] = 10 \text{ МПа}$ ;  $P_2 \leq [P_2]$  - расчетное и допустимое давление на насосах цементировочных агрегатов ЦА-320М  $[P_2] = 32 \text{ МПа}$ ;  $P_3 \leq [P_3]$  – расчетное давление на забое скважины и давление гидроразрыва пород  $[P_3] = 4 \text{ МПа}$ .

Рассчитаем на цементировочной головке давление в конечный момент цементирования:

$$P_1 = \frac{(H_{ц} - h_{цс}) \times (\gamma_{сц} - \gamma_{р})}{10^5} + P_{тр} + P_{затр}; \quad (2.24)$$

где,  $P_{тр}$  – гидравлическое сопротивление в момент окончания прокачки продажной жидкости в трубах, МПа;  $P_{затр}$  – сопротивление в затрубном пространстве, МПа;

$$P_{тр} = \frac{(0,289 \times 10^{-7}) \times \gamma_p \times Q^2 \times l}{d_{вс}^5}; \quad (2.25)$$

$$P_{затр} = \frac{(0,289 \times 10^{-7}) \times \gamma_{цн} \times Q^2 \times H_{цн}}{(D - d_{н})^3 \times (D + d_{н})^2}; \quad (2.26)$$

где,  $d_{вс}$  – внутренний диаметр обсадной колонны, м;  $Q$  – подача насосов (в конечный момент  $Q = Q_{мин} = 0,003 \text{ м}^3/\text{с}$ );

$$P_{затр} = \frac{(0,289 \times 10^{-7}) \times 1830 \times 0,003^2 \times 50}{(0,3937 - 0,324)^3 \times (0,3937 + 0,324)^2} = \frac{2,4 \times 10^{-8}}{1,7 \times 10^{-4}} = 1,4 \times 10^{-4} \text{ МПа};$$

$$P_{тр} = \frac{(0,289 \times 10^{-7}) \times 1140 \times 0,003^2 \times 50}{0,306^5} = 5,5 \times 10^{-6} \text{ МПа};$$

$$P_1 = \frac{(50 - 12) \times (1830 - 1140)}{10^5} + 5,5 \times 10^{-6} + 1,4 \times 10^{-4} = 0,262 \text{ МПа};$$

$P_1 \leq [P_1]$  – условие соблюдается,  $P_2 \approx P_1$ , следовательно условие  $P_2 \leq [P_2]$  соблюдается.

Рассчитаем давление на забое в конечный момент цементирования:

$$P_3 = \frac{(H_{цн} \times \gamma_{цн})}{10^5} = \frac{50 \times 1830}{10^5} = 0,915 \text{ МПа}; \quad (2.27)$$

$P_3 \leq [P_3]$  – условие соблюдается, рассчитаем подачу насосов при продавливании тампонажного раствора, для обеспечения скорости восходящего потока в кольцевом пространстве ( $V = 0,5 \text{ м/с}$ ):

$$Q_{цн} = 0,785 \times V \times (D_c^2 - d_{н}^2); \quad (2.28)$$

$$Q_{цн} = 0,785 \times 0,5 \times (0,3937^2 - 0,324^2) = 0,02 \text{ м}^3/\text{с};$$

Подача во время закачивания определяется из условий, что плотность цемента равна  $1830 \text{ кг/м}^3$ , а производительность цементно-смесительных машин (СМН)  $q_{пн} = 11,5 \text{ л/с}$ , тогда число машин определяется по формуле:

$$n_c = \frac{M_{мс}}{M_c}; \quad (2.29)$$

где,  $M_c$  – вместимость машин, = 20 тонн;

$$n_c = \frac{5,23}{20} = 0,26;$$

Следовательно, нам необходима 1 цементно-смесительная машина.

Рассчитаем подачу насосов, при закачивании тампонажного раствора:

$$Q = q_T \times n_c; \quad (2.30)$$

$$Q = 11,5 \times 1 = 11,5 \text{ л/с};$$

Определим число цементируемых агрегатов:

$$n_{ца} = \frac{Q}{q_{IV}} + 1; \quad (2.31)$$

где,  $q_{IV}$  – производительность агрегата на четвертой передаче, 14,5 л/с.

$$n_{ца} = \frac{20}{14,5} + 1 = 2,4;$$

Следовательно, нам необходимо 3 агрегата, для закачки тампонажного раствора. Определим продолжительность закачивания тампонажного раствора:

$$t_3 = \frac{V_{ц}}{60 \times Q_{ц}}; \quad (2.32)$$

$$t_3 = \frac{3,47}{60 \times 0,02} = 2,89 \text{ мин};$$

Продолжительность продавливания тампонажного раствора:

$$t_{пр} = \frac{V_{прод}}{60 \times Q}; \quad (2.33)$$

$$t_{пр} = \frac{3,07}{60 \times 0,0115} = 4,45 \text{ мин};$$

Теперь рассчитаем общее время цементирование тампонажного раствора:

$$t_{ц} = t_{пр} + t_3 + 15 = 22,34 \text{ мин};$$

условие  $t_{ц} \leq 0,75 t$  – начало схватывания цемента от 1ч 20 мин – 2 ч., следовательно наше условие выполняется.

## 2.5.2 Расчет цементирования Кондуктора

Рассчитываем цементирование кондуктора от 50 до 750 м.

Проектные данные: Диаметр долота,  $D_d = 295,3$  мм; Наружный диаметр обсадной колонны,  $d_n = 245$  мм; Внутренний диаметр обсадной колонны,  $d_b = 223$  мм; Удельный вес утяжеленного тампонажного раствора г/см<sup>3</sup>,  $\gamma_{ц} = 1,83$  г/см<sup>3</sup>; Удельный вес облегченного тампонажного раствора г/см<sup>3</sup>,  $\gamma_{ц} = 1,4$  г/см<sup>3</sup> Удельный вес промывочной жидкости,  $\gamma_p = 1,16$  г/см<sup>3</sup>; Водоцементное

отношение  $m = 0,5$ ; Высота подъема цементного раствора,  $H_{ц} = 750\text{м}$ ; Высота цементного стакана,  $h_{ц.с.} = 12 \text{ м}$ ; Коэффициент кавернозности,  $K_k = 1,3$ ; Коэффициент, учитывающий потери цемента,  $K_{ц} = 1,3$ ; Коэффициент, учитывающий потери воды,  $K_B = 1,1$ ;

Определяем количество утяжеленного и облегченного тампонажного раствора для кондуктора:

$$V_{y.ц} = 0,785 \times 1,3 \times ((0,2953^2 - 0,2453^2) \times 440 + 0,223^2 \times 12) = 12,7 \text{ м}^3;$$

$$V_{o.ц} = 0,785 \times 1,3 \times ((0,2953^2 - 0,2453^2) \times 310 + 0,223^2 \times 12) = 9,2 \text{ м}^3;$$

Рассчитаем количество сухой тампонажной смеси, для приготовления тампонажного раствора:

$$M_{y.тс} = 1,05 \times \frac{1 \times 1,83 \times 12,7}{(1 + 0,5)} = 15,5 \text{ т};$$

$$M_{o.тс} = 1,05 \times \frac{1 \times 1,4 \times 9,2}{(1 + 0,5)} = 8,6 \text{ т};$$

Расчитываем количество жидкости для затворения тампонажного раствора,  $\text{м}^3$ :

$$V_B = \frac{1,1 \times 24,1 \times 0,5}{1} = 13,26 \text{ м}^3;$$

Расчитываем объем продавочной жидкости,  $\text{м}^3$ :

$$V_{\text{прод}} = 0,785 \times 1,1 \times 0,223^2 \times (750-12) = 31,7 \text{ м}^3;$$

Гидравлический расчет:

Условия, для успешного цементирования:  $P_1 \leq [P_1]$ ;  $P_2 \leq [P_2]$ ;  $P_3 \leq [P_3]$ ; Где  $P_1 \leq [P_1]$  – расчетное и допустимое давление на цементировочной головке ГУЦ 245\*320  $[P_1] = 32\text{МПа}$ ;  $P_2 \leq [P_2]$  - расчетное и допустимое давление на насосах цементировочных агрегатов ЦА-320М  $[P_2] = 32 \text{ МПа}$ ;  $P_3 \leq [P_3]$  – расчетное давление на забое скважины и давление гидроразрыва пород  $[P_3] = 28\text{МПа}$ .

Расчитаем на цементировочной головке давление в конечный момент цементирования:

$$P_{\text{затр}} = \frac{(0,289 \times 10^{-7}) \times 1830 \times 0,003^2 \times 440}{(0,2953 - 0,245)^3 \times (0,2943 + 0,245)^2} + \frac{(0,289 \times 10^{-7}) \times 1400 \times 0,003^2 \times 310}{(0,2953 - 0,245)^3 \times (0,2943 + 0,245)^2} =$$

$$0,87 * 10^{-2} \text{ МПа};$$

$$P_{\text{тр}} = \frac{(0,289 \times 10^{-7}) \times 1160 \times 0,003^2 \times 750}{0,223^5} = 2 * 10^{-4} \text{ МПа};$$

$$P_1 = \frac{(440 - 12) \times (1830 - 1160)}{10^5} + \frac{(310 - 12) \times (1400 - 1160)}{10^5} + 0,9 \times 10^{-2} + 2 \times 10^{-4}$$

$$= 3,6 \text{ Мпа};$$

Рассчитаем давление на забое в конечный момент цементирования:

$$P_3 = \frac{(H_{ц} \times \gamma_{ц})}{10^5} = \frac{440 \times 1830}{10^5} + \frac{310 \times 1400}{10^5} = 12,4 \text{ Мпа};$$

$P_3 \leq [P_3]$  – условие соблюдается, рассчитаем подачу насосов при продавливании тампонажного раствора, для обеспечения скорости восходящего потока в кольцевом пространстве ( $V = 0,5 \text{ м/с}$ ):

$$Q_{ц} = 0,785 \times 0,5 \times (0,2953^2 - 0,245^2) = 0,01 \text{ м}^3/\text{с};$$

Определим число машин для закачки тампонажного раствора:

$$n_c = \frac{24,1}{20} = 1,2;$$

Следовательно, нам необходимо 2 цементно-смесительных машин.

Рассчитаем подачу насосов, при закачивании тампонажного раствора:

$$Q = 11,5 \times 2 = 23 \text{ л/с};$$

Определим число цементировочных агрегатов:

$$n_{ца} = \frac{10}{14,5} + 1 = 2,4;$$

Следовательно, нам необходимо 3 агрегата, для закачки тампонажного раствора. Определим время, затраченное на весь процесс цементирования:

$$T_{цем} = T_{буф} + T_{у.цр} + T_{о.цр} + T_{прод.} + T_{рез};$$

$$T = \frac{V}{k \times q \times n};$$

$$T_{буф} = \frac{7}{1,05 \times 0,0145 \times 2} = 229,9 \text{ с} = 3,8 \text{ мин};$$

$$T_{о.цр} = \frac{9,2}{1,05 \times 0,0145 \times 2} = 302,1 \text{ с} = 5 \text{ мин};$$

$$T_{у.цр} = \frac{12,7}{1,05 \times 0,0145 \times 3} = 278 \text{ с} = 4,6 \text{ мин};$$

$$T_{прод} = \frac{1,5}{1,05 \times 0,0145 \times 1} + \frac{15}{1,05 \times 0,0145 \times 3} + \frac{3,95}{1,05 \times 0,0081 \times 2} + \frac{2,05}{1,05 \times 0,0043 \times 2} +$$

$$\frac{1,5}{1,05 \times 0,0023 \times 1} = 98,5 + 328,4 + 232,2 + 227 + 621,1 = 1507,2 \text{ с} = 25,1 \text{ мин};$$

Резервное время – 15 минут, это время для открепления продавочной пробки в цементировочной головке, следовательно:



$$T_{\text{це}} = 3,8 + 5 + 4,6 + 25,1 + 15 = 53,5 \text{ мин};$$

условие  $t_{\text{ц}} \leq 0,75 \text{ т}$  – начало схватывания цемента от 1ч 20 мин – 2 ч., следовательно наше условие выполняется.

### 2.5.3 Расчет цементирование Эксплуатационной колонны

Рассчитываем цементирование для эксплуатационной колонны от 750 до 2910 м.

Проектные данные: Диаметр долота,  $D_{\text{д}} = 215,9 \text{ мм}$ ; Наружный диаметре обсадной колонны,  $d_{\text{н}} = 146 \text{ мм}$ ; Внутренний диаметр обсадной колонны,  $d_{\text{в}} = 0,127 \text{ м}$ ; Удельный вес утяжеленного тампонажного раствора  $\text{г/см}^3$ ,  $\gamma_{\text{ц}} = 1,92 \text{ г/см}^3$ ; Удельный вес облегченного тампонажного раствора  $\text{г/см}^3$ ,  $\gamma_{\text{ц}} = 1,4 \text{ г/см}^3$  Удельный вес промывочной жидкости,  $\gamma_{\text{р}} = 1,13 \text{ г/см}^3$ ; Водоцементное отношение  $m = 0,5$ ; Высота подъема цементного раствора,  $H_{\text{ц}} = 2610 \text{ м}$ ; Высота цементного стакана,  $h_{\text{ц.с.}} = 12 \text{ м}$ ; Коэффициент кавернозности,  $K_{\text{к}} = 1,3$ ; Коэффициент, учитывающий потери цемента,  $K_{\text{ц}} = 1,3$ ; Коэффициент, учитывающий потери воды,  $K_{\text{в}} = 1,1$ ;

Определяем количество утяжеленного и облегченного тампонажного раствора для кондуктора:

$$V_{\text{у.ц}} = 0,785 \times 1,3 \times ((0,215^2 - 0,146^2) \times 621 + 0,127^2 \times 12) = 16 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{о.ц}} = 0,785 \times 1,3 \times ((0,215^2 - 0,146^2) \times 1989 + 0,127^2 \times 12) = 50,6 \text{ м}^3;$$

Рассчитаем количество сухой тампонажной смеси, для приготовления тампонажного раствора:

$$M_{\text{у.тс}} = 1,05 \times \frac{1 \times 1,92 \times 16}{(1 + 0,5)} = 21 \text{ т};$$

$$M_{\text{о.тс}} = 1,05 \times \frac{1 \times 1,4 \times 50,6}{(1 + 0,5)} = 40 \text{ т};$$

Расчитываем количество жидкости для затворения тампонажного раствора,  $\text{м}^3$ :

$$V_{\text{в}} = \frac{1,1 \times 61 \times 0,5}{1} = 33,55 \text{ м}^3;$$

Рассчитываем объем продавочной жидкости,  $\text{м}^3$ :

$$V_{\text{прод}} = 0,785 \times 1,1 \times 0,127^2 \times (2610 - 12) = 36,2 \text{ м}^3;$$

Гидравлический расчет:

Условия, для успешного цементирования:  $P_1 \leq [P_1]$ ;  $P_2 \leq [P_2]$ ;  $P_3 \leq [P_3]$ ; Где  $P_1 \leq [P_1]$  – расчетное и допустимое давление на цементировочной головке ГУЦ 147\*400  $[P_1] = 40$  МПа;  $P_2 \leq [P_2]$  - расчетное и допустимое давление на насосах цементировочных агрегатов ЦА-320М  $[P_2] = 32$  МПа;  $P_3 \leq [P_3]$  – расчетное давление на забое скважины и давление гидроразрыва пород  $[P_3] = 52$  МПа.

Рассчитаем на цементировочной головке давление в конечный момент цементирования:

$$P_{\text{затр}} = \frac{(0,289 \times 10^{-7}) \times 1920 \times 0,003^2 \times 621}{(0,215 - 0,146)^3 \times (0,215 + 0,146)^2} + \frac{(0,289 \times 10^{-7}) \times 1400 \times 0,003^2 \times 1989}{(0,215 - 0,146)^3 \times (0,215 + 0,146)^2} = 2,4 \times 10^{-2} \text{ МПа};$$

$$P_{\text{тр}} = \frac{(0,289 \times 10^{-7}) \times 1130 \times 0,003^2 \times 2610}{0,127^5} = 0,02 \text{ МПа};$$

$$P_1 = \frac{(621 - 12) \times (1920 - 1130)}{10^5} + \frac{(1989 - 12) \times (1400 - 1130)}{10^5} + 0,02 + 0,024 = 15 \text{ МПа};$$

Рассчитаем давление на забое в конечный момент цементирования:

$$P_3 = \frac{(H_{\text{ц}} \times \gamma_{\text{ц}})}{10^5} = \frac{621 \times 1920}{10^5} + \frac{1989 \times 1400}{10^5} = 39,8 \text{ МПа};$$

$P_3 \leq [P_3]$  – условие соблюдается, рассчитаем подачу насосов при продавливании тампонажного раствора, для обеспечения скорости восходящего потока в кольцевом пространстве ( $V = 0,5$  м/с):

$$Q_{\text{ц}} = 0,785 \times 0,5 \times (0,2159^2 - 0,146^2) = 0,01 \text{ м}^3/\text{с};$$

Определим число машин для закачки тампонажного раствора:

$$n_{\text{с}} = \frac{61}{20} = 3,05;$$

Следовательно, нам необходимо 3 цементно-смесительных машин. Рассчитаем подачу насосов, при закачивании тампонажного раствора:

$$Q = 11,5 \times 3 = 34,5 \text{ л/с};$$

Определим число цементировочных агрегатов:

$$n_{\text{ца}} = \frac{10}{14,5} + 1 = 2,4;$$

Следовательно, нам необходимо 3 агрегата, для закачки тампонажного раствора.

Определим время, затраченное на весь процесс цементирования:

$$T_{\text{цем}} = T_{\text{буф}} + T_{\text{у.цр}} + T_{\text{о.цр}} + T_{\text{прод.}} + T_{\text{рез.}}$$

$$T = \frac{V}{k \times q \times n};$$

$$T_{\text{буф}} = \frac{10}{1,05 \times 0,0145 \times 2} = 328 \text{ с} = 5,4 \text{ мин};$$

$$T_{\text{о.цр}} = \frac{50,6}{1,05 \times 0,0145 \times 2} = 1662 \text{ с} = 27,6 \text{ мин};$$

$$T_{\text{у.цр}} = \frac{16}{1,05 \times 0,0145 \times 3} = 350 \text{ с} = 5,8 \text{ мин};$$

$$T_{\text{прод.}} = \frac{1,5}{1,05 \times 0,0145 \times 1} + \frac{40}{1,05 \times 0,0145 \times 3} + \frac{5,95}{1,05 \times 0,0081 \times 2} + \frac{2,05}{1,05 \times 0,0043 \times 2} + \frac{1,5}{1,05 \times 0,0023 \times 1} = 98,5 + 875,7 + 349,8 + 227 + 621,1 = 2172 \text{ с} = 36 \text{ мин};$$

Резервное время – 15 минут, это время для открепления продавочной пробки в цементировочной головке, следовательно:

$$T_{\text{цем}} = 5,4 + 27,5 + 5,8 + 36 + 15 = 89,7 \text{ мин};$$

условие  $T_{\text{ц}} \leq 0,75 T_{\text{н.схв}}$  – начало схватывания цемента от 1ч 20 мин – 2 ч, следовательно наше условие выполняется, следовательно цементирование производится с обеспечением всех технологических требований.

#### 2.5.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Интервалы установки и количество элементов технологической оснастки уточняются по результатам геофизических исследований в открытом стволе, по согласованию с геологическими службами Заказчика и Подрядчика. Название, шифр и типоразмер технологической оснастки обсадных колонн может быть изменен после согласования с геологической службой Заказчика.

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- Башмак БKM-324 – для направления; Башмак БKM-245 – для кондуктора; Башмак БKM-146 – для эксплуатационной колонны.

- Обратный клапан ЦКОДМ-245-2 для кондуктора и обратный клапан ЦКОДМ-146-1 для эксплуатационной колонны.
- Центраторы ЦЦ-1-324/394 для направления, центраторы ЦЦ-4-245/295 для кондуктора и центраторы ЦЦ-2-146/216 для эксплуатационной колонны (интервалы установки и количество центраторов приведены в таблице 2.19)
- Продавочная пробка ПП-324x351 для направления, пробка ПП-219x245 для кондуктора и пробка ПП-146 для эксплуатационной колонны

Таблица 2.19 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны	Элементы технологической оснастки	Количество, шт	Интервал установки, м. (по стволу)
Направление	Башмак БKM-324	1	50
	Центратор ЦЦ 1-324/394	3	12-38
	Пробка продавочная ПП -324x51	1	38
Кондуктор	Башмак БKM-245	1	750
	Обратный клапан ЦКОДМ-245-2	1	738
	Центратор ЦЦ-4-245/295	5	0-350
		10	350-750
Пробка ПП-219x245	1	738	
Эксплуатационная	Башмак БKM-146	1	2910
	Обратный клапан ЦКОДМ-146-1	1	2898
	Центратор ЦЦ-2-146/216	7	0-350
		60	350-2520
		8	2520-2910
Пробка ПП-146	1	2898	

## 2.6 Проверочный расчет буровой установки

### 2.6.1 Проверочный расчет мощности буровой установки

При выборе двигателя станка, определения состояния бурильной колонны, расчете режимных параметров необходимо знать затраты мощности буровой установки.

Мощность на холостом вращение рассчитывается из многочисленных факторов, таких как: режим бурения, раствора пород, конструкции скважины. Рассчитаем затрачиваемую мощность на холостое вращение:

$$N_{\text{хв}} = 55,8 \times 10^{-4} \times k_1 k_2 k_3 \times (1 + 0,44 \times \cos\beta \times (0,9 + 20\delta)) \times k_4 q d n^{1,83} L^{0,75}; \quad (2.34)$$

где,  $k_1$  - коэффициент, который учитывает тип соединения бурильных труб  $k_1=1,3$ ;  $k_2$  - коэффициент, который учитывает вид промывочной жидкости (при глинистом растворе  $k_2=1,1 \div 1,3$ ),  $k_3$  - коэффициент, который учитывает характер стенок скважины  $k_3=1$ ,  $k_4$  - коэффициент, который учитывает материал бурильных труб (для СБТ  $k_4=1$ ; для ЛБТ  $k_4=0,75$ ),  $q$  - масса 1 м бурильных труб, кг/м,  $L$  – глубина скважины,  $n$  – частоты вращения снаряда,  $\cos\beta$  – угол наклона скважины,  $\delta$  – зазор, между бурильными трубами и стенками скважины, м.,  $d$  – диаметр бурильных труб.

$$N_{\text{хв}} = 55,8 \times 10^{-4} \times 1,3 \times 1,2 \times 1 \times (1 + 0,44 \times \cos 0 (0,9 + 20 \times 0,0345)) \times 0,85 \\ \times 26,7 \times 127 \times 1,2^{1,83} 2910^{0,75} = 24 \text{ кВт};$$

Рассчитаем мощность затрачиваемую на бурение долотом на забое:

$$N_{\text{заб}} = 10^{-3} \times \mu \times P_{\text{д}} \times n \times D; \quad (2.35)$$

где,  $\mu$  – коэффициент трения долота,  $P_{\text{д}}$  – осевая нагрузка на долото, кГс,  $n$  – частота вращения долота,  $D$  – диаметр долота.

$$N_{\text{заб}} = 10^{-3} \times 0,4 \times 9477 \times 72 \times 0,216 = 59 \text{ кВт}$$

Рассчитаем значение дополнительных затрат мощности на вращение бурильной колонны:

$$N_{\text{доп}} = 2,45 \times 10^{-3} \times \delta \times P \times n; \quad (2.36)$$

$$N_{\text{доп}} = 2,45 \times 10^{-3} \times 0,0345 \times 9477 \times 72 = 57,6 \text{ кВт};$$

Определим общую мощность на бурение, кВт:

$$N_{\text{общ}} = N_{\text{хв}} + N_{\text{заб}} + N_{\text{доп}}; \quad (2.37)$$

$$N_{\text{общ}} = 24 + 59 + 57,6 = 140,6 \text{ кВт};$$

### 2.6.2 Расчет и выбор схемы талевой системы

Для того, чтобы определить конструкцию талевой системы необходимо знать максимальную нагрузку на крюке и грузоподъемность лебедки буровой установки.

Определим число рабочих ветвей талевой системы:

$$m = \frac{Q_{\text{кр}\Sigma}}{\mu * Q_{\text{л}}}; \quad (2.38)$$

где,  $\mu$  – КПД талевой системы,  $Q_{\text{л}}$  – грузоподъемность лебедки кГс,  $Q_{\text{кр}}$  – нагрузка на крюке, при подъеме колонны бурильных труб кГс;

$$Q_{\text{кр}\Sigma} = Q_{\text{кр.д}} + G_{\text{д}}, \text{ кГс}; \quad (2.39)$$

где,  $Q_{\text{кр}}$  – вес снаряда с учетом динамических сил,  $G_{\text{д}}$  – вес груза, с учетом динамических сил

где,  $Q_{\text{кр}}$  – чистый вес бурового снаряда,  $V$  – максимальная скорость подъема элеватора (2 м/с),  $t$  – время разгона элеватора (1,8 с),  $g$  – ускорение свободного падения

$$Q_{\text{кр}} = a_1 \times a_2 \times q \times L \times \left(1 - \frac{\gamma_{\text{ж}}}{\gamma_{\text{м}}}\right) \times \cos\theta_{\text{ср}} \times (1 + f \times \text{tg}\theta_{\text{ср}}), \text{ кГс}; \quad (2.40)$$

$a_1$  – коэффициент, который учитывает муфто-замковое соединение бурильных труб (1,2),  $a_2$  – коэффициент дополнительных сопротивлений (1,4),  $q$  – вес 1 метра труб (26,7),  $\gamma_{\text{м}}$  – удельный вес металла (7,85 Гс/см<sup>3</sup>),  $f$  – коэффициент трения (0,3).

$$G_{\text{д}} = G \times \left(1 + \frac{V}{g \times t}\right); \quad (2.41)$$

$G$  – вес подвижного груза,  $G = m_{\text{п}} + m_{\text{тб}}$ , где  $m_{\text{п}}$  – масса вертлюга,  $m_{\text{тб}}$  – масса талевого блока.

$$G = m_{\text{п}} + m_{\text{тб}} = 2420 + 5320 = 7740 \text{ кГс}; \quad (2.42)$$

Рассчитаем полную нагрузку на крюке, при подъеме колонны бурильных труб:

$$Q_{кр\Sigma} = (1,2 \times 1,4 \times 26,7 \times 2910 \times (1 - \frac{1,13}{7,85}) \times 1 \times 1 + 7740) \times (1 + \frac{2}{9,8 \times 1,8}) = 120853 \times 1,1 = 132939 \text{ кГс};$$

$$\frac{Q_{кр\Sigma}}{\mu * Q_{л}} = \frac{132939}{22000} = 6,04;$$

$$\mu_{тс} = \frac{\mu (1 - \mu^{u_{тс}})}{u_{тс} * (1 - \mu)}; \quad (2.43)$$

$u_{тс}$  – число ветвей талевого системы,  $\mu$  – КПД одного шкива (0,85);

$$\mu_{тс} = \frac{0,85 (1 - 0,85^6)}{6 * (1 - 0,85)} = 0,6$$

Определим число рабочих ветвей:

$$m = \frac{6,04}{0,6} = 10 \text{ струн}; \quad (2.44)$$

Берем конструкцию талевого системы – ТС 5х6, конец каната закреплен на лонжероне.

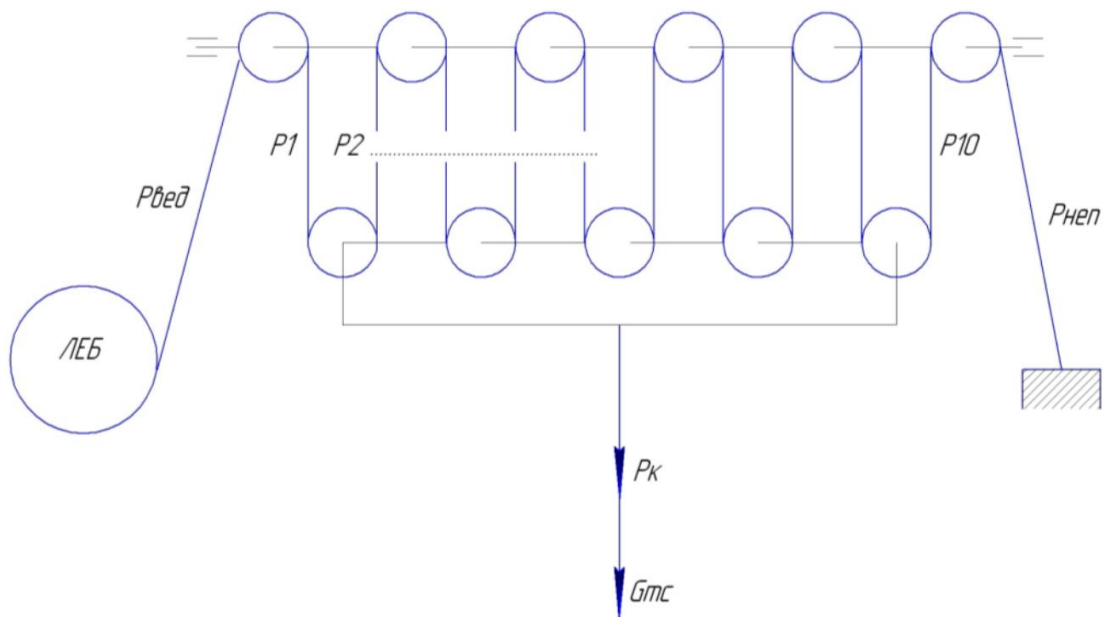


Рисунок 2.7 – Талевая система ТС 5х6, закрепленная на основание  
ВЫШКИ

### 2.6.3 Определение усилий в ветвях талевой системы и нагрузки на вышку

Определим нагрузку на талевую систему:

$$Q_0 = Q_{кр} + G + P_{л} + P_{м} \text{ кГс}; \quad (2.45)$$

где,  $G$  – вес подвижного груза (масса вертлюга + масса кронблока 7740 кГс),  $P_{л}$  – усилие в лебедочном конце каната,  $Q_{кр}$  – полный вес бурового снаряда в статике,  $P_{м}$  – усилие в мертвом конце.

$$Q_{кр} = a_1 \times q \times L \times \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}}\right) \text{ кГс}; \quad (2.46)$$

$$Q_{кр} = 1,2 \times 26,7 \times 2910 \times \left(1 - \frac{1,13}{7,85}\right) = 79933 \text{ кГс};$$

Найдем усилие в лебедочном конце каната:

$$P_{л} = \frac{Q_{кр} + G}{m} = \frac{79933 + 7740}{10} = 8767 \text{ кГс}; \quad (2.47)$$

Найдем усилие в мертвом конце каната:

$$P_{м} = \frac{P_{л}}{\beta^{11}} = \frac{8767}{1,04^{11}} = 5695 \text{ кГс}; \quad (2.48)$$

$$Q_0 = 79933 + 7440 + 8767 + 5695 = 101835 \text{ кГс};$$

Грузоподъемность вышки 225 тс, следовательно нагрузка на вышку в статическом состоянии не превышает, условие соблюдается.

Определим усилие в ветвях в статическом состоянии, т.к. все струны талевой системы нагружены равномерно, то усилие рассчитывается по формуле:

$$P = \frac{Q_{кр} + G}{m}; \quad (2.49)$$

$Q_{кр}$  – полный вес бурового снаряда в статическом состоянии,  $G$  – вес подвижного груза (7740 кГс),  $m$  – количество струн.

$$P = \frac{79933 + 7740}{10} = 8767 \text{ кГс};$$

Определим усилия в ветвях талевой системе при подъеме:

$$P_1 = \frac{P_{л}}{\beta}; P_2 = \frac{P_1}{\beta}; P_n = \frac{P_{л}}{\beta^n}; \quad (2.50)$$

Пусть  $P_1 P_2 \dots P_n$  рабочие ветви соответственно, в лебедочном конце каната  $P_{л}$ , а в конце каната, который закреплен на основание вышке  $P_{м}$ ;  $\beta$  – коэффициент сопротивления одного ролика талевой системы, который учитывает силы трения



в подшипниках роликов и каната об ролики (1,04), тогда рассчитаем усилие в лебедочном конце каната при подъеме:

$$P_{\text{л}} = Q_{\text{кр}} \Sigma \times \frac{\beta^{10}(\beta-1)}{\beta^{10}-1}; \quad (2.51)$$

$$P_{\text{л}} = 79933 \times \frac{1,04^{10}(1,04-1)}{1,04^{10}-1} = 9855 \text{ кГс};$$

$$P_1 = \frac{9855}{1,04} = 9476 \text{ кГс};$$

$$P_2 = \frac{9855}{1,04^2} = 9111 \text{ кГс};$$

$$P_3 = \frac{9855}{1,04^3} = 8761 \text{ кГс};$$

$$P_4 = \frac{9855}{1,04^4} = 8424 \text{ кГс};$$

$$P_5 = \frac{9855}{1,04^5} = 8100 \text{ кГс};$$

$$P_6 = \frac{9855}{1,04^6} = 7788 \text{ кГс};$$

$$P_7 = \frac{9855}{1,04^7} = 7489 \text{ кГс};$$

$$P_8 = \frac{9855}{1,04^8} = 7201 \text{ кГс};$$

$$P_9 = \frac{9855}{1,04^9} = 6924 \text{ кГс};$$

$$P_{10} = \frac{9855}{1,04^{10}} = 6657 \text{ кГс};$$

$$P_{11} = \frac{9855}{1,04^{11}} = 6401 \text{ кГс};$$

Рассчитаем усилие в лебедочном конце каната при спуске инструмента:

$$P_{\text{л}} = Q_{\text{кр}} \Sigma \times \frac{\beta-1}{\beta(1,04^{10}-1)} \text{ кГс}; \quad (2.52)$$

$$P_{\text{л}} = 79933 \times \frac{1,04-1}{1,04(1,04^{10}-1)} = 6401 \text{ кГс};$$

$$P_1 = \frac{6401}{1,04} = 6155 \text{ кГс};$$

$$P_2 = \frac{6401}{1,04^2} = 5918 \text{ кГс};$$

$$P_3 = \frac{6401}{1,04^3} = 5690 \text{ кГс};$$

$$P_4 = \frac{6401}{1,04^4} = 5471 \text{ кГс};$$

$$P_5 = \frac{6401}{1,04^5} = 5261 \text{ кГс};$$

$$P_6 = \frac{6401}{1,04^6} = 5059 \text{ кГс};$$

$$P_7 = \frac{6401}{1,04^7} = 4864 \text{ кГс};$$

$$P_8 = \frac{6401}{1,04^8} = 4677 \text{ кГс};$$

$$P_9 = \frac{6401}{1,04^9} = 4497 \text{ кГс};$$

$$P_{10} = \frac{6401}{1,04^{10}} = 4324 \text{ кГс};$$

$$P_M = \frac{6401}{1,04^{11}} = 4158 \text{ кГс};$$

#### 2.6.4 Расчет мощности двигателя, для промывки скважины. Выбор бурового насоса

Мощность двигателя, которая необходима для привода бурового насоса рассчитывается по формуле:

$$N_H = \frac{k_M \times Q_H \times P_H}{\mu_H \times \mu}, \quad (2.53)$$

где,  $k_M$  – коэффициент запаса мощности (1,15),  $Q_H$  – подача насоса  $\text{м}^3/\text{с}$ ,  $P_H$  – давление нагнетания Па,  $\mu$  – КПД передач от двигателя (0,8),  $\mu_H$  – КПД насоса (0,85).

$$N_H = \frac{1,15 \times 27,9 \times 0,001 \times 16800000}{0,8 \times 0,85} = 793 \text{ кВт};$$

Исходя из приведенных расчетов, а также ориентируясь на вооружение оборудованием компаний выбираем 2 насоса УНБ-600А.

Буровой насос УНБ-600А двухпоршневого типа -дюплекс, двустороннего действия, горизонтальный, кривошипный предназначен для подачи промывочной жидкости на забой при бурении скважин до 5000 метров. Расшифровка УНБ – Уралмашевский насос буровой мощностью до 600 кВт. Насос имеет надежное устройство гидравлики и механики, систему смазки трущихся частей, а также использование консольно-поворотных кранов – все это в совокупности облегчает работу замены деталей сменного типа и узлов

гидравлики. Для регулировки параметров режима бурения используются различные сменные цилиндрические втулки и поршни одного из типов размеров, а также регулируются числа двойных ходов поршней насоса.

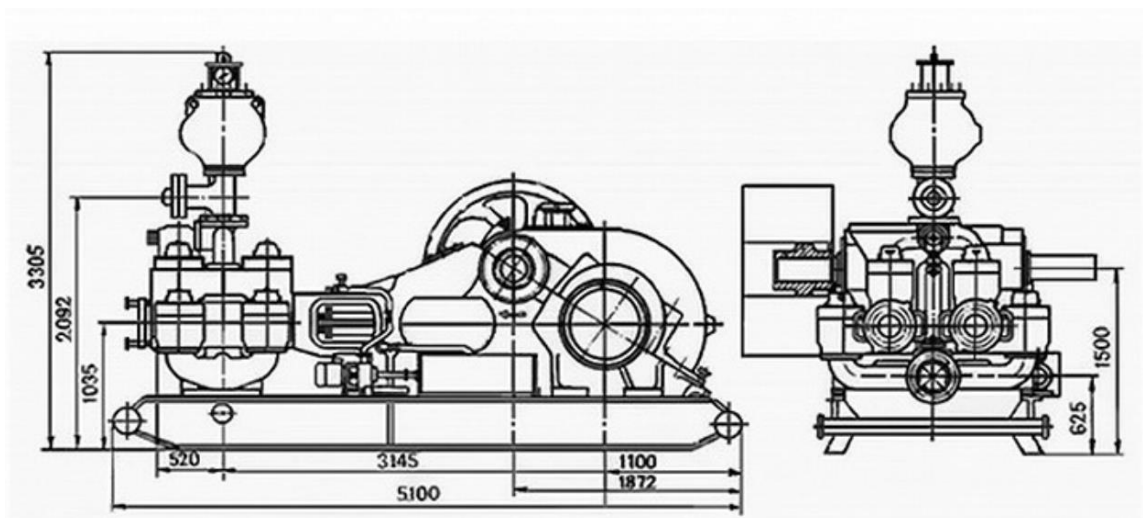


Рисунок 2.8 – Буровой насос УНБ-600А

Таблица 2.20 – Технические характеристики УНБ-600А

Наименование характеристики	Значение
Мощность, кВт	600
Число поршней двухстороннего действия	2
Частота двойных ходов, наибольшая в мин.	65
Длина хода поршня, мм	400
Давление жидкости на входе не менее, МПа	0,1
Тип пневмокомпенсатора	Сферический, диафрагменный
Давление охлаждающей жидкости не менее, МПа	0,15
Габариты, мм	
Длина, мм	5100
Ширина, мм	3000
Высота, мм	4040
Масса насоса, кг	25450

Таблица 2.21 – Параметры подачи насоса

Диаметр поршня, мм	Предельное давление на входе, Мпа	Подача раствора, л/с
200	10	51,9
190	11,5	45,6
180	12,5	42
170	14,5	36
160	16,5	31,5
150	19	27,5
140	22,5	23,3
130	25	19,7

Что бы обеспечить подачу раствора около 52 л/с в насосах будут установлены поршни диаметром 150 мм, бурение первого интервала 0-750 будет вестись на двух насосах. Бурение основного ствола будет вестись на одном насосе, чтобы не тратить время на замене поршней насоса. Для бурение продуктивного пласта будет установлен поршень 130 мм, для получения подачи раствора около 20 л/с.

## 2.7 Обоснование типа буровой установки

При выборе типоразмера и модели буровой установки следует учитывать следующие условия:

- Геологическую задачу;
- Проектную глубину и конструкцию скважины;
- Климатические, энергетические, дорожно-транспортные и другие условия.
- План движения буровых установок в подрядной буровой организации.

Для получения высоких технико-экономических показателей один и тот же буровой станок, входящий в комплект буровой установки, может быть эффективно использован в широком диапазоне глубин. Грузоподъемность

установки выбирают с учетом конструкции скважины, которая определяет нагрузки, возникающие при спуске и подъеме бурильных и обсадных труб. Нагрузка на крюке не должна превышать 60 % «Допустимой нагрузки на крюке» от расчетной массы бурильной колонны, 90 % от расчетной массы самой тяжелой обсадной колонны, а при ликвидации аварий (прихватов) не должна превышать величину параметра «Допустимая нагрузка на крюке». Выбор производится по большей из указанных нагрузок.

При оснастке 5 х 6 грузоподъемность буровой установки БУ 3000 ЭУК-1М - 200 тс:

$$Q_{\max} = 0.6 \times 200 = 120 \text{ тс}; \quad (2.54)$$

Масса бурильной колонны  $-Q_{\text{бур.к.}} = 89,33 \text{ тс};$

$$89,33 \text{ тс} < 120 \text{ тс};$$

$$Q_{\max} = 0.9 \times 200 = 180 \text{ тс}; \quad (2.55)$$

Масса обсадной колонны при спуске эксплуатационной колонны:

$$Q_{\text{о.к.}} = 91,19 \text{ тс};$$

$$91,19 \text{ тс} < 180 \text{ тс};$$

$$Q_{\text{о.к.}} \times K_{\text{п}} = 91,19 \times 1,3 = 118,55 \text{ тс}; \quad (2.56)$$

Растягивающая нагрузка, которую можно допустить при ликвидации прихватов.

$$118,55 \text{ тс} < 180 \text{ тс}.$$

Следовательно, параметры буровой установки БУ “Уралмаш” 3000 ЭУК-1М соответствуют возникающим нагрузкам при строительстве скважин.

Учитывая вышеизложенное и технические характеристики буровых установок, бурение скважин Рыбального месторождения проектируется производить буровой установкой БУ “Уралмаш” 3000 ЭУК-1М.

Буровая установка работает от промышленной сети, напряжением 6000 В, так же в комплекте бурового и вспомогательного оборудования имеется ДЭС (дизельная электростанция) для внештатных, или аварийных ситуациях.

## 2.8 Разработка мероприятий по предупреждению аварий

Для сооружения нефтяной скважины нужно учитывать вероятность возникновения различных видов аварий, как по геологическим, так и по техническим причинам. Наиболее распространенными из них – это прихваты, обрыв бурильной колонны, попадание инородных предметов на забой скважины, прижег инструмента и др. Чтобы не допустить подобного вида аварий необходимо соблюдать оптимальные технологические и технические нормы ведения работы.

Для предупреждения обрывов необходимо соблюдать натяжение лебедки при прихвате бурильной колонны, не допускать растяжение труб и их соединений, проводить шаблонировку, дефектоскопию и отбраковку поврежденных резьбовых соединений. Для предупреждения прихватов необходимо следить за поглощением промывочной жидкости, чтобы не допустить дифференциальный прихват, также замерять реологические свойства раствора, не оставлять снаряд на забое длительное время без вращения инструмента и циркуляции. Для предотвращения прижега инструмента необходимо следить за количеством подачи промывочной жидкости и циркуляцией в скважине в целом.

Для ликвидаций таких аварий есть ряд технических и технологических действий:

Во время подъема следить за изменением веса на крюке. Резкое увеличение веса свидетельствует о прихвате бурильной колонны. Необходимо произвести расхаживание буровой колонны с циркуляцией. Если произвести расхаживание не удалось, необходимо произвести установку кислотных и нефтяных ванн. Сделать поворот бурильной колонны с максимальным крутящим моментом, перед этим сделать взрыв шнуровой торпеды, для встряхивания колонны. Отворачиваем трубы левым инструментом. Перел ликвидацией обрыва, сначала определяем вид обрыва, для этого необходимо спустить печать, после определения выбираем ловильный инструмент. Основной

вид аварийного инструмента для предотвращения обрыва: (Колокола, метчики, воронки, труболовки, овершоты).

## **2.9 Монтаж и демонтаж буровой установки**

Монтаж буровой установки осуществляется после полной перевозки бурового оборудования на подготовленную площадку. Перед перевозкой, необходимо подготовить участок, на котором она будет расположена, путем снятия верхнего слоя грунта, чтобы выровнять территорию. Буровую установку перевозят отдельными блоками буровой установки, на специализированных большегрузных платформах и силами бригад. Подвод электроэнергии осуществляется от электросетей к щитку БУ, вспомогательное буровое оборудование (ВШН, ГШН, ДЭС и т.д.) располагается около БУ. Монтаж производится вышкомонтажниками или пусконаладочными бригадами, а также и другими специализированными подразделениями. Продолжительность монтажа буровой установки БУ-3000 ЭУК-1М приблизительно равна 23,9 суток.

Демонтаж бурового оборудования происходит после полного проведения буровых работ.

## **2.10 Использование буровой контрольно-измерительной аппаратуры (БКИА)**

В бурении условия эксплуатации КИА резко отличаются, от условий эксплуатации ее в любой другой отрасли, поэтому к буровой КИА предполагают, чтобы она была очень надежной, проста в устройстве и эксплуатации и невысокой стоимостью.

Аппаратура градируется исходя из основного параметра измерения и получает в основном название именно по этому параметру, например: измеритель веса и осевой нагрузки, расходомер бурового раствора и т.д.

Буровая оснащена панелью управления, где показываются параметры бурения и осуществляется управление узлами установки. Панель включает в себя следующие элементы: уровень бурового раствора в рабочих емкостях,

индикатор веса бурильной колонны, индикатор нагрузки на долото, индикатор давления на насосах, индикатор расхода бурового раствора на выходе и входе, индикатор определения свечей, спущенных в скважину, индикатор момента ротора, индикатор нахождения тальблока над ротором. Так же, для управления буровым оборудованием предусмотрены следующие пульты управления: Пульт управления буровой лебедки, пульт управление кермаком (вспомогательной лебедки), пульт управления автоматическим ключом бурильщика (АКБ), пульт управления клиньев и пульт управления вертикальных шламовых насосов (ВШН).



### 3. Специальный вопрос: Оценка износа долот типа PDC по системе IADC

Разнообразие буровых долот неимоверное множество, их выпускают достаточно много фирм, в разных странах, и каждая из этих фирм использует свое обозначение долот и описание их износа после применения. IADC (International Association of Drilling Contractors) – это международная ассоциация буровых подрядчиков. IADC является единственным органом, который представляет интересы компаний работающих в мировой нефтедобывающей/нефтегазовой промышленности и в других отраслях, где необходимо проводить буровые работы. Она объединяет буровые компании, а также компании, производящие оборудование для буровой отрасли. IADC разработала универсальную систему обозначения типов долот и кодирования их износа. Первичный анализ износа долота происходит непосредственно на буровой. Он позволяет ввести коррективы в технологию бурения для последующих рейсов, или дать рекомендации по смене типа и вида долота. После отработки долота, данные о результатах и технологии его применения, а также код износа заносятся в паспорт, который отправляют на завод изготовителя для анализа и в последующем совершенствования конструкции долот и выдачи рекомендаций по их рациональному применению.

Износ долот как PDC, так и шарошечных долот представляется в виде таблицы (рисунок 3.2), которая состоит из 8 столбцов, в каждый из которых заносится соответствующий код.

В первый и во второй столбец заносится цифровой код износа вооружения (зубьев, резцов PDC, твердосплавных зубков). Износ оценивается по шкале от 0 до 8 зависимости от износа по высоте для оставшихся в долоте элементов. Если износ отсутствует, то ставится 0, при полном износе ставится 8. Нормальный износ обычно достигает максимум 4, значения 5-8 присваиваются обычно при сломанных или сильно сколотых резцах. Пример кодов износа вооружения для первого столбца представлен на рисунке 3.1.

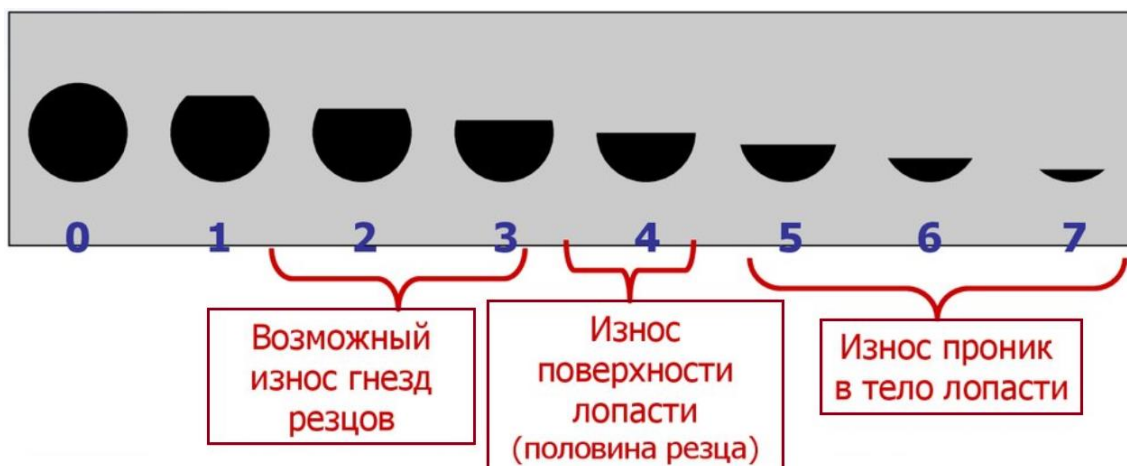


Рисунок 3.1 – Коды износа вооружения долот PDC

### Структура таблицы описания износа всех типов долот по международной системе кодировки IADC

Таблица описания износа долот по стандарту IADC							
Вооружение				B	G	Примечания	
Внутренние ряды	Наружные ряды	Описание износа	Местонахождение	Опора. Уплотнение	Диаметр долота, 1/16"	Второстепенный износ	Причина подъема
I	O	D	L	B	G	D	R
1	2	3	4	5	6	7	8

Колонки 1-4 - «Раздел -Вооружение».

Колонка 5 (B) - «Подшипник, уплотнение» ( не применяются по отношению к долотам с неподвижными резцами, поэтому в этой колонке всегда ставится знак «X».

Колонка 6 (G) - «Наружный диаметр».

Колонки 7(D) и 8(R) -«Примечания»:

7(D) «Второстепенный износ» (или вторичные характеристики износа);

8(R) «Причина подъема».

Рисунок 3.2 – Форма таблиц для занесения кодов износа долота

Износ долот PDC определяется отдельно для внутренних и наружных венцов. К внутренним венцам относятся все те, который располагаются внутри 2/3 радиуса долота, остальные это наружные венцы. Пример износ венцом изображен на рисунке 3.3. Для всех резцов долота PDC определяется среднеарифметический износ.

В третий столбец указывается код характера износа, при этом приняты следующие условные обозначения. Коды подхода как для шарошечных, так и для PDC долот.

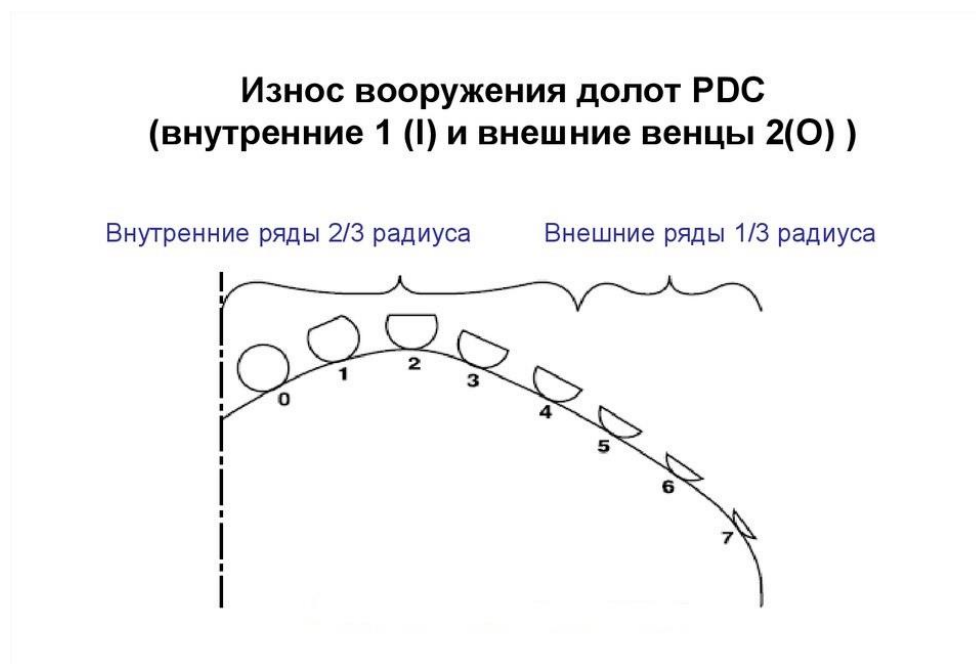


Рисунок 3.3 – Степень износа резцов

Виды износа:

BF - отслаивание таблетки PDC, потеря сцепления без;

BT - Сломанные зубцы/резцы, ударное разрушение, «Слом» означает разрушение карбид вольфрамовой подложки резца, обычно принимается для резцов, которые повреждены более чем на 20-30%;

BU - Образование сальника на долоте, происходит вследствие недостаточной очистки или бурении вязких пород;

CR - Кернение центра долота, похож на кольцевую выработку, может быть результатом неправильной приработки долота и разрушения центральных резцов;

CT - Откалывание/скол части зубков(вставок), ударное воздействие, незначительное разрушение алмазного зеркала и карбид вольфрамовой подложки, включая трещины и отслаивания;

ER - Эрозионный износ, обычно вокруг резцов, может быть как на теле долота, так и на карбид вольфрамовой подкладке, часто является вторичной характеристикой;

HC - Температурное растрескивание, часто является предпосылкой к растрескиванию резца;

JD - Работа долота по металлу на забое, разрушение может быть от минимального до катастрофического, разнообразные царапины по телу долота, первичная характеристика, если износ значительный;

LN - Потеря насадки долота;

LT - Потеря зубков, резцов, выглядит как чисто удаленный, ничего не осталось от резца;

NO - Отсутствие признаков износа;

NR - Не принадлежит для повторного использования, вторичная характеристика;

OC - Эксцентричный износ;

PN - Закупорка насадки/канала, не имеет отношения к вооружению, но несет информацию о долблении, всегда вторичная характеристика;

RG - Износ по наружному диаметру, может быть вызван слишком высокой скоростью вращения в абразивных породах, а также расширкой ствола уменьшенного диаметра;

RO - Кольцевая выработка;

RR - Вооружение изношено, но долото пригодно для повторного использования, вторичная характеристика;

SS - Самозатачивание резцов;

WO - Размыв в корпусе долота;

WT - Истирание резцов, характеризует нормальный износ. Характерен как для внутренних, так и для наружных венцов;

Указанные коды износа специфичны для долот PDC, часть из этих характеристик износа вторична

В четвертом столбце указывается код области рабочих поверхности долота, на рисунке 3.4 представлено расположение рабочих поверхностей долота.

Для долот PDC приняты следующие коды:

C – конусный сектор;

N – нос долота;

S – плечевой сектор;

G – калибрующая поверхность;

A – повсеместный износ.

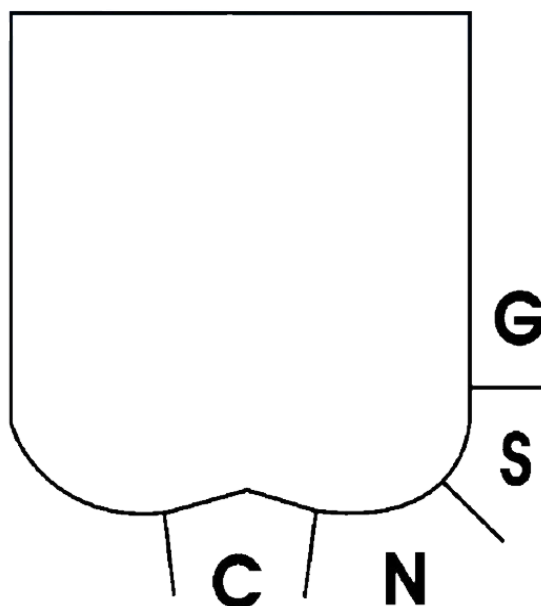


Рисунок 3.4 - Расположение рабочих поверхностей долота

В пятом столбце таблицы, используемом только для шарошечных долот, указывается износ опоры и уплотнения шарошек. В пятый столбец для долот PDC ставится знак X.

В шестой столбец заносится цифровой код износа долота по диаметру. Износ определяется с помощью шаблона, имеющего отверстие, равное по диаметру нормализованному диаметру долота. Для новых долот PDC шаблон, как правило, проходит по долоту (минусовой допуск), а для шарошечных – не проходит (плюсовой допуск). Для долот PDC износ определяется прямым измерением зазора между долотом и шаблоном в месте расположения калибрующих резцов. Цифровой износа долота по диаметру соответствует следующему:

1 – от нет износа до износа на 1/16" (~ 1,5 мм);

2 – износ от 1/16" до 2/16" (~ 1,5 - 3 мм);

3 - износ от 2/16" до 3/16" (~ 3 – 4,7 мм);

4 - износ от 3/16" до 4/16" (~ 4,7 – 6,3 мм);

В седьмой столбец заносится цифровой код износа, указываются прочие характеристики износа, которые не относятся, как правило, к вооружению долота. Эти значения кодов были приведены ранее.

В последний столбец заносится цифровой код, указывающий причину подъема инструмента со следующими кодовыми обозначениями:

BNA – необходимость смены компоновки низа бурильной колонны;

DMF – отказ забойного двигателя;

DSF – обрыв/слом инструмента;

DST – опрессовка инструмента;

DTF – отказ, проблемы с забойным оборудованием (телесистема и др.)

LOG – необходимость проведения каротажа;

RIG – ремонт буровой;

CM – необходимость доведения параметров раствора до требуемых;

CP – необходимость отбора керна;

DP – разбуривание цементного стакана;

FM – смена породы;

HP – геологические проблемы;

HR – окончание планового времени бурения;

PP – скачки давления бурового раствора;

PR – снижение механической скорости бурения;

TD – достижение проектной глубины;

TQ – возрастание крутящего момента на роторе;

TW – отворот инструмента;

WC – ухудшение погодных условий;

WO – промыв резьбы бурильных труб.

## Заключение

В данной выпускной квалификационной работе были представлены технологические решения на строительство разведочно-эксплуатационной скважины глубиной 2554 метров по вертикали и 2910 метров по стволу на нефтяном Рыбальном месторождении Томской области.

В первой части были проанализированы данные о геологическом строении и геологических условиях бурения, области проведения буровых работ, сведения о возможных осложнениях, а также о наличии и объеме нефти. Во второй части была выполнена работа по проектированию скважины с выполнением инженерных технических расчетов, выборе оптимальной технологии бурения, расчете обсадных колонн и их цементажа, обоснование выбора буровой установки БУ-3000 ЭУК 1М. Произведен выбор очистного агента и составлен план промывки на каждый интервал.

В специальной части был разобран вопрос об оценке износа долота PDC по системе IADC, методы определения износа, форма таблиц для занесения кодов износа и ее заполнения. Можно сделать вывод, что на основании анализа теоретических исследований, а также промысловых данных о работе долот, система IADC не учитывает возможность ремонта долота, поэтому при оценке износа необходимо учитывать их ремонтпригодность.