

Министерство образования Республики Беларусь
Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П.О. Сухого»

Институт повышения квалификации и переподготовки
Кафедра: «Нефтегазоразработка и гидропневмоавтоматика»"

ОТЧЕТ
по стажировке

База стажировки

ООО «Белоруснефть-Сибирь»

Составил слушатель гр.НЭ-12 Лазарев А.В.

подпись, дата

Руководитель стажировки
от предприятия

Кучинский Я.А.

подпись, дата

Руководитель стажировки
от ИПКиП

Повжик П.П.

подпись, дата

Гомель 2020
Содержание:

Введение.....	3
1. История предприятия.....	5
2. Общая характеристика предприятия.....	6
3. Хозяйственная деятельность предприятия и его показатели.....	10
4. Демонтаж, транспортировка, монтаж оборудования.....	17
5. Экологическая политика предприятия.....	21
6. Вопросы техники безопасности и охраны труда.....	22
7. Индивидуальное задание.....	26
8. Выводы и заключения.....	34
Список литературы.....	35

Введение.

Добыча нефти в России сосредоточена в Западно-Сибирской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинциях (НГП). Ведется также добыча в Тимано-Печорской и Северо-Кавказской НГП. Высокими темпами идет широкомасштабное освоение запасов Охотоморской и Лено-Тунгусской провинций. Всего добыча нефти осуществляется в 33 субъектах.

Главный центр российской нефтяной промышленности – Западная Сибирь, где добывается 57,3 % российской нефти. Однако высокая степень выработанности и обводненности крупнейших базовых месторождений региона приводит к снижению его в региональной структуре добычи нефти.

Более 60 % добычи нефти в стране приходится на три компании: «Роснефть», «ЛУКОЙЛ» и «Сургутнефтегаз».

В экономике нефтегазовой отрасли наряду с возрастанием добычи нефти и газа, важное значение приобретает снижение ее себестоимости. Один из путей на сегодняшний день - ввод в строй скважин посредством капитального ремонта, так как это существенно более оперативно и менее затратно, чем строительство новых. Важным фактором интенсификации добычи нефти и газа является снижение времени капитального, планового ремонтов и обслуживания скважин. Поэтому успешное решение проблем ремонта и обслуживания скважин средней и большой глубины – важнейшее направление развития нефтегазовой отрасли.

Фонд нефтяных и газовых скважин в Российской Федерации составляет более 400 тысяч единиц, из которых не менее 20-25% должны ежегодно ремонтироваться. Среди них преобладают скважины глубиной от 3500 до 5500 метров, что вызывает необходимость использования при ремонтных операциях самоходных установок с тяговым усилием на крюке (грузоподъемностью) в диапазоне 80...130 тонн.

В процессе эксплуатации скважин фонтанным, компрессорным или насосным способом нарушается их работа, что выражается в постепенном или резком снижении дебита, иногда даже в полном прекращении подачи жидкости. Работы по восстановлению заданного технологического режима эксплуатации скважины связаны с подъемом подземного оборудования для его замены или ремонта, очисткой скважины от песчаной пробки желонкой или промывкой, с ликвидацией обрыва или отвинчивания насосных штанг и другими операциями.

Изменение технологического режима работ скважин вызывает необходимость изменения длины колонны подъемных труб, замены НКТ, спущенных в скважину, трубами другого диаметра, УЭЦН, УШСН, ликвидации обрыва штанг, замены скважинного устьевого оборудования и т.п. Все эти работы относятся к подземному (текущему) ремонту скважин и выполняются специальными бригадами по подземному ремонту. Более сложные работы, связанные с ликвидацией аварии с обсадной колонной (слом, смятие), с изоляцией появившейся в скважине воды, переходом на

другой продуктивный горизонт, ловлей оборвавшихся труб, кабеля, тартального каната или какого-либо инструмента, относятся к категории капитального ремонта.

Подземный ремонт скважин выполняется с помощью комплекса оборудования, состоящего из подъёмных и транспортных средств, инструмента для выполнения ручных операций, средств механизации, оборудования по чистке скважин и др. Работы по капитальному ремонту скважин выполняют специальные бригады. Задачей промысловых работников, в том числе и работников подземного ремонта скважин, является сокращение сроков подземного ремонта, максимальное увеличение межремонтного периода работы скважин.

Высококачественный подземный ремонт - главное условие увеличения добычи нефти и газа. Чем выше качество ремонта, тем больше межремонтный период и тем эффективнее эксплуатация скважины. Работа выполняется по геологическому наряду, в котором указывается характеристика скважины, а также перечень всех планируемых работ.

Новые технологии и стратегия промысловых сервисных работ, созданные в течение последнего десятилетия, способствовали тому, что наиболее предприимчивые добывающие компании пришли к общему мнению о необходимости дать новую жизнь старым скважинам. Сейчас, когда «оживление» месторождений с падающей добычей является главным направлением деятельности нефте-газодобывающих компаний, необходимы дополнительные усилия для отбора наиболее рациональных технических решений. Конечной целью любых «улучшающих» проектов является оптимизация добычи и экономических показателей, и сервисные компании принимают самое активное участие в достижении этой цели. Растущие требования заставили сервисные компании «повысить квалификацию» и расширить перечень решаемых проблем по контролю за добычей и состоянием продуктивных пластов. Активизировалось техническое творчество. Например, в области бурения стволов-ответвлений технические разработки (бурение гибкими трубами, малогабаритные телеметрические системы и специальное оборудование для заканчивания боковых стволов) расширили выбор вариантов ускорения окупаемости инвестиций в месторождения. Но какой подход самый лучший, как его применить и в каких скважинах?

Возвращение к старым скважинам для получения дополнительной добычи не является новым методом. Начиная с середины 50-х годов, нефтяные компании возвращались к старым скважинам и бурили боковые стволы, чтобы обойти зоны загрязнения коллектора или механические препятствия в скважине, экономя таким образом средства в сравнении с бурением новых скважин. Недавнее расширение рынка услуг по бурению боковых стволов обязано во многом совершенствованию технологий бурения и заканчивания скважин.

Бурение боковых стволов снижает стоимость строительства горизонтальных скважин. Кроме увеличения производительности скважин,

бурение боковых стволов позволяет отбирать углеводороды из коллекторов, ранее не охваченных разработкой. Многоствольные разветвления из существующих скважин улучшают условия вскрытия продуктивного пласта. А небольшие изолированные залежи нефти или газа могут быть вскрыты скважинами с большими отходами от вертикали, в том числе и многоствольными. Обычно горизонтальные скважины по производительности превосходят вертикальные скважины в 3—4 раза, а в некоторых случаях наблюдалось увеличение производительности в 17 и более раз. Кроме того, при наличии газовой шапки или подстилающей воды (или того и другого вместе) горизонтальные скважины дают значительный прирост извлекаемых запасов.

Белорусский сервис в России представляет ООО «Белоруснефть-Сибирь». Предприятие расположено в г. Губкинском Ямало-Ненецкого автономного округа и специализируется на эксплуатационном бурении, бурении боковых стволов, капитальном и текущем ремонте скважин, сервисе по инженерно-технологическому сопровождению буровых растворов. Основными заказчиками работ выступают компании «Роснефть», «Газпромнефть», «НОВАТЭК», «Газпром» и «Янгпур».

1. История предприятия.

25 февраля 1966 года министр нефтяной промышленности СССР Валентин Шашин подписал приказ о создании государственного нефтегазодобывающего объединения «Белоруснефть».

В конце 1978 года бригадами были забурены первые «белорусские скважины» в Западной Сибири. До середины 1995-го белорусские нефтяники участвовали в освоении российских месторождений. За эти годы пройдено бурением более 13,5 тыс. км. горных пород, построено более 5 000 скважин, способных ежегодно давать не менее 20 млн. тонн нефти.

В апреле 2007 года в Москве был подписан договор о бурении боковых стволов на нефтяных месторождениях Ямало-Ненецкого автономного округа. Это событие стало началом нового этапа сотрудничества между белорусскими и российскими нефтяниками, которое было прервано в середине 1995 г. В июле 2007г. в г. Губкинский ЯНАО был создан филиал РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в Российской Федерации.

С 1 июня 2011 года белорусский нефтяной сервис в России представляет общество с ограниченной ответственностью «Белоруснефть-Сибирь», созданное в июле 2008 года. Новая структура стала правопреемником филиала РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в Российской Федерации и заняла лидирующие позиции в области нефтяного сервиса в регионе. В настоящее время директором ООО «Белоруснефть-Сибирь» является Гузов Дмитрий Семёнович.

2. Общая характеристика предприятия.

ООО «Белоруснефть-Сибирь» занимается разработкой месторождений, бурением, капитальным ремонтом разведочных и эксплуатационных скважин, внедрением различных методов интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи пластов, направленных на восстановление бездействующего фонда и вовлечение в эксплуатацию невыработанных запасов нефти.

Учитывая многолетнюю практику разработки месторождений углеводородов как в Беларуси, так и в других странах, ООО «Белоруснефть-Сибирь» имеет большой опыт в проектах по бурению поисково-разведочных и эксплуатационных скважин на нефть и газ с использованием стационарных буровых установок, а также по восстановлению скважин методом бурения боковых стволов с использованием мобильных буровых установок и капитальному и текущему ремонту скважин.

ООО «Белоруснефть-Сибирь» имеет собственную производственно-ремонтную базу в Губкинском, а также лаборатории дефектоскопии, цементных растворов и лабораторию электроизмерений и электроиспытаний.

Подробнее об услугах, которые оказывает предприятие.

1) Строительство скважин методом зарезки боковых стволов осуществляется мобильными буровыми установками:

- APC-125 и APC-200 (производства ОАО «Сейсмотехника», Республика Беларусь);
- K-125 (производства Канада);
- HRI-500 (производства США);
- TD-160 (производства Румынии).

2) Эксплуатационное бурение скважин осуществляется установками:

- APC-200 (производства ОАО «Сейсмотехника», Республика Беларусь);
- Уралмаш 6000-400 (производства ПАО «Уралмашзавод», Российская федерация).

Капитальный и текущий ремонт скважин осуществляется самоходными станками:

- УПА-60А;
- УПА-60/80;
- АП-80.

3) Лаборатория дефектоскопии ООО «Белоруснефть-Сибирь» оказывает услуги по неразрушающему контролю бурового оборудования и инструмента. Лаборатория аттестована на следующие методы неразрушающего контроля:

- ультразвуковой контроль:
 - ультразвуковая дефектоскопия;
 - ультразвуковая толщинометрия;
- визуальный и измерительный контроль.
- капиллярный контроль.

Лаборатория дефектоскопии оснащена современным оборудованием для проведения контроля. Штат лаборатории укомплектован аттестованными специалистами.

4) Услуги лаборатории электроизмерений и электроиспытаний.

ООО «Белоруснефть-Сибирь» имеет возможность оказывать услуги по электроизмерениям и электроиспытаниям электроустановок и электрооборудования до и выше 1000 В.

Лаборатория электроизмерений и электроиспытаний ООО «Белоруснефть-Сибирь» располагает современным оборудованием ведущих европейских и российских производителей и передовыми технологиями, позволяющими идти в ногу со временем.

Лаборатория электроизмерений и электроиспытаний имеет стационарную испытательную установку для испытаний всех видов электрозащитных средств и передвижную лабораторию с комплектом приборов для проведения диагностических работ в электроустановках.

5) Услуги БПО

ООО «Белоруснефть-Сибирь» может предоставлять услуги производственно-ремонтной базы в Губкинском. На производственно-ремонтной базе в Губкинском цех по ремонту нефтепромыслового и бурового оборудования оснащен тремя трубонарезными станками; тремя токарно-винторезными станками; двумя вертикально-радиальными сверлильными станками; тремя точильно-шлифовальными станками; универсальным горизонтально-фрезерным станком; долбежным станком, муфтонаверточным станком; токарным модулем для работы в полевых условиях; комплексом сварочным КЕМРІ; пресс ножницами; гильотиной; станком холодной резки металла; горизонтальным прессом; стендом опрессовки ПВО; комплексом СОИ-250 с испытательным стендом для ремонта ВЗД диаметровот 43 до 127.

Организационная структура предприятия

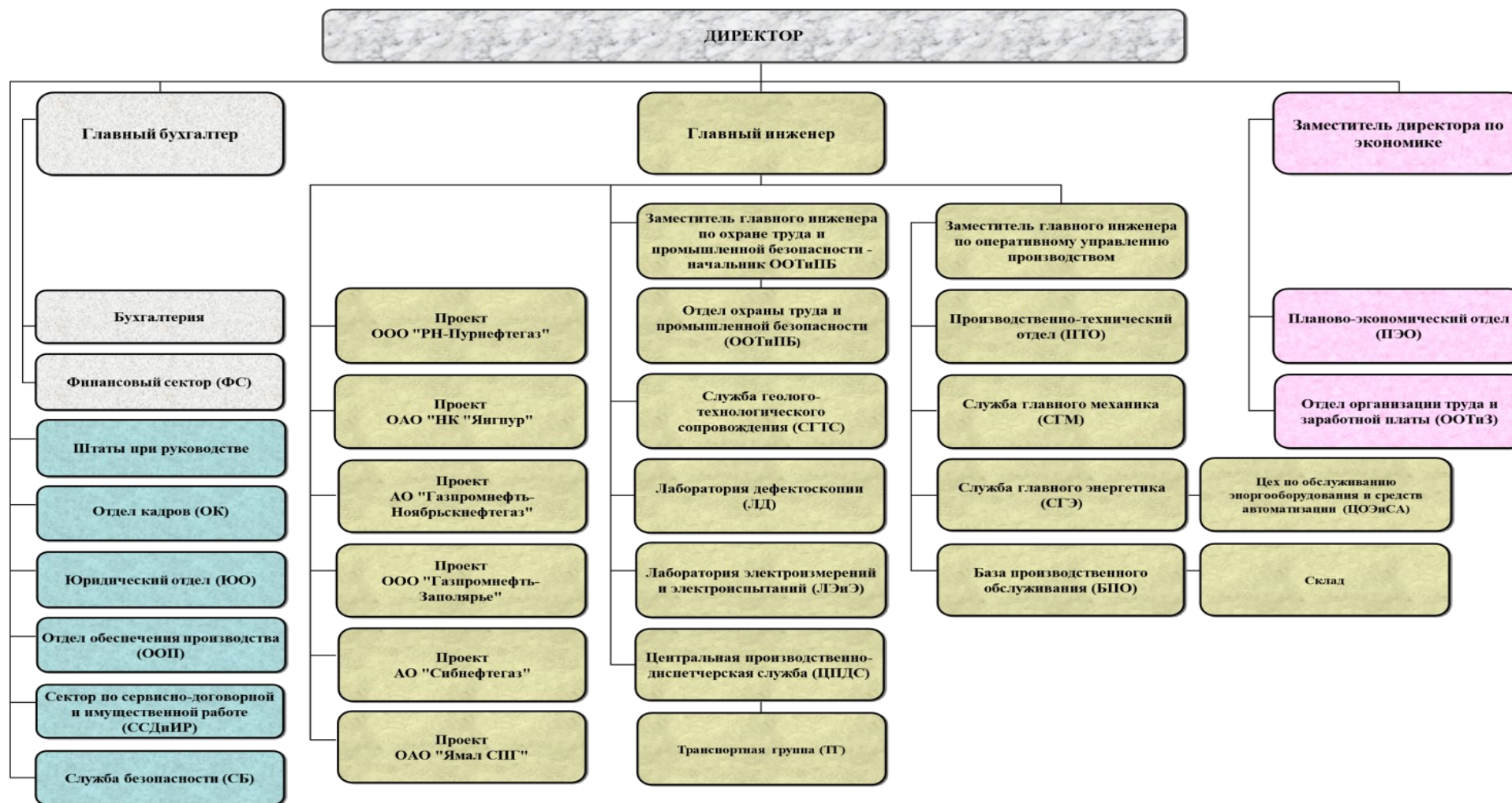


Таблица 1. Динамика штатной численности работников в ООО «Белоруснефть-Сибирь».

Категории	01.01.2018	01.01.2019	01.01.2020	01.04.2020
Всего работников	1163	969	1079	1477
в том числе:				
АУП	95	65	70	71
Линейный персонал	251	221	261	363
Рабочие	817	683	748	1043
Отношение АУП к рабочим	0,12	0,10	0,10	0,10

Распределение работников по возрастным категориям следующая:

- 18-30 лет – 18%;
- 31-39 лет – 37%;
- 40-49 лет – 28%;
- 50-54 года – 10%;
- 55-59 лет – 6%;
- 60 лет и старше - 1%.

Средний возраст по категориям персонала:

- руководители – 42 года;
- специалисты – 38 лет;
- рабочие - 39 лет.

3. Хозяйственная деятельность предприятия и его показатели.

Заказчиками предприятия выступают ООО «Роснефть-Пурнефтегаз», Филиал «Газпромнефть-Муравленко» ОАО «Газпромнефть-ННГ», ООО «Новатэк-Таркосаленепфтегаз», ООО «Севернефть-Уренгой», ОАО «НК-Янгпур».

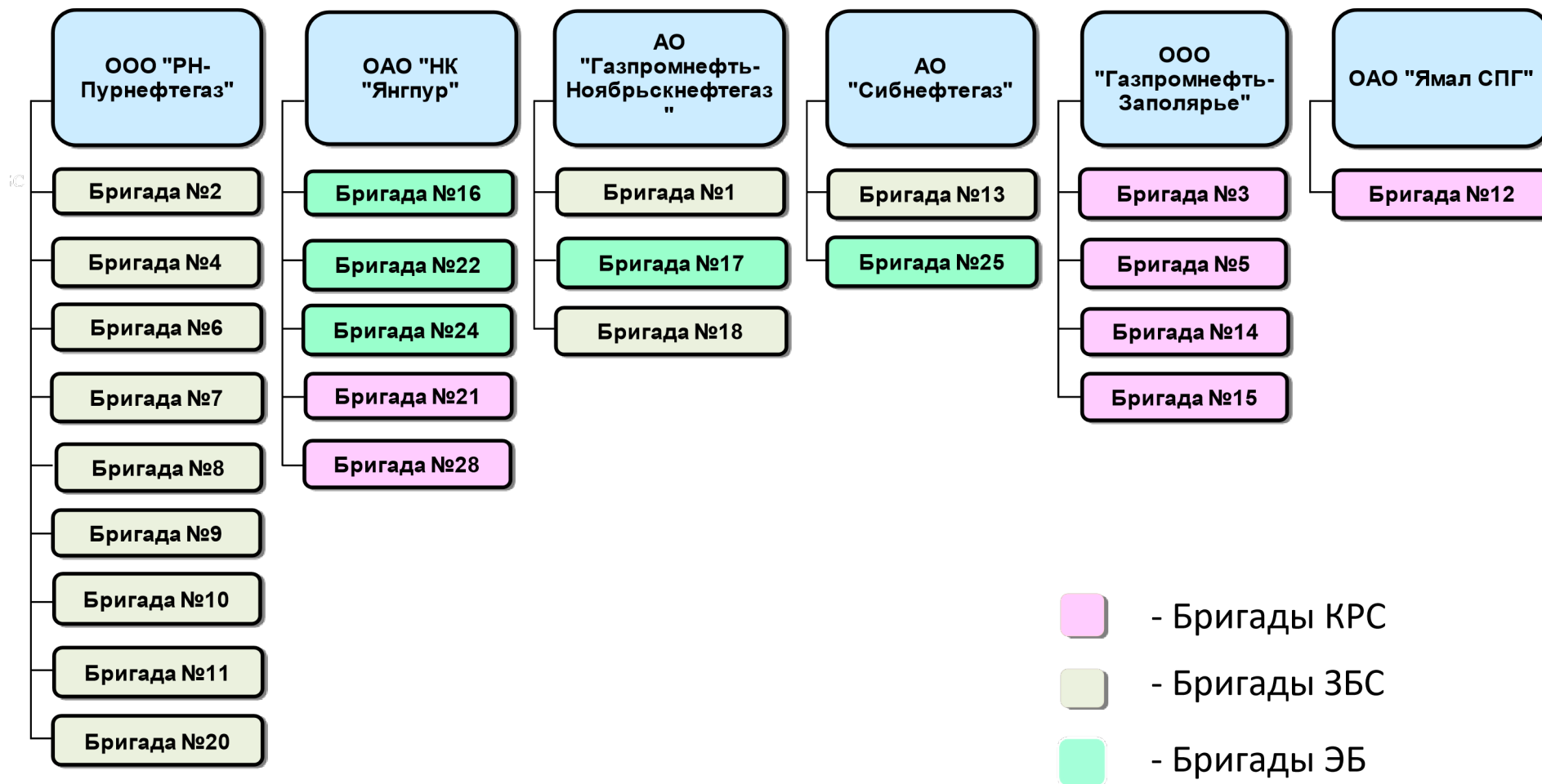
Таблица 2. Структура объёмов работ по видам деятельности предприятия, %:

	Факт 2019 г.	План 2020 г.	Факт 1 кв. 2020 г.
Бурение боковых стволов (раздельный сервис)	30,4	28,3	31,6
Бурение боковых стволов (генподряд)	13,2	15,9	19,2
Эксплуатационное бурение (генподряд)	25,3	7,7	26,5
Капитальный ремонт скважин	20,8	20	22,6
Эксплуатационное бурение (раздельный сервис)	10,2	28	-

Таблица 3. Структура объёмов работ по заказчикам 2019-2020 г., %.

	Факт 2019 г.	План 2020 г.	Факт 1 кв. 2020 г.
Группа компаний ПАО «НК «Роснефть»	37,3	24,8	26,8
АО «Сибнефтегаз»	4,4	10,1	4,8
Группа компаний ПАО «Газпромнефть»	28,6	52,5	33,7
ОАО «НК «Янгпур»	26,6	9,6	28,1
ОАО «Ямал СПГ»	2,8	3	4,7
АО «Инвестгеосервис»	-	-	1,8

Организационная структура бригад по проектам



Бурение скважин.

Распределение объёмов по заказчикам

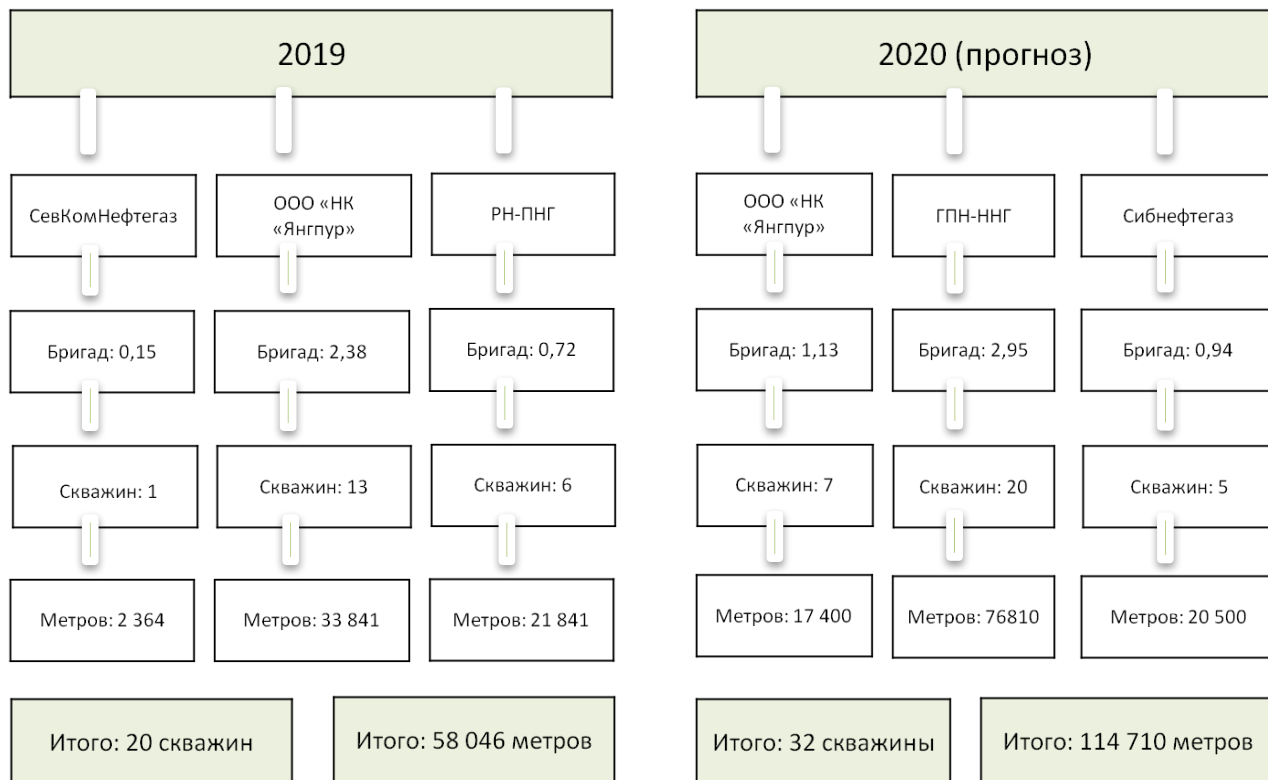
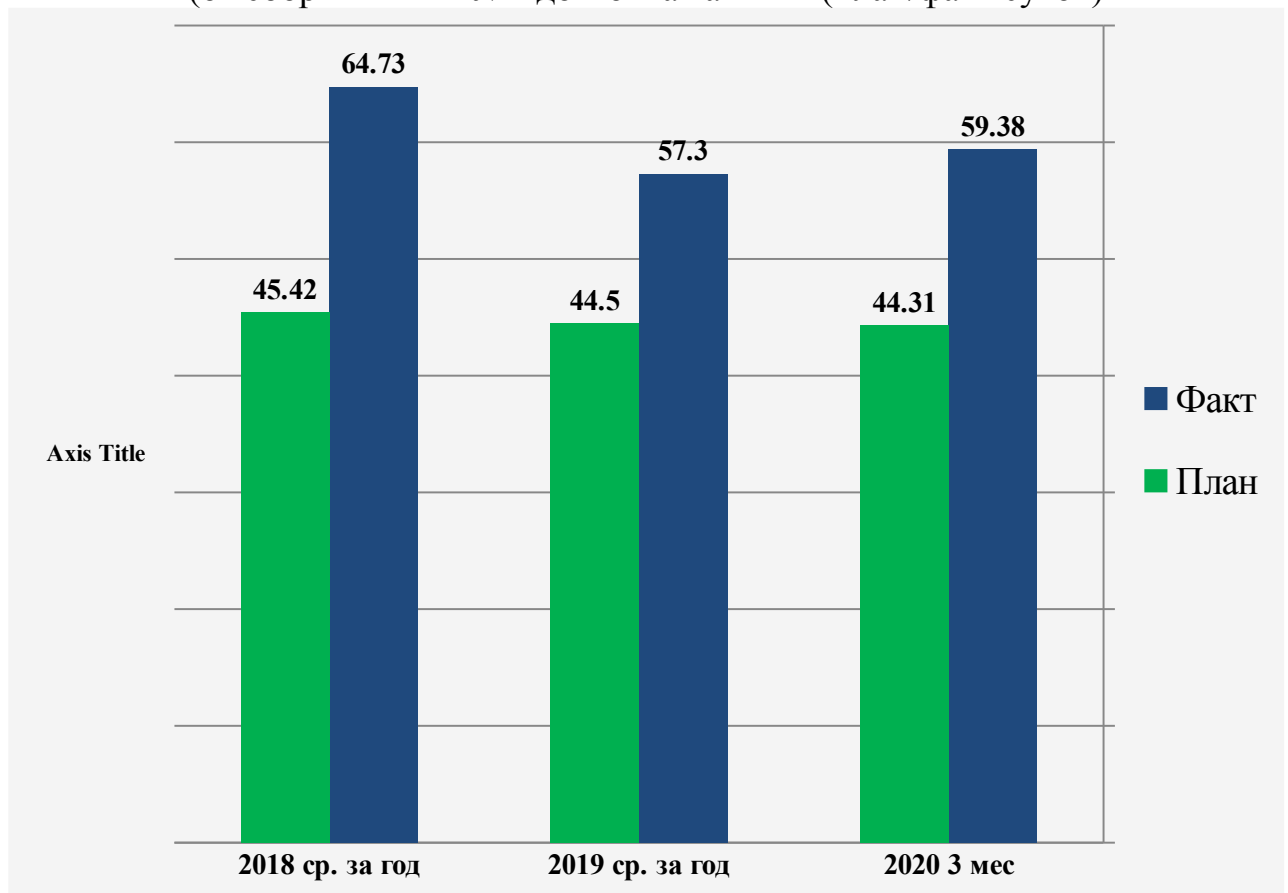


Таблица 4. Коммерческая скорость бурения, м/ст.мес.

Наименование заказчика	2018 г.	2019 г.	1 кв. 2020 г.
ООО «РН-Пурнефтегаз»	2108	2995,5	-
ООО «Севкомнефтегаз»	1860	2182	-
ОАО «НК «Янгпур»	1588	1385	1622

Продолжительность бурения скважин
(от сборки КНБК №1 до монтажа АФК (план/факт суток))



Бурение боковых стволов.

Распределение объёмов по заказчикам

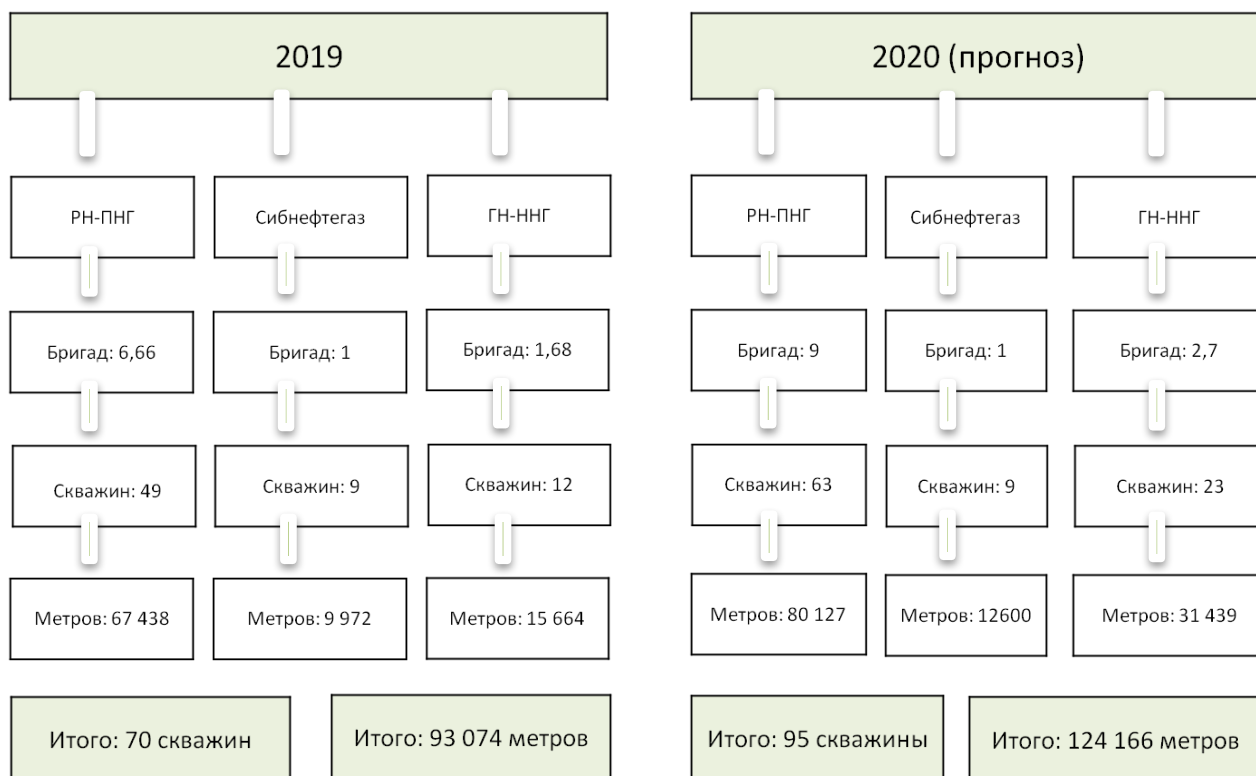


Таблица 5. Объем выполненных работ, принятый заказчиком к оплате (%).

Наименование заказчика	2018 г.	2019 г.	1 кв. 2020 г.
ООО «РН-Пурнефтегаз»	99,8	97,82	90,67
АО «Сибнефтегаз»	85	94,75	94,7
АО «Газпромнефть-ННГ»	-	90,77	92,41

Таблица 6. Коммерческая скорость бурения, м/ст.мес.

Наименование заказчика	2018 г.	2019 г.	1 кв. 2020 г.
ООО «РН-Пурнефтегаз»	1051,4	1105,6	1133,7
АО «Сибнефтегаз»	1081,9	1168,41	1328,69
АО «Газпромнефть-ННГ»	-	1344,23	1020,75

Капитальный ремонт скважин.

Распределение объёмов по заказчикам

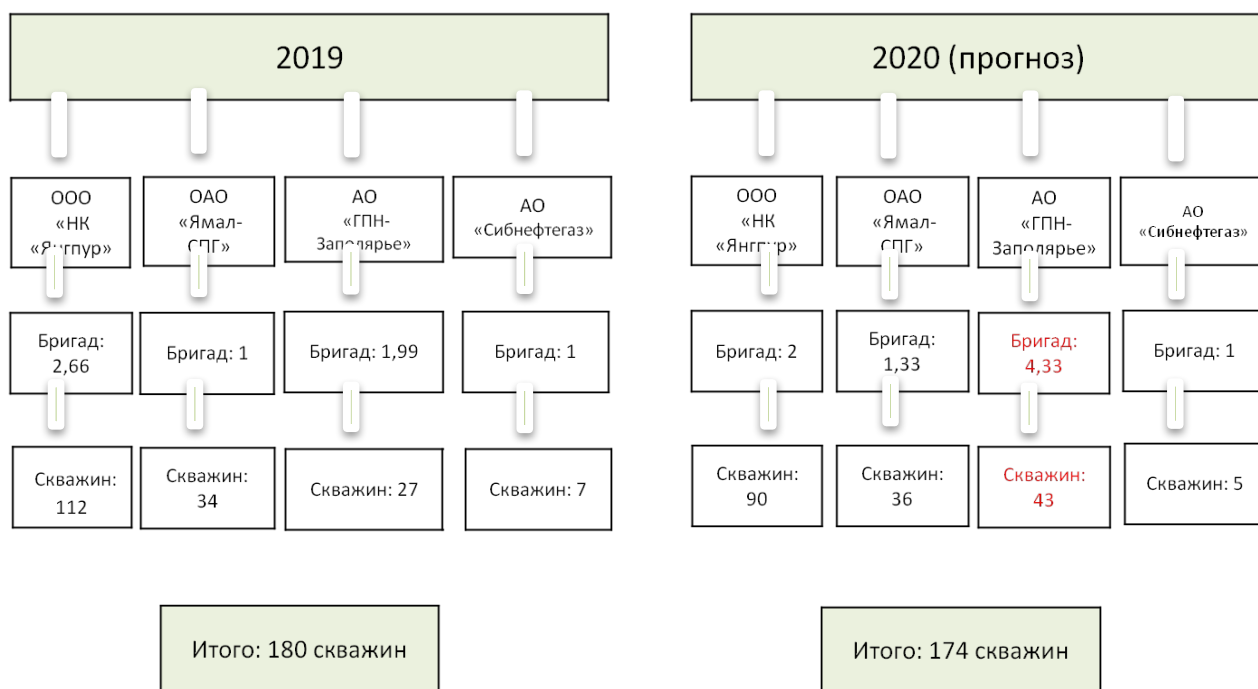


Таблица 7. Выполнение производственных показателей по капитальным ремонтам скважин (час).

	2018 г.	2019 г.	1 кв. 2020 г.
Календарное время	74205	65649	17346
Оплачено заказчиком	57107	56969	14595

По предприятию.

Таблица 8. Фактические затраты (прямые и накладные), %.

	1 кв. 2019 г.	1 кв. 2020 г.
Сырьё и материалы	22	7
Заработная плата и налоги с ФОТ	11	19
Транспортные расходы	22	25
Накладные расходы	18	16
Затраты на ТЭР	8	11
Амортизация	8	8
Услуги сторонних организаций	11	14

Таблица 9. Фактические затраты (по статьям затрат), %.

	1 кв. 2019 г.	1 кв. 2020 г.
Сырьё и материалы	24	8
Заработная плата и налоги с ФОТ	17	29
Транспортные расходы	24	27
Затраты на ТЭР	9	11
Амортизация	11	9
Услуги сторонних организаций	15	16

4. Демонтаж, транспортировка, монтаж оборудования.

В процессе прохождения стажировки участвовал в демонтажных и монтажных работах бригады бурения методом зарезки боковых стволов. Ознакомился со способами транспортирования на новую площадку, методами монтажа буровых установок. Сроки выполнения демонтажа-транспортировки-монтажа оборудования устанавливаются нормативными документами предприятия и требованиями заказчика.

Транспортирование.

Оборудование, входящее в комплект буровой установки, транспортируется на новую площадку различными способами. Перед тем, как транспортировать буровую установку, составляется проект производства работ, включающий технико-экономическое обоснование. Транспортирование буровой установки производится преимущественно блоками. Транспортирование блоков на новую площадку осуществляется транспортными средствами общего назначения, специальными транспортными средствами или в качестве транспортного средства используется само основание блока.

При использовании транспортных средств общего назначения перевозка блоков осуществляется с помощью трейлеров. При этом применяются два метода:

- 1) использование тягача с одним трейлером; недостаток этого метода - значительные простои при погрузке и разгрузке;
- 2) использование тягача со сменными трейлерами (челночный метод); при этом методе тягач обслуживает несколько трейлеров без простоев при погрузке и разгрузке, что позволяет осуществлять «монтаж с колес».

При крупноблочном монтаже буровых установок применяют специальные транспортные средства - передвижные платформы, тяжеловозы, тракторные тележки, сани, лыжи, мощные трейлеры.

Методы монтажа буровых установок.

Современная буровая установка представляет сложный комплекс агрегатов.

Типоразмер установки для бурения скважины выбирают на основе инженерных расчетов, определяющих возможные максимальные нагрузки на крюке талевой системы, скорости спуско-подъемных операций, необходимую гидравлическую мощность.

Буровой установке каждого типа соответствует своя схема монтажа типовых агрегатов. Это вышки, талевые системы, грузоподъемные лебедки, роторы, вертлюги, приводные механизмы, двигатели и насосы для нагнетания промывочной жидкости. Поэтому монтаж буровой установки в целом включает работы по монтажу:

- отдельных агрегатов, входящих в комплект буровой установки;
- систем управления агрегатами;
- технологических трубопроводов;
- приводных механизмов;

вспомогательного оборудования.

При монтаже буровой установки выполняются следующие работы:

- 1) планировочно-разбивочные и подготовительные;
- 2) строительство фундаментов и оснований под буровую вышку, буровое, силовое и вспомогательное оборудование;
- 3) монтаж буровой вышки;
- 4) строительство привышечных сооружений;
- 5) монтаж бурового, силового и вспомогательного оборудования;
- 6) монтаж электрооборудования.

Перечисленные этапы работ выполняют соответствующие бригады (подготовительная, строительная, специализированная или комплексная, вышкомонтажная) в последовательности, определяемой методом монтажа, используемого при сооружении данной буровой.

Применяются следующие методы монтажа буровых установок: агрегатный (индивидуальный), мелкоблочный и крупноблочный.

Агрегатный {индивидуальный) метод заключается в индивидуальном монтаже каждого агрегата буровой установки, строительстве отдельных объектов и сооружений буровой установки на фундаментах однократного использования. После монтажа всех агрегатов на фундаментах производится их кинематическая увязка в соответствии с монтажной схемой. При переходе на новую площадку бурения все агрегаты буровой установки демонтируют, нарушая кинематические связи между ними, разбирают сооружения и все перевозят на новую площадку.

На новой площадке снова строят фундаменты, сооружения и монтируют буровую установку.

Мелкоблочный метод заключается в том, что буровую установку монтируют из блоков. Блок представляет два или более отдельных агрегата буровой установки, кинематически связаны между собой и предварительно собранных на металлических саях-основаниях.

Крупноблочный (индустриальный) метод заключается в том, что монтаж буровой установки сводится к соединению двух-трех крупных блоков, включающих основное технологическое оборудование, расположенное и кинематически увязанное на мощных металлических основаниях.

Монтаж буровых установок агрегатным методом.

При этом методе монтажа на площадку, выбранную для строительства буровой, после проведения планировочно-разбивочных и подготовительных работ завозят все агрегаты буровой установки, буровую вышку или ее элементы и необходимые строительные материалы (камень, песок, цемент, бревна, брусья доски и др.). Одновременно на площадку привозят грузоподъемные механизмы и специальные устройства, необходимые для монтажа буровой установки (подъемники, лебедки, стрелы, краны и т.п.).

Все перечисленное оборудование и материалы располагают на площадке в определенном порядке, обеспечивающем рациональную последовательность сборки и монтажа буровой установки. В зависимости от схемы расположения оборудования и привышечных сооружений готовят рабочую площадку

соответствующих размеров. После завоза и размещения всего оборудования на рабочей площадке вышкомонтажная бригада приступает к строительству буровой.

Работы выполняют в несколько этапов. Одним из специфических этапов процесса монтажа бурового оборудования является сборка и монтаж вышки.

Мелкоблочный монтаж буровых установок.

При этом методе монтажа отдельные объекты и привышечные сооружения буровой установки объединяют в группы и крепят на специальных основаниях; в результате вся буровая установка представляет собой отдельные блоки, соединяемые на площадке будущей скважины.

Основания предназначаются для монтажа на них отдельных агрегатов, коммуникаций и укрытий буровой установки, а также для транспортировки закрепленного на них оборудования с одной площадки бурения на другую. Как правило, основание представляет пространственную металлическую конструкцию из отдельных ферм, на каждой из которых смонтирован агрегат, составляющий вместе с фермой мелкий блок. Размеры блока позволяют транспортировать его волоком тракторами или на специальных транспортных средствах по дорогам общего назначения.

Установку оборудования на металлическое основание, изготовленное из отработанных труб или профильного проката, производят кранами на вышкомонтажной базе.

По сравнению с монтажом агрегатным (индивидуальным) методом мелкоблочный монтаж характеризуется меньшей трудоемкостью и длительностью, более низкой себестоимостью и меньшим износом элементов оборудования при монтаже-демонтаже. Мелкоблочный монтаж привел к слиянию строительных и монтажных работ и появлению комплексных бригад монтажников. Появилась возможность овладения работниками вторыми и третьими профессиями, резко уменьшились простои, повысилась производительность труда и уменьшилась длительность монтажа.

5. Экологическая политика предприятия.

ООО «Белоруснефть-Сибирь» осознает свою ответственность перед обществом по сохранению благоприятной окружающей среды, рациональному использованию природных ресурсов региона северных широт.

Приоритетные цели:

- Минимизация удельного негативного техногенного воздействия на природную среду в регионах выполнения работ.
- Повышение эффективности использования природных ресурсов.
- Вовлечение всего персонала Общества в деятельность по уменьшению экологических рисков, улучшению системы экологического менеджмента и производственных показателей в области охраны окружающей среды.

Основные принципы экологической политики:

- Постоянное улучшение, как природоохранной деятельности Общества, так и системы управления этой деятельностью путем разработки, внедрения и поддержания функционирования системы экологического менеджмента.
- Обеспечение устойчивого развития посредством рационального использования природных ресурсов и сохранения благоприятной окружающей среды.
- Инновационность при внедрении экологических технологий, использование наилучших доступных технологий.
- Открытость и достоверность отчетности Общества в сфере охраны окружающей среды.

Для достижения поставленных приоритетных целей Общество принимает на себя следующие обязательства:

1. Обеспечивать соблюдение требований федерального, регионального и местного законодательства, международных обязательств Российской Федерации, а также отраслевых, корпоративных нормативных требований, регламентирующих деятельность Общества в области окружающей среды и экологической безопасности.
2. Осуществлять предотвращение загрязнений, что означает использование передовых процессов, производственных методов, технических решений, материалов, услуг, чтобы избежать, уменьшить или контролировать образование, выброс или сброс любого типа загрязняющего вещества или отходов с целью уменьшения негативного воздействия на окружающую среду.
3. Осуществлять своевременное экологическое обучение и повышение квалификации работников Общества.
4. Обеспечивать широкую доступность экологической информации о хозяйственной деятельности Общества, прозрачность его природоохранной деятельности и принимаемых в этой области решений.
5. Обеспечение функционирования и совершенствование системы управления в области охраны окружающей среды Общества в соответствии с требованиями стандартов ISO 14001.

6. Эффективное реагирование и минимизация негативных последствий для окружающей среды в случае возникновения аварийных ситуаций.

6. Вопросы техники безопасности и охраны труда.

Организации охраны труда и техники безопасности в настоящее время в РФ уделяется всё большее внимание. Вопросы техники безопасности и охраны труда организуются в соответствии с нормами и положениями международного и федерального права.

На каждом предприятии действуют свои нормативные документы регулирующие вопросы техники безопасности и охраны труда. В ООО «Белоруснефть-Сибирь» основным таким документом является Система управления охраной труда.

Основные положения Системы управления охраной труда.

Система управления охраной труда (в дальнейшем – Система) является составной частью комплексной системы управления производством.

Система содержит требования по подготовке, принятию и реализации решений по осуществлению комплекса социально-экономических, технологических, экологических, противопожарных, санитарно-гигиенических, лечебно-профилактических, правовых и организационных мероприятий, направленных на сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда.

Система управления охраной труда состоит из регламентированных законодательными актами и нормативными документами взаимосвязанных социально-экономических и организационных мероприятий, методов и средств, направленных на программно-целевое формирование безопасных и здоровых условий труда на производстве, защиту окружающей среды.

Правовой и нормативной основой Системы управления охраной труда являются:

- законодательство о труде, Закон о предприятии, постановления и решения правительства по вопросам охраны труда;

- правила, нормы, стандарты безопасности труда;

- постановления государственных органов контроля и надзора;

- приказы и решения объединения, приказы и распоряжения по предприятию;

- устав и положения о предприятии, соглашение и коллективный договор.

Система управления охраной труда предусматривает:

- обязанности работающих по охране труда;

- планирование профилактической работы и мероприятий по безопасности и охране труда;

- контроль за выполнением должностными лицами обязанностей по обеспечению безопасности производственных процессов и оборудования, соблюдением работающими требований правил, норм, инструкций при эксплуатации производства;

-контроль за надлежащим содержанием зданий и сооружений, санитарно-бытовых помещений, обеспечением работников спецодеждой, средствами индивидуальной и коллективной защиты;

-своевременное и качественное расследование и учет несчастных случаев, аварий, производственных неполадок, пожаров, залповых выбросов в окружающую среду вредных веществ и устранение вызвавших их причин;

-повышение ответственности руководящих работников и специалистов за охрану и безопасность труда;

-проведение работы с нарушителями требований безопасности;

-учет и анализ установленных на предприятии показателей оценки состояния безопасности в структурных подразделениях и проводимой профилактической работы по охране труда;

-совершенствование организации работы в области охраны труда на предприятии.

Органами управления охраной труда на предприятии являются: директор, его заместители, главный инженер, главные специалисты и руководители функциональных и производственных подразделений, руководители первичных трудовых коллективов.

В Системе управления охраной труда определены обязанности по охране труда директора, его заместителей, главного инженера, главных специалистов, руководителей функциональных и производственных подразделений, руководителей первичных трудовых коллективов. Обязанности по охране труда руководителей, специалистов определяются в положениях о службах и должностных инструкциях с учетом возложенных на них функций.

С должностными обязанностями руководители и специалисты должны быть ознакомлены под роспись.

Ответственность за нарушение требований безопасности и охраны труда.

Должностные лица предприятия, виновные в нарушении законодательства о труде, правил, норм и инструкций, невыполнение обязательств по коллективному договору и соглашению по охране труда, невыполнении своих должностных обязанностей, невыполнении предписаний контролирующих органов, а также приказов, указаний, распоряжений руководства предприятия несут ответственность в установленном законом порядке.

В зависимости от характера и степени виновности может быть применена дисциплинарная, административная, уголовная и материальная ответственность, а также меры, предусмотренной талонной системой борьбы с нарушителями требований безопасности.

Дисциплинарная ответственность предусматривает применение к должностным лицам дисциплинарных взысканий, предусмотренных законодательством о труде Российской Федерации.

Применяются следующие виды дисциплинарных взысканий: замечание, выговор, строгий выговор, увольнение с работы.

В порядке подчиненности к дисциплинарной ответственности за нарушение законодательства о труде, правил и норм охраны труда и

безопасности привлекаются следующие категории работников: заместитель директора, главный инженер, главные специалисты, начальники отделов, участков, старшие мастера, мастера, начальники смен, рядовые работники.

Дисциплинарные взыскания налагаются вышестоящими органами, администрацией предприятия и должностными лицами, имеющими на то право.

Профсоюзные органы могут вносить соответствующие предложения о привлечении к дисциплинарной ответственности руководящих работников за нарушение законов, правил и норм по охране труда и безопасности.

Работники органов государственного надзора и прокуратуры имеют право вносить представление руководителю предприятия о привлечении к дисциплинарной ответственности лиц, систематически нарушающих законодательство о труде, экологии, пожарной безопасности, правил, норм, инструкций по безопасному ведению работ.

Административная ответственность предусматривает предупреждение лиц или наложение на них денежного штрафа. Штраф налагается на лицо, а не на предприятие.

К административной ответственности привлекаются лица, которые своим непосредственным действием или бездействием допустили нарушение законодательства, правил норм и инструкций.

Уголовная ответственность лиц за нарушение законодательства, правил, норм предусматривается в тех случаях, когда нарушение содержит признаки преступного действия.

Уголовная ответственность возникает при особо тяжелых групповых несчастных случаях, профессиональных отравлениях и заболеваниях, пожарах, авариях и т.д. Уголовную ответственность за нарушение правил охраны труда несут лишь те лица, на которых в силу их служебного положения или по специальному распоряжению возложены обязанности по охране труда и соблюдении правил безопасности на соответствующем участке работы или контроля за их выполнением.

Лица, причинившие ущерб предприятию в результате допущенных ими нарушений правил и норм охраны труда и окружающей среды, технической и пожарной безопасности, помимо дисциплинарной, административной и уголовной ответственности несут также материальную ответственность.

Материальная ответственность лиц за нарушение законодательства о труде, экологии, правил и норм охраны труда, выражаться во взыскании с них полностью или частично сумм, выплаченных предприятием пострадавшему от несчастного случая и профзаболевания органами социального страхования и соцобеспечения.

Материальная ответственность, как правило, является следствием решения суда при привлечении виновных лиц к уголовной ответственности.

Положение о профилактической работе по безопасности и охране труда.

Планирование организационно-технических мероприятий по безопасности и охране труда.

При разработке планов намечаются наиболее эффективные направления повышения безопасности производства, улучшения условий труда, определяются потребности и источники обеспечения планируемых мероприятий материальными и трудовыми ресурсами, координируется деятельность подразделений и служб, обеспечивающих их выполнение.

Планы мероприятий по безопасности и охране труда подразделяются по содержанию и срокам исполнения на перспективные, целевые, годовые и мероприятия трудового соглашения по охране труда и коллективному договору.

Перспективный план мероприятий предусматривает строительство новых производств и объектов, техническое перевооружение и реконструкцию действующих производств, совершенствование технологических процессов, автоматизацию трудоемких процессов и т.п.

Целевые программы разрабатываются по определенным направлениям: замена морально устаревшего и физически изношенного оборудования, противопожарные, экологические мероприятия, мероприятия по повышению взрывобезопасности, электроснабжению производств и т.п.

Мероприятия трудового соглашения по охране труда и коллективному договору и годовой план мероприятия по безопасности и охране труда предусматривают совокупность технических, санитарно-гигиенических мероприятий по устранению опасных и вредных факторов, улучшению и оздоровлению условий труда.

При ежегодной разработке и утверждении в установленном порядке мероприятий трудового соглашения по охране труда к коллективному договору и включении в него необходимых вопросов по безопасности и охране труда годовой план мероприятий может не разрабатываться.

Мероприятия по безопасности и охране труда разрабатываются с учетом состояния безопасности на производстве, результатов аттестации рабочих мест, предписаний органов контроля и надзора, предложений производственных подразделений и служб предприятия.

7. Индивидуальное задание.

Система верхнего привода: назначение, устройство, принцип работы, преимущества.

Общие сведения.

Система верхнего привода (СВП) в последнее время становится наиболее популярным способом бурения нефтяных и газовых скважин. Этой системой оборудуются как импортные, так и отечественные буровые установки. Такие установки используются, например, на Каспийском шельфе в Астрахани. СВП являются принципиально новым типом механизмов буровых установок, обеспечивающих выполнение целого ряда технологических операций. В принципе верхний привод представляет собой подвижной вращатель с сальником - вертлюгом, оснащенный комплексом средств механизации СПО - силовой вертлюг.

Назначение.

- Вращение бурильной колонны с регулированием частоты при бурении, проработке и расширении ствола скважины, при подъеме/спуске бурильной колонны.
- Торможение бурильной колонны и её удержание в заданном положении.
- Обеспечение проведения спускоподъемных операций в том числе: наращивание/разборка бурильной колонны свечами и одиночными трубами;
 - свинчивание/развинчивание бурильных труб, докрепление/раскрепление резьбовых соединений переводников и шаровых кранов;
 - подача бурильных труб к стволу/удаление от ствола вертлюга.
- Проведение операций по спуску обсадных колонн в скважину.
- Промывка скважины и одновременное проворачивание бурильной колонны.
- Задание и обеспечение величин крутящего момента и частоты вращения, их измерение и вывод показаний на дисплей шкафа управления, выносной дисплей, пульт управления и на станцию геолого-технических исследований.
- Дистанционное управление.
- Герметизация внутритрубного пространства шаровыми кранами.
- Расхаживание бурильных колонн и промывку скважины при ликвидации аварий и осложнений.

Устройство системы верхнего привода.

Подвижная часть СВП (рисунок 1.) состоит из вертлюга-редуктора 1, который на специальных штропах 2 подвешен на траверсе талевого блока 3. На верхней крышке вертлюга-редуктора установлен взрывозащищенный электродвигатель постоянного тока 4 в вертикальном фланцевом исполнении, с видом взрывозащиты «продувка под избыточным давлением». Причем забор и выброс продуваемого воздуха происходят из взрывобезопасной зоны. Один конец электродвигателя через эластичную муфту соединен с быстроходным валом двухступенчатого односкоростного редуктора. На другом конце вала установлен диско-колодочный тормоз 5. К корпусу вертлюга-редуктора крепится специальная рама 6, через которую блоком роликов 7 передается

крутящий момент на направляющие 14 и с них – на вышку. Между талевым блоком и вертлюгом редуктор установлена система разгрузки резьбы 8, обеспечивающая автоматический вывод резьбовой части ниппеля замка буровой трубы из муфты при развинчивании и ход ниппеля при свинчивании замка. При этом исключается повреждение резьбы.

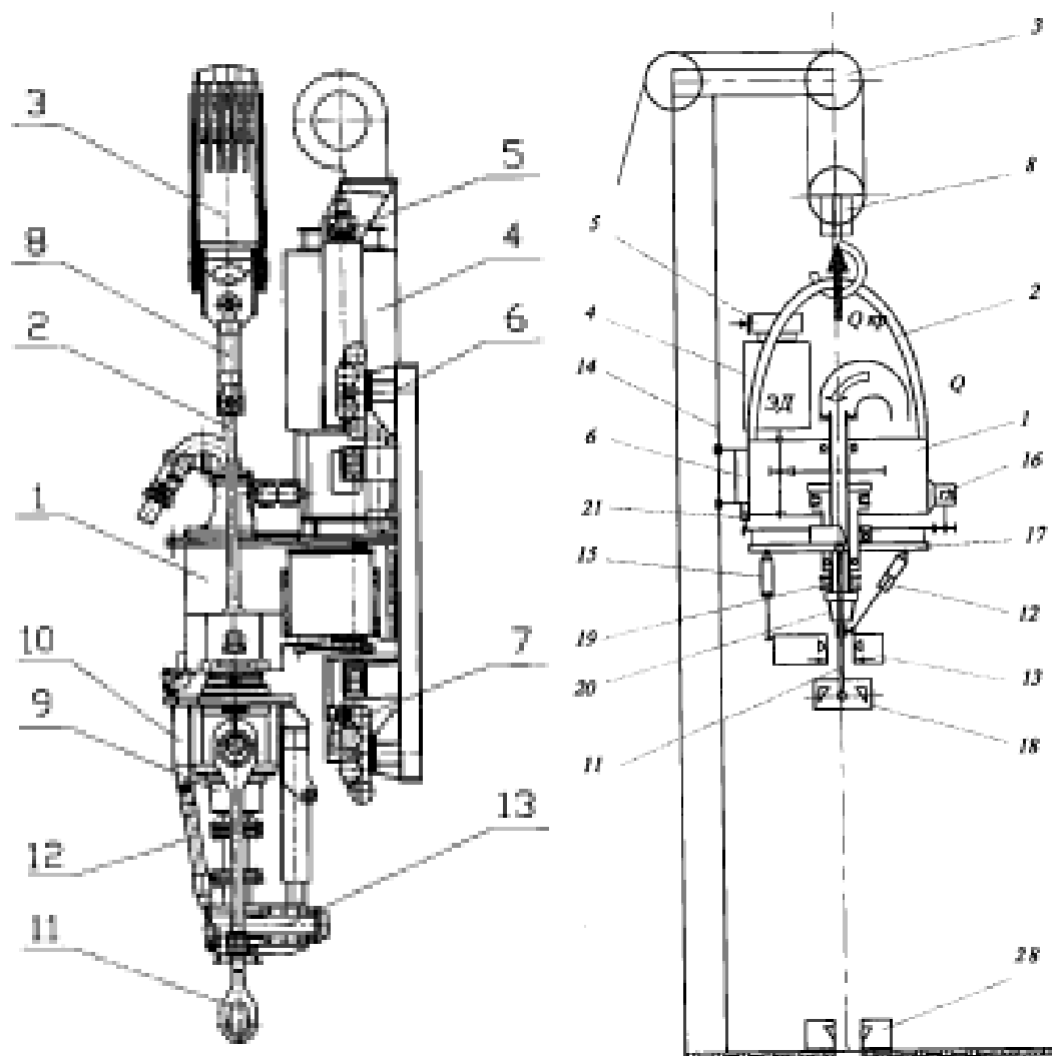


Рисунок 1. - Схема верхнего привода: 1 – вертлюг-редуктор; 2 – штропы вертлюга-редуктора; 3 – талевая система; 4 – электродвигатель постоянного тока; 5 – диско-колодочный тормоз; 6 – рама с роликами (каретка); 7 – блок роликов; 8 – система разгрузки резьбы; 9 – трубный манипулятор; 10 – вертлюжная головка; 11 – штропы элеватора; 12 – гидроцилиндры отвода штропов элеватора; 13 – трубный зажим; 14 – направляющие мачты; 15 – гидроцилиндр управления трубным зажимом; 16 – гидродвигатель; 17 – траверса вертлюжной головки; 18 – элеватор; 19 – шаровой кран; 20 – ниппель; 21 – стопорное устройство; 28 – клиновой захват.

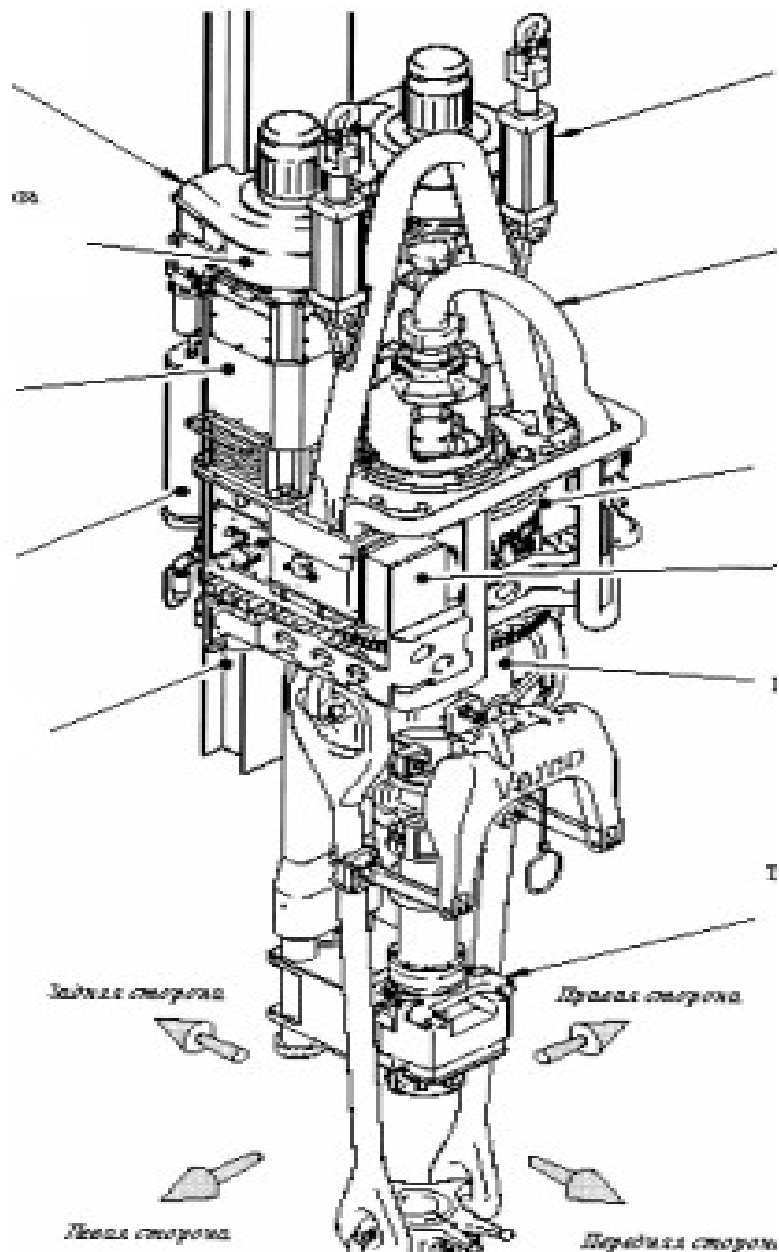


Рисунок 2. Верхний привод Bentec: 1 - система противовесов, 2- S-образная труба; 3 – корпус двигателя; 4 – электросистема привода; 5 – верхний адаптер штропов; 6- трубный манипулятор; 7- направляющие рельсы; 8 – гидросистема; 9 – двигатели; 10 – дисковые тормоза двигателя; 11 – система охлаждения штропов.

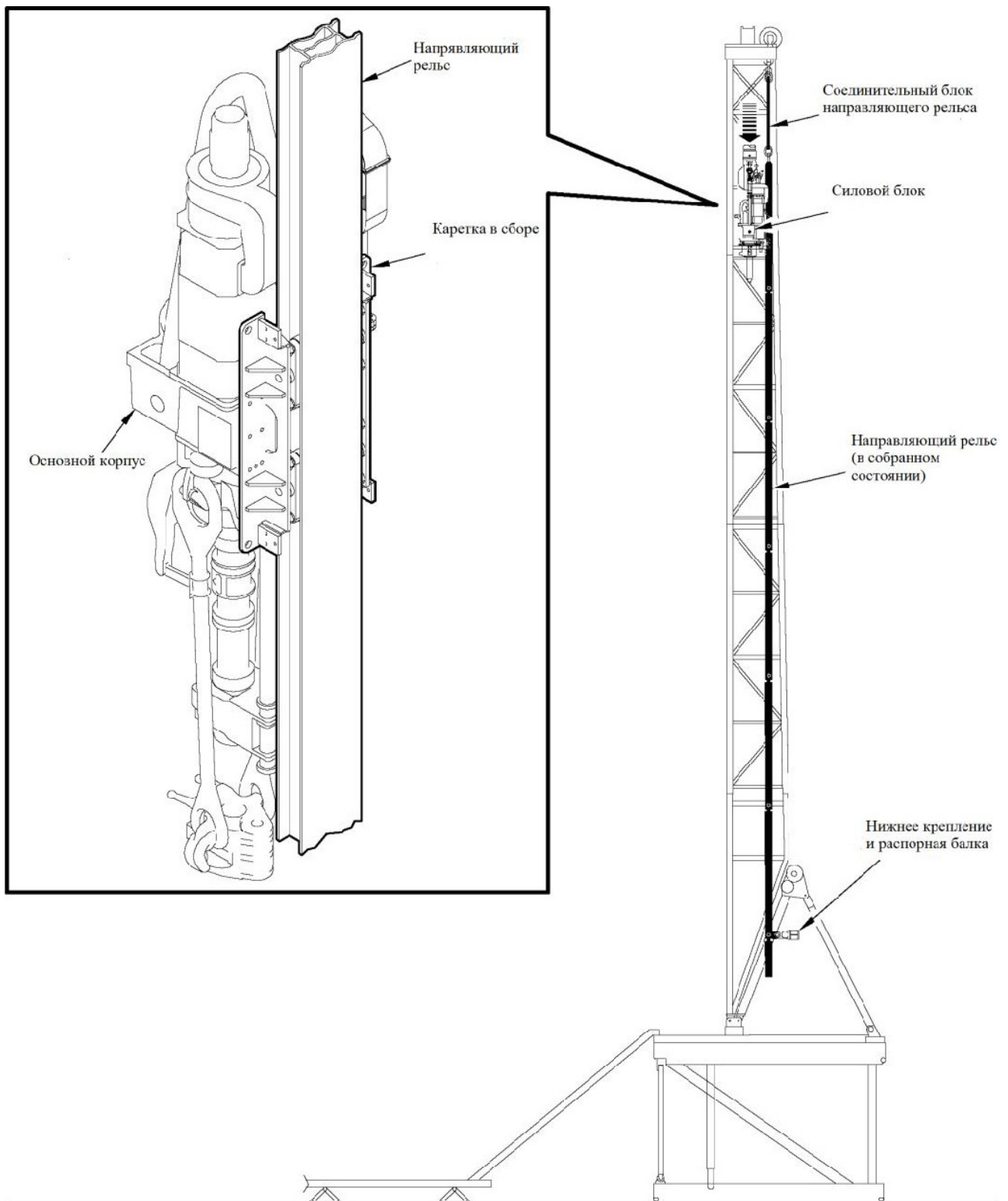


Рисунок 3. Каретка и направляющий рельс.
Принцип работы системы верхнего привода.

Последовательность выполнения операций наращивания с использованием СВП изображена на рисунке 4.

Исходное положение механизмов системы верхнего привода:

- 1) гидростанция отключена;
- 2) вертлюжная головка застопорена стопорным устройством;
- 3) штропы элеватора отведены в 1-е положение "Назад" посредством цилиндров;
- 4) шаровые краны открыты;
- 5) тормоз основного двигателя расторможен;
- 6) система разгрузки резьбы находится под давлением пневмогидроаккумулятора;
- 7) трубный зажим разжат.

Процесс бурения. При бурении для вращения бурильной колонны используется основной электродвигатель силового вертлюга. После проверки исходного положения всех механизмов выполняются следующие операции:

- 1) включается насос маслосмазки вертлюга-редуктора;
- 2) включается вентилятор двигателя силового вертлюга;
- 3) восстанавливается циркуляция бурового раствора;
- 4) включается двигатель силового вертлюга;
- 5) включается подача инструмента и начинается бурение.

При бурении забойным двигателем, кроме перечисленного, для восприятия реактивного момента от турбобура необходимо наложить колодки гидравлического тормоза диск вала и удерживать их в таком положении до окончания бурения. Бурение продолжается до касания воронкой трубного зажима стола ротора или ключа бурильщика.

Процесс наращивания бурильной колонны свечой. Для наращивания бурильной колонны свечой необходимо выполнить следующие операции (последовательности соответствует рисунок 4, а):

1. Не отсоединяя от ствола СВП, приподнять бурильную колонну на высоту разъема, посадить на клинья ПКР; прекратить подачу бурового раствора в скважину; закрыть оперативный шаровой кран; произвести трубным зажимом зажим муфты бурильной колонны; передать вращение от электродвигателя на шпиндель и отсоединить ствол СВП от бурильной колонны; разжать трубный зажим.

2. Начать подъем СВП с одновременным отводом штропов элеватора из первого положения; верхний конец наращиваемой свечи вывести из-за пальца верхней секции магазина; прекратить подъем талевого блока; завести верхний конец свечи в элеватор, закрыть створку.

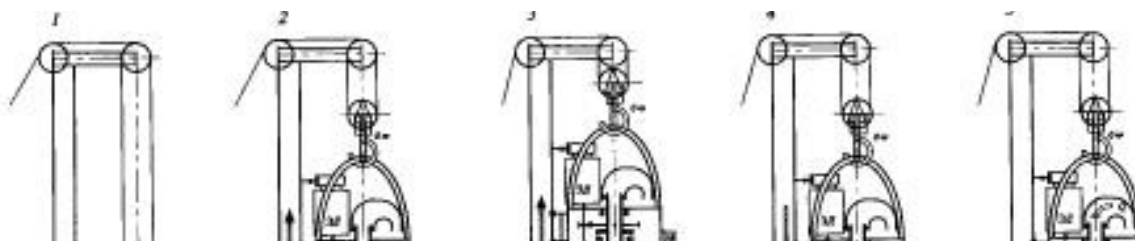


Рисунок 4. Процесс наращивания бурильной колонны с применением силового верхнего привода: а - свечой из магазина, б - однострубками из шурфа: 22 – ключ; 23 – стеллаж; 24 – свеча; 25 – бурильная труба (однострубка); 26 – шурф.

3. Поднять свечу на необходимую высоту, нижний конец установить муфту бурильной колонны; произвести свинчивание и докрепление муфты бурильной колонны с ниппелем свечи ключом бурильщика или машинным ключом.

4. СВП приспустить вниз до попадания верхней муфты свечи в направляющую воронку трубного зажима и вхождения резьбовой части ствола вертлюга в резьбовую часть муфты до упора; произвести захват трубным зажимом муфты свечи; включить электродвигатель и произвести свинчивание и докрепление ствола вертлюга-редуктора с бурильной колонной.

5. Разжать трубный зажим; открыть клапан и подать промывочную жидкость; начать бурение.

Процесс наращивания бурильной колонны однотрубкой (смотреть рисунок 4, б). Для наращивания бурильной колонны однотрубкой необходимо выполнить следующие операции:

приподнять бурильную колонну на высоту разъема, не отсоединяя ее от ствола СВП;

посадить бурильную колонну на клинья ПКР;

прекратить подачу бурового раствора в скважину;

закрыть оперативный шаровой кран, зажать муфту бурильной колонны;

отсоединить ствол СВП от бурильной колонны, включив электродвигатель силового вертлюга на вращение, раскрепив и отвинтив замковую резьбу.

Начать подъем талевого блока с одновременным отводом штропов элеватора из первого положения; прекратить подъем талевого блока; открыть стопор, включить гидромотор для вращения траверсы трубного манипулятора так, чтобы открытая створка элеватора была направлена на однотрубку, в зависимости от ее местонахождения: или в шурфе для наращивания, или на мостках; установить однотрубку в элеватор и закрыть створку; завести верхний конец свечи в элеватор, закрыть створку.

Поднять талевый блок и вывести однотрубку на центр скважины; приспустить ее и установить нижний конец однотрубки в муфту бурильной колонны; провести операции по свинчиванию однотрубки с колонной и свинчивание ствола вертлюга-редуктора с однотрубкой, т.е. выполнить последовательность операций по режиму; свечу поднять на необходимую высоту, нижний конец установить в муфту бурильной колонны; произвести свинчивание и докрепление муфты бурильной колонны с ниппелем свечи ключом КБГ-2 или машинным ключом.

СВП приспустить вниз до попадания верхней муфты свечи в направляющую воронку трубного зажима и вхождения резьбовой части ствола вертлюга в резьбовую часть муфты до упора; захватить трубным зажимом муфту свечи; включить электродвигатель и произвести свинчивание и докрепление ствола вертлюга-редуктора с бурильной колонной.

Разжать трубный зажим; открыть клапан и подать промывочную жидкость; начать бурение.

Подъем бурильной колонны. Подъем бурильной колонны СВП практически ничем не отличается от подъема бурильной колонны крюкоблоком с ручным элеватором. При необходимости колонна может проворачиваться. Для этого необходимо соединить ствол вертлюга с бурильной колонной. Преимуществом подъема бурильной колонны СВП является возможность подачи элеватора системой отклонения штропов непосредственно к "верховому" рабочему. Кроме того, наличие в СВП системы разгрузки резьбы предотвращает повышенный износ резьбы.

Спуск бурильной колонны в осложненной скважине. Спуск бурильной колонны в осложненной скважине или в ее горизонтальной части в основном аналогичен наращиванию бурильной колонны свечой при бурении.

Процесс ликвидации аварий (прихватов). При ликвидации прихватов на двигателе силового вертлюга устанавливается максимальный момент $M_{\max}=2\text{МН}$. При достижении двигателем максимального момента накладывается тормоз. После этого начинается расхаживание бурильной колонны в скважине.

Спуск обсадной колонны с циркуляцией промывочной жидкости и вращением. Иногда возникает необходимость провести спуск обсадной колонны с циркуляцией бурового раствора и вращением ее. Для этого необходим переводник с замковой резьбы 3-171 на резьбу обсадной колонны. Например, переводник с замковой резьбы на резьбу обсадной трубы ПЗ-171/168...426 (отраслевая нормаль Н-545-58), но с более удлиненной верхней частью для того, чтобы трубный зажим смог ее зажать. Затем соединить ствол вертлюга с переходником.

Преимущества систем верхнего привода:

1. Экономия времени на наращивание труб при бурении.

Наращивание колонны бурильных труб свечой длиной 28 м позволяет устранить каждые два из трех соединений бурильных труб.

2. Уменьшение вероятности прихватов бурового инструмента.

Силовой вертлюг позволяет в любой необходимый момент времени при спуске или подъеме инструмента элеватором в течение 2-3 минут соединить с бурильной колонной и восстановить циркуляцию бурового раствора и вращение бурильной колонны, тем самым предотвратить прихват инструмента.

3. Расширение (проработка) ствола скважины не только при спуске, но и при подъеме инструмента.

4. Повышение точности проводки скважин при направленном бурении.

При использовании отклонителя с гидравлическим забойным двигателем для изменения угла скважины свечу можно удерживать в заданном положении по всей длине свечи, что приводит к лучшей ориентации колонны и меньшему числу контрольных съемок.

5. Повышение безопасности буровой бригады.

Возможность вести наращивание свечой, а не однотрубкой снижает число используемых соединений, что уменьшает вероятность несчастных случаев.

6. Снижение вероятности выброса флюида из скважины через бурильную колонну.

7. Наличие механизированного сдвоенного шарового крана (внутреннего превентора) позволяет быстро перекрыть внутреннее отверстие в колонне, тем самым предотвратить разлив бурового раствора при отсоединении ствола силового вертлюга от свечи. Вся операция проводится бурильщиком без участия буровой бригады.

8. Облегчение спуска обсад. труб в зонах осложнений за счет вращения. Возможность вести спуск обсадной колонны с вращением и промывкой обсадных труб при добавлении специального переводника для обсадных труб.

9. Повышение качества керна.

Бурение на всю длину свечи без наращивания однострубка улучшает качество кернов, снижает число рейсов.

10. Обеспечение точного крутящего момента при свинчивании и докреплении резьб.

Использование электродвигателя постоянного тока дает возможность получить точный и плавно меняющийся вращательный момент докрепления для каждого соединения, что увеличивает срок службы бурильной свечи.

8. Выводы и заключения.

Нефтегазовая отрасль представляет высокомеханизованное производство. Оборудование, используемое для бурения скважин, добычи, сбора и подготовки нефти и газа, в значительной мере определяет научно-технический прогресс в нефтегазовой отрасли, широкое внедрение прогрессивных форм организации труда, эффективность капитальных вложений и качество выполняемых работ.

В отрасли большое внимание уделяется вопросам охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды.

В 2020 году ООО «Белоруснефть-Сибирь» столкнулось со следующими факторами риска, которые влияют на производственную деятельность предприятия:

1. Невозможность смены вахтового персонала, в связи с запретом проезда до 07.2020 через государственную границу РФ ;
2. Выполнение требований, установленных постановлением Губернатора ЯНАО №60-ПГ от 15.04.2020 «О дополнительных мерах по защите населения и предупреждения новой коронавирусной инфекции (COVID-19) на территории Ямало-Ненецкого автономного округа»;
9. Снижение объема работ у основных Заказчиков, в связи с достигнутыми договоренностями стран членов ОПЕС+ по сокращению суточного объема добычи нефти;
4. Увеличение стоимости на оборудование импортного производства, или имеющего высокую долю импортных комплектующих (в связи с падением курса российского рубля);
5. Увеличение сроков поставки импортного оборудования и комплектующих.

Из приведённой выше информации видно, что ООО «Белоруснефть-Сибирь» является крепким, устойчивым, динамично развивающимся предприятием.

В это нелёгкое время предприятие сохраняет за собой позицию крупнейшей нефтесервисной компании в ЯНАО Российской Федерации.

Список используемой литературы:

1. Монтаж и эксплуатация бурового оборудования (вышкостроение): курс лекций по одноим. курсу для слушателей специальности 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заочной формы обучения / С.В. Козырева – Гомель: ГГТУ им. П.О. Сухого, 2015 - 82 с.
2. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. Учебник для вузов. М., Недра, 1983.
3. Мищенко И. Г., Сахаров В.Л. и др. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи. М., Недра, 1984.
4. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений. Хисамов Р.С. и др. ТатнефтьВНИИОНГ . М. 2000.
5. Ивановский В.И., Дарищев В.И., Сабиров Л.Л., Каштанов В.С., Пекин С.С. Оборудование для нефти и газа: В 2 ч. М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002.
6. Уразаков К.Р. Эксплуатация наклонно-направленных насосных скважин. М., Недра, 1993.