

# Содержание

Введение.....	2
1 Геологическая часть.....	3
1.1 Территориальное расположение Капитоновского месторождения.....	3
1.2 Тектоническое строение Капитоновского месторождения.....	7
1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	8
1.4 Нефтегазоносность Капитоновского месторождения.....	18
2 Техничко-технологическая часть.....	22
2.1 Анализ эксплуатации фонда скважин, оборудованных УШГН.....	22
2.2 Технология добычи нефти УШГН, краткая характеристика оборудования.....	25
2.3 Осложнения при эксплуатации скважин, оборудованных УШГН.....	30
2.4 Причины и условия образования АСПО.....	32
2.5 Механизм образования АСПО в условиях Капитоновского месторождения.....	35
2.6 Новые технологии на скважинах, оборудованных УШГН.....	38
3 Экономическая часть.....	40
3.1 Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ по установке УШГН.....	40
3.2 Затраты на амортизационные отчисления.....	42
3.3 Затраты на материалы.....	43
3.4 Расчет заработной платы бригады.....	44
3.4 Затраты на страховые взносы.....	45
3.5 Затраты на проведение мероприятия.....	46
3.6 Расчет экономического дохода при использовании штангового глубинного насоса «VeeOilPump».....	47
4. Производственная безопасность и охрана труда.....	50
4.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	50
Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	51
4.2 Экологическая безопасность.....	54
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	59

ДП.21.02.01.2023.8786

Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата
Разраб		Савин Д.О.		
Пров		Щукин А.А		
Н. Контр.		Большов А.С		

*Подбор оборудования и выбор режима работы скважины для эксплуатации с применением УШГН*

Литера	Лист	Листов
		65
ГАПОУ НГРТ Группа № 36		

## Введение

Добыча нефти при помощи штанговых насосов – один из самых распространенных способов искусственного подъема нефти, что объясняется их простотой, эффективностью и надежностью.

На сегодняшний день УШГН можно встретить на скважинах с малым дебитом или с большой обводненностью. Такие скважины постепенно уменьшаются вследствие того, что малодебитные скважины переводят в другую категорию посредством применения гидроразрыва пласта (ГРП), а обводненные скважины выводят из работы. Развитие данного способа эксплуатации и дальше не вызывает сомнения, так как этому способствует действующее ныне законодательство и общая тенденция в мире к увеличению добычи нефти.

При работе штанговых насосных установок часто встречаются особые условия, осложняющие работу этих установок. К ним относятся: большое газосодержание на приеме насоса; большое содержание песка в откачиваемой жидкости; отложение парафина в НКТ и на насосных штангах и минеральных солей в узлах насоса и в НКТ, сильное искривление скважин; высокопарафинистые высоковязкие нефти.

Нередко данные осложняющие условия действуют совместно, из-за чего необходимо бороться сразу с несколькими осложняющими факторами.

Целью данной дипломной работы является рассмотрение наиболее подходящего и эффективного оборудования и эффективных технологий для эксплуатации скважин, оборудованных установками штанговых глубинных насосов.

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		2

# 1 Геологическая часть

## 1.1 Территориальное расположение Капитоновского месторождения

В административном отношении Капитоновское нефтяное месторождение расположено на территории Новосергиевского и Переволоцкого районов Оренбургской области, в 70 км на северо-запад от областного центра г. Оренбург.

Ближайшие населенные пункты – села Капитоновка, Мамалаевка, Верхняя Платовка, Платовка – расположены от внешнего контура месторождения на расстоянии 2-5 км к востоку, юго-востоку, югу и юго-западу, соответственно, показаны на рисунке 1. Ближайшие крупные населенные пункты – районные центры и железнодорожные станции Новосергиевка и Переволоцк, находятся, соответственно, в 25 км к северо-западу и 17 км к юго-востоку от месторождения. Крупный железнодорожный узел с множеством функций услуг находится в г. Оренбурге.



					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		3

Рисунок 1 – Ближайшие населенные пункты Капитоновского месторождения

В экономическом отношении, находясь в окружении ранее открытых месторождений, район Капитоновского месторождения имеет достаточно развитую инфраструктуру газо- и нефтедобывающей промышленности, что позволяет в короткие сроки вовлечь в разработку, как выявленные залежи, так и новые перспективные участки разрабатываемых объектов.

В 90 км к северу-западу от Капитоновского месторождения находится действующий промысел, разрабатывающий нефтяные залежи Сорочинско-Никольского, Родинского, Ольховского месторождений, а в 55 км к северу-западу на Кодяковском месторождении – нефтесборный пункт, связанные с Сорочинским нефтесборным узлом нефтепровода. В непосредственной близости от месторождения ведется разработка Лебяжинского и Загороского месторождений.

В 6 км к юго-западу расположен действующий газопровод Оренбург-Самара, показанный на рисунке 2, а в 22 км к югу – газопровод Оренбург-Западная граница.

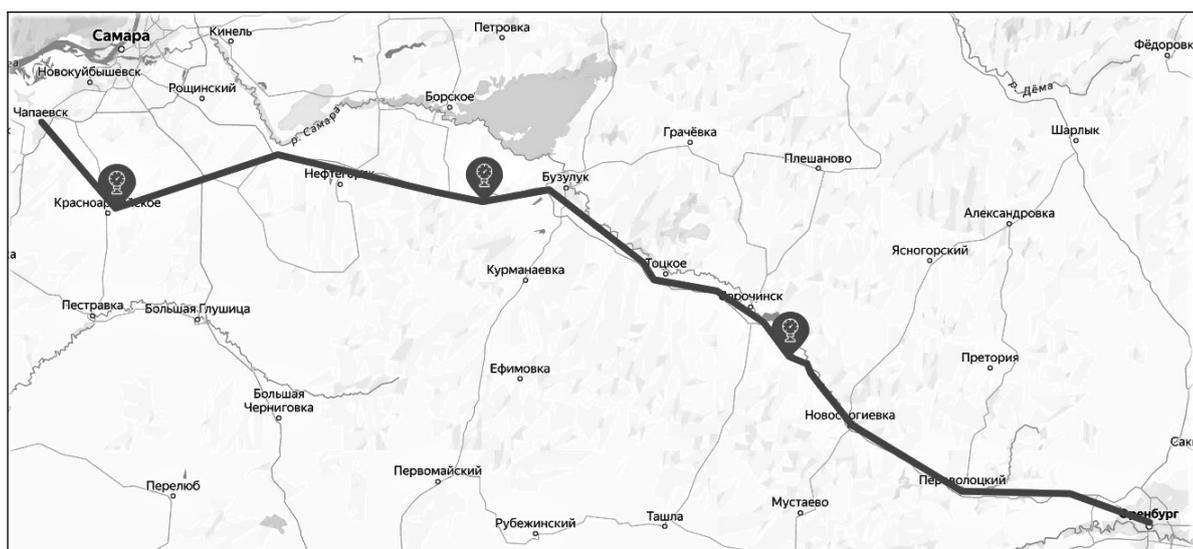


Рисунок 2 – Газопровод Оренбург-Самара

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		4

Основные пути сообщения между населенными пунктами – грунтовые дороги, пригодные для продвижения в сухое время года. В 2 км к юго-западу от месторождения проходит железная дорога Москва-Самара-Оренбург-Ташкент, параллельно проходит автомобильная магистраль Самара-Оренбург.

Территория рассматриваемого района лежит в глубине континента на значительном удалении от океанов. Континентальное положение сильно сказывается на климате в почвенно-растительном покрове. Сейсмический район характеризуется как спокойный.

Гидрографическую сеть района составляют р. Самара, протекающая к юго-западу от месторождения, и небольшие речки(ручьи): Безымянка и Платовочка.

Река Самара протекает в северо-западном направлении; русло ее, ширина которого меняется от 5 до 35 м, сильно меандрирует, образуя многочисленные старицы и озера. Западную часть месторождения с севера на юг пересекает ручей Платовочка, правый приток реки Самары, а к востоку от месторождения протекает ручей Безымянка, правый приток реки Капитоновка. Оба ручья не имеют постоянного водотока, русла их в засушливое время года частично пересыхают.

В пределах Капитоновского месторождения в районе ручья Платовочка выделяется водоохранная зона. Ширина водоохранной зоны ручья составляет 100 м. Реки питаются за счет атмосферных осадков и подземных вод. Вода в реках пресная, гидрокарбонатно-кальциевого состава, широко используется населением для своих нужд. Кроме того, источником питьевой воды для населения служат водоносные горизонты мезозойских отложений.

Климат в районе месторождения резкоконтинентальный: лето жаркое с максимумом температур +40 °С, с частыми суховеями, с недостаточным и неустойчивым атмосферным увлажнением. Зима холодная с минимум температур -42 °С, с сильными буранами и снежными заносами. Толщина снежного покрова, удерживающегося с конца ноября до конца марта, не

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		5

превышает 60 см, глубина сезонного промерзания почвы достигает 180 см. Район относится к зоне недостаточного увлажнения, среднегодовое количество осадков составляет 350-450 мм.

Ландшафт района месторождения представляет собой степь, расчлененную оврагами и балками, которые отличаются крутизной склонов и значительной протяженностью. Растительность района степная и представлена ковыльными и типачковыми травами.

Заселенные участки немногочисленны и развиты по долинам рек, оврагов и балок. На полях и вдоль дорог встречаются искусственные лесопосадки.

В орфографическом отношении площадь приурочена к юго-восточному склону водораздельной возвышенности Общий Сырт. Рельеф местности представляет собой всхолмленную возвышенность, изрезанную системы оврагов и речных долин. Абсолютные отметки рельефа изменяются от 250 метров в пределах западной и восточной части месторождения до 100 метров в центральной его части.

Располагаясь в пределах лесостепной и степной зон район располагает богатыми почвенными ресурсами. Почвенно-климатические условия благоприятны для выращивания зерновых и технических культур, вследствие чего черноземные степи все оказались распаханными.

## 1.2 Тектоническое строение Капитоновского месторождения

В тектоническом отношении Капитоновское месторождение находится на Капитоновском валу Восточно-Оренбургского поднятия, принадлежащего Переволоцко-Сыртовскому выступу Волго-Уральской антеклизы крупной Восточно-Европейской платформы.

Переволоцко-Сыртовский выступ кристаллического фундамента расположен в Юго-Восточной части Волго-Уральской антеклизы. Регионально

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		6

поверхность фундамента погружается в южном направлении. Непосредственно на площади Капитоновского месторождения фундамент не вскрыт, отложения архейско-нижнепротерозойского возраста установлены скважиной 54 на расположенной западнее Землянской площади на абсолютной отметке -4067 метров.

Восточно-Оренбургское поднятие представляет собой обширную незамкнутую положительную структуру, которая выделяется по основным маркирующим горизонтам палеозоя. На севере поднятия ограничивается крутым флексуорообразным погружением слоев на южном крыле Большекинельского вала, на востоке - западной границей Предуральского краевого прогиба, на западе - по восточному борту Бузулукской впадины, на юге Восточно-Оренбургское поднятие ограничено Павловской седловиной, отделяющей его от Соль-Илецкого свода.

Капитоновское месторождение приурочено к сложноорганизованной зоне сочленения Восточно-Оренбургского валообразного поднятия, Бузулукской впадины (ее части, осложненной Камелик-Чаганской системой дислокаций) и Павловской седловины. Восточная граница южного погружения Бузулукской впадины проходит в 25 километрах западнее Капитоновской структуры.

Структурный план кристаллического фундамента в изучаемом районе характеризуется сложным строением поверхности. Перепад абсолютных глубин существует в интервале от -4510 метров в центральной части площади, до -3930 метров - на вздернутых блоках. Отложениям девона и протерозоя, соответствует наиболее глубокая, погруженная часть грабена по отложениям фундамента. Вздернутые блоки фундамента осложняются тектоническими нарушениями различной амплитуды и направлений.

### 1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		7

На территории Оренбургской области установлены верхнепротерозойские, палеозойские и мезозойские осадочные образования. Подстилаются они метаморфическими и магматическими породами кристаллического фундамента архейско-раннепротерозойского возраста.

В пределах Капитановского месторождения кристаллический фундамент не вскрыт. Западнее рассматриваемой территории породы архейско-нижнепротерозойского возраста установлены скважиной 54 Землянской площади на глубине 4220 метров (абсолютная отметка -4067 метров) и скважиной 210 Сидоровской на глубине 4156 метров (абсолютная отметка -3946 метров). Фундамент слагается гранитами, слюдистыми сланцами и гранитовыми гнейсами. Продуктивные отложения вскрыты в отложениях среднего и верхнего девона. Ниже приводится описание данной части разреза.

Протерозойская группа

Рифей-вендская система

Породы представлены, в основном, красноцветными отложениями, обломками магматических и метаморфических пород, песчаниками разнозернистыми и гравелитами. Состав пород кварцевый, кварцево-слюдистый и кварцево-полевошпатовый. Вскрытая толщина 236 метров (скважина 50П). На размытой поверхности рифей-вендских пород залегают палеозойские отложения.

Палеозойская группа представлена отложениями девонской, каменноугольной и пермской систем

Девонская система сложена нижним, средним и верхним отделами.

Нижний отдел представлен отложениями эмского яруса, в составе вязовского и койвенского горизонтов.

Вязовский горизонт

Интервал сложен преимущественно песчаниками светло-серыми, разнозернистыми кварцевыми и кварцево-полевошпатовыми, с прослоями алевrolита зеленовато-серого и гравелитами. В верхней части иногда

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		8

появляются известняки темно серые, глинистые слабо-пористые и плотные толщиной до 0,5-1 метров. Толщина горизонта изменяется от 49 до 81 метров.

#### Койвенский горизонт

Сложен известняками от темно-серых до черных, плотными, органогенно-детритовыми, слабо глинистыми, трещиноватыми. В верхней части - тонкое переслаивание известняков темно-серых, мергелей черных, аргиллитов и алевролитов темно-серых. Толщина горизонта составляет в среднем 12 метров.

Средний отдел представлен эйфельским и живетским ярусами.

#### Эйфельский ярус

В составе яруса выделяются бийский и афонинский горизонты.

#### Бийский горизонт

Представлен толщей переслаивания известняков и вторичных доломитов. Известняки органогенно-детритовые, органогенно-обломочные с крупными биокластами, биогермные строматопоровые, крепкие, однородные, массивные, местами неотчетливо слоистые, местами пятнистые от светло- до темно-серых, и темно-коричневато-серых, редко почти черных.

Известняки трещиноватые и слабо кавернозные. Каверны выщелачивания в породе мелкие - 1-5 мм, редки до 1 см. Они приурочены, в основном, к строматопороидеям, ориентированы по удлинению горизонтально и субгоризонтально. Трещины субвертикальные, диагональные и горизонтальные, без наполнителя и заполненные битумным веществом. Биокласты сложены светло-коричневато-серым (светло-бежевым) кальцитом. Строматопороидеи в обломках в основном пластинчатые массивные и редко желваковидные. Криноиден одно- и двухканальные. Последние подтверждают принадлежность включающих их отложений к бийскому горизонту.

Известняки образовались в пределах органогенной постройки и передового ее склона и относятся к биогермной фации. Известняки слагают как проницаемые нефтенасыщенные пропластки с коллектором трещинно-

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		9

кавернозно-порового типа, так и плотные пропластки между ними, в которых емкостно-фильтрационные показатели не имеют кондиционных значений.

Доломиты замещения тонкозернистые кавернозно-пористые темно-серые крепкие местами пятнистые от светло-коричневато-серой до темно-коричневато-серой окраски известковистые неравномерно пористо-кавернозные трещиноватые, с реликтами органических остатков - представляют собой типичные породы-коллекторы. Микроструктура тонкозернистая реликтово органогенная. Доломиты образовались, вероятно, по органогенно-обломочному брахиоподовому известняку. Раковины, ядра и створки брахиопод сложены более крупными кристаллами доломита, а мелко-тонкозернистый доломит, составляющий основную часть породы, представляет собой реликт связующей массы. Реликты створок брахиопод часто выщелочены, а от раковин сохранились лишь ядра. Каверны, образованные в результате выщелачивания створок брахиопод, достигают 3 см. Толщина горизонта от 83 до 91 м.

#### Афонинский горизонт

Горизонт сложен толщиной карбонатных пород, в состав которых входят известняки органогенно-обломочные, органогенно-детритовые, биогермные, органогенные сгустково-комковатые, комковато-детритовые, реликтово-органогенные и доломиты замещения.

Известняки органогенно-обломочные кораллово-строматопоровые, реже коралловые, амфипоровые пятнистые светло-серые, буровато-светло-серые и буровато-темно-серые, прослоями сильно трещиноватые. Сложены в основном обломками строматопороидей и кораллов, более редкими в детрите являются иглокожие (в том числе, членики криноидей), амфиподы, раковины брахиопод, створки и ядра остракод, раковины гастропод, водоросли. Органический детрит слабо перекристаллизован с образованием янокристаллического кальцита, часто «пропитано» битуминозным материалом.

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		10

Известняки органогенные пайдетритово-сгустково-комковатые коричневато-серые, трещиноватые, участками слоеватые. Трещинки разноориентированные: горизонтальные, вертикальные, диагональные, их толщина - до 1 мм; заполнены белым кальцитом или темно-серым углисто-битуминозным материалом. Горизонтальные микротрещинки придают породам слоеватый облик. Известняки состоят в основном из темно-серого криптозернистого кальцита, прозрачного микро-мелкозернистого кальцита, а также ископаемого органического детрита, битуминозного и углисто-битуминозного материала, доломита. Ископаемый детрит представлен обломками створок и ядер и ядрами остракод, обломками раковин брахиопод и члеников криноидей, обломками строматопорат, редкими обломками раковин гастропод и обрывками водорослей.

Известняки органогенно-обломочные пятнистые, светло-серые обломки, темно-серая цементирующая масса, трещиноватые. Крупные обломки редкие. Порода сложена сгустками темно-серого криптозернистого и светлого микро-тонкозернистого кальцита. В подчиненном количестве присутствует ископаемый органический детрит и неопределимый шлам, вторичный доломит, углисто-битуминозного материал, вкрапленность пирита и органическое вещество.

Доломиты замещения пятнистые серые, темно-серые преимущественно тонкозернистые с реликтами первичных известняков, неравномерно трещиновато-кавернозно-пористые. Трещины субгоризонтальные волнистые и субвертикальные. Размеры каверн колеблются от 1 мм до 10 см. Стенки каверн инкрустированы щетками кальцита и доломита, покрыты черным битуминозным материалом (черная окисленная нефть или битум). Сложены доломиты почти всецело буроватыми и прозрачными кристаллами доломита с преобладанием кристаллов тонкой и мелкой размерностей. Иногда в доломитах присутствуют реликты первичных известняков, обломки остракод, иглокожих, строматопоровых и коралловых известняков, обломки раковин брахиопод,

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		11

обрывки водорослей, сгустки темно-серого криптозернистого кальцита, фрагменты органогенно-полидетритовых и крипто-тонкозернистых известняков. Толщина горизонта от 81 до 93 м.

Живетский ярус, в его составе выделяются воробьевский, ардатовский и муллинский горизонты.

#### Воробьевский горизонт

В верхней части горизонт сложен аргиллитами темно-серыми, скорлуповато-плиточными, алевритистыми, гидрослюдистыми, некрепкими. В средней части известняки органогенно-полидетритовые и мелкодетритово-шламовые, известняки органогенно-крупнообломочные кораллово-строматопоровые бурые и буровато-темно-серые, светло-темно-серые, местами пятнистые, крупно и мелкодетритовые, слабглинистые, местами трещиноватые. В основании горизонта пласт аргиллитов почти черных каолининовых, тонкоплитчатых. Толщина горизонта от 17 до 23 метров.

#### Ардатовский горизонт

Представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов.

Песчаники светло-серые, кварцевые, мелкозернистые.

Алевролиты кварцевые мелкозернистые углисто-битуминозно-глинистые, темно-серые, реже зеленовато-темно-серые, плотные и крепкие, слоистые. Слоистость линзовидно-волнистого типа обусловлена наличием прослоев более светлых (менее глинистых) алевролитов. Так же алевролиты кварцевые крупнозернистые песчанистые внешне почти белые, буровато-светло-серые, иногда пятнистые (темно-серые пятна), массивные, участками слоистые, крепкие. Слоистость горизонтальная линзовидно-волнистого типа. Она обусловлена наличием темно-серых нитевидных, часто прерывистых, углистых и битуминозных прослоев толщиной от долей миллиметра до 2,4 сантиметров. Отмечаются субгоризонтальные открытые и сомкнутые трещинки.

Аргиллиты серые, гидрослюдистые, плитчатые. В верхней части - чередование известняков серых и темно-серых, мелко- и тонкозернистых,

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		12

глинистых, тонкослоистых с алевролитами и аргиллитами. Толщина горизонта от 34 до 37 метров.

#### Муллинский горизонт

Представлен мергелями темно-серыми, почти черными, участками с буроватым оттенком, серыми тонкослоистыми крепкими плотными массивного облика. Отмечаются тонкие вертикальные волнистые трещины, выполненные светлым кальцитом. Из органических остатков встречены брахиоподы, лингулы, стилиолины и конодонты.

Встречаются прослои известняка и доломита. Известняк тонкослоистый почти черный и серый крепкий плотный тонкоплитчатый. На плоскости напластования отмечаются частые отпечатки створок лингул. Так же известняк органогенный брахиоподовый темно-серый крепкий плотный массивного облика. Брахиоподы с размерами створок не более 2 см.

Доломит тонкозернистый известковистый реликтивно-органогенный образует тонкие более светлые прослои среди темно-серых криптозернистых известняков.

Толщина горизонта от 19 до 25 метров.

Верхний отдел представлен франским и фаменским ярусами.

Франский ярус выделяется в составе нижнего, среднего и верхнего подъярусов.

Нижний подъярус представлен пашийским горизонтом. Пашийский горизонт сложен преимущественно алевролитами и песчаниками с прослоями аргиллитов. В кровле аргиллиты темно-зеленовато-серые, серые, гидрослюдистые, плотные, тонкослоистые и плитчатые, оскольчатые. Алевролиты серые и зеленовато-серые, кварцевые, разномзернистые, прослоями песчаные, тонкослоистые. Песчаник серый, плотный, от микрозернистого до сливного с включениями растительных остатков и тонкими включениями глинисто-алевролитовой породы. Толщина пашийского горизонта от 30 до 46 метров.

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		13

## Средний+верхний подъярусы

Представлены нерасчленёнными доманиковым и мендымским горизонтами и нерасчлененными воронежским, евлановским и ливенским горизонтами.

Доманиковый+мендымский горизонты представлены известняками органогенно-обломочными, органогенными детритово-шламово-сгустковыми, биогермными строматопоровыми и доломитами замещения.

Известняки серые, местами до темно-серых плотные, крепкие, мелкокристаллические, слабо кавернозные и кавернозные, местами сильно кавернозные, трещиноватые, местами сильно трещиноватые. Каверны до 5 см в основной массе до 0,5 см Известняки неравномерно трещиноватые брекчиевидные. прослоями кавернозно-пористые. Трещинки разноориентированные, частично или полностью залеченные яснокристаллическим кальцитом, доломитом и глинисто-битуминозным материалом, реже открытые.

Доломиты замещения светло- и темно-буровато-серые, прослоями пятнистые, известковистые, трещиноватые, неравномерно кавернозно-пористые. Пятнистая окраска характерна для доломитов с реликтовой органогенно-обломочной структурой: реликты обломков светлые. Толщина доманиково-мендымского горизонтов в пределах Капитоновского месторождения увеличивается от 31 метров в западной части структуры до 124 метров - в восточной.

Воронежский+евлановский+ливенский горизонты представлены известняками серыми и темно-серыми, плотными органогенными, глинистыми с прослоями аргиллитов и доломитов серых, разнокристаллических. Толщина горизонтов колеблется от 28 до 37 м.

Фаменский ярус выделяется в составе нижнего, среднего и верхнего подъярусов.

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		14

Нижний+средний подъярус представлены чередованием доломитов и известняков. Доломиты светло- и темно-серые, тонко-мелкокристаллические, известковистые, глинистые. Известняки темно-серые, органогенно-мелкодетритовые и сгустковые, значительно перекристаллизованные, неравномерно доломитизированные и глинистые, массивные. В нижней части присутствуют глинисто-карбонатные породы. Толщина отложений составляет от 163 до 284 метров.

Верхний подъярус представлен заволжским горизонтом. В заволжском горизонте выделяются известняки от светло- до темно-серых, средней крепости, плотные, участками трещиноватые, пелитоморфно-микрозернистые, прослойками органогенно-детритовые (преимущественно водорослевые), перекристаллизованные, местами доломитизированные с прослойками доломита тонкозернистого, известковистого и тонкими прослоями аргиллита черного, темно-серого, тонкослоистого. Толщина заволжского горизонта колеблется в пределах от 140 до 193 метров.

Каменноугольная система представлена нижним, средним и верхним отделами.

Нижний отдел выделяется в составе турнейского, визейского и серпуховского ярусов.

Турнейский ярус представлен известняками серыми, органогенно-комковатыми и органогенно-сгустковыми, криноидно-водорослевыми, слабо битуминозными, перекристаллизованными, неравномерно доломитизированными, местами глинистыми, с микрокристаллическими швами, пористыми. Толщина турнейского яруса - от 116 до 133 метров.

Визейский ярус в составе нижнего и верхнего подъярусов представлен кожимским и окским надгоризонтами.

Кожимский надгоризонт выделяется в составе радаевского и бобриковского горизонтов.

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		15

Радаевский горизонт сложен аргиллитом темно-серым, плотным, средней крепости, слоистым. Толщина горизонта 16-32 метров.

Бобриковский горизонт сложен алевролитами темно-серыми плотными, средней крепости, слюдистыми, участками сильноглинистыми; песчаниками серыми и темно-серыми, пиритизированными, плотными и пористыми, мелко- в среднезернистыми, кварцево-полевошпатовыми малослюдистыми, аргиллитами темно-серыми, некрепкими, слоистыми и рассланцованными, участками слюдистыми с включениями мелкокристаллического пирита. Толщина горизонта от 9 до 25 метров.

Окский надгоризонт выделяется в составе тульского, алексинского, михайловского и веневского горизонтов.

Тульский горизонт сложен известняками серыми, мелкодетритовыми, плотными и слабопористыми, частично перекристаллизованными слоистыми, в верхней части глинистыми с прослойками аргиллита почти черного, каолинитового, плитчатого. Толщина горизонта изменяется по площади от 45 до 79 метров.

#### Алексинский+михайловский+веневский горизонты

Описание нерасчлененных алексинского, михайловского и веневского горизонтов приводится совместно.

В нижней части преимущественно известняки серые и темно-серые до черных, плотные и пористые, тонкокристаллические и пелитоморфные, реже светло-серые, мелкокристаллические и микрокавернозные. В верхней части доломиты серые, мелко- и тонкозернистые, обломочные, реликтивно-органогенные, перекристаллизованные, участками окремнелые, мелкопористые, неяснослоистые. Общая толщина от 241 до 307 метров.

Серпуховский ярус содержит известняки темно-серые, плотные, пелитоморфные и тонкокристаллические, комковые, сильно глинистые, трещиноватые, неяснослоистые, с включениями ангидрита голубовато серого. Толщина яруса - от 39 до 138 м.

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		16

Средний отдел представлен башкирским и московским ярусами.

#### Башкирский ярус

Отложения представлены известняками серыми и светло-серыми, пелитоморфно-микрозернистыми, плотными и слабопористыми, органогенно-обломочными, иногда микротрещиноватыми в разной степени перекристаллизованными с редкими прослоями доломита серого, мелкозернистого и аргиллита темно-серого, слоистого. Толщина яруса - от 85 до 205 метров

Московский ярус имеет в составе верейский, каширский, подольский и маячковский горизонты

#### Верейский горизонт

Сложен известняками серыми с коричневатым оттенком, темно-серыми, глинистыми, битуминозными, доломитизированными, слабо пиритизированными. Толщина горизонта составляет от 12 до 38 метров.

#### Каширский горизонт

Известняки серые, светло- и коричневатые-серые, реже темно-серые, крепкие, плотные, прослоями доломитизированные и перекристаллизованные, участками микрослоистой текстуры. Доломиты серые, темно-серые, крепкие, пористые, битуминозные. Толщина горизонта составляет от 71 до 132 метров.

#### Подольский горизонт

Известняки светло- и коричневатые-серые, местами темно-серые, плотные, неравномерно пористые, доломитизированные, в разной степени перекристаллизованные, массивные, иногда глинистые со стилолитовыми швами. Доломиты светло-серые, кавернозно-пористые, тонко мелкозернистые. Толщина горизонта составляет от 71 до 132 метров.

#### Маячковский горизонт

Известняки светло-серые, коричневатые-серые, местами до темно-серых, плотные, кавернозные, участками массивные. неравномерно доломитизированные и перекристаллизованные, биоморфно-детритовые и

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		17

комковато-органогенные, участками биогермные, с прослоями доломитов вторичных, серых, тонко-мелкозернистых. Толщина горизонта составляет от 39 до 112 метров.

Верхний отдел сложен известняками светло-серыми, серыми, плотными, биоморфно-детритовыми, криноидно-фораминиферовыми, участками комковато-органогенными, местами глинистыми. Толщина верхнего отдела - от 56 до 167 метров.

Пермская система выделяется в составе трех отделов: приуральского, татарского.

Кайнозойская группа сложена песками, суглинками, супесями, глинами с галькой и щебнем. Толщина от 5 до 10 метров.

#### **1.4 Нефтегазоносность Капитоновского месторождения**

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования, представленной на рисунке 3, Капитоновское месторождение располагается в Восточно-Оренбургском нефтегазоносном районе (в зоне сочленения с Бузулукским нефтегазоносным районом) Уфимско-Оренбургской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Капитоновское месторождение открыто в 1994 году скважиной 232П, пробуренной в присводовой части одноименной структуры.

В результате поисково-разведочных работ на Капитоновском месторождении промышленная нефтеносность Капитоновского месторождения установлена в пределах двух нефтегазоносных комплексов:

- франско-турнеиский НГК (пласт Дфр доманнково-мендымского горизонта средне - верхнефранского подъяруса);

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		18

- инжнедевонско-франский НГК (пласты Д1-1 и Д1-2 пашинейского горизонта нижефранского подъяруса, пласт Д3 ардатовского горизонта живетского яруса. пласты Д5, Д6 бийско-афонинского горизонта эйфельского яруса).

Залежь пласта Д1-1 выявлена по результатам испытания скв 47ПО и ставятся на государственный баланс впервые.

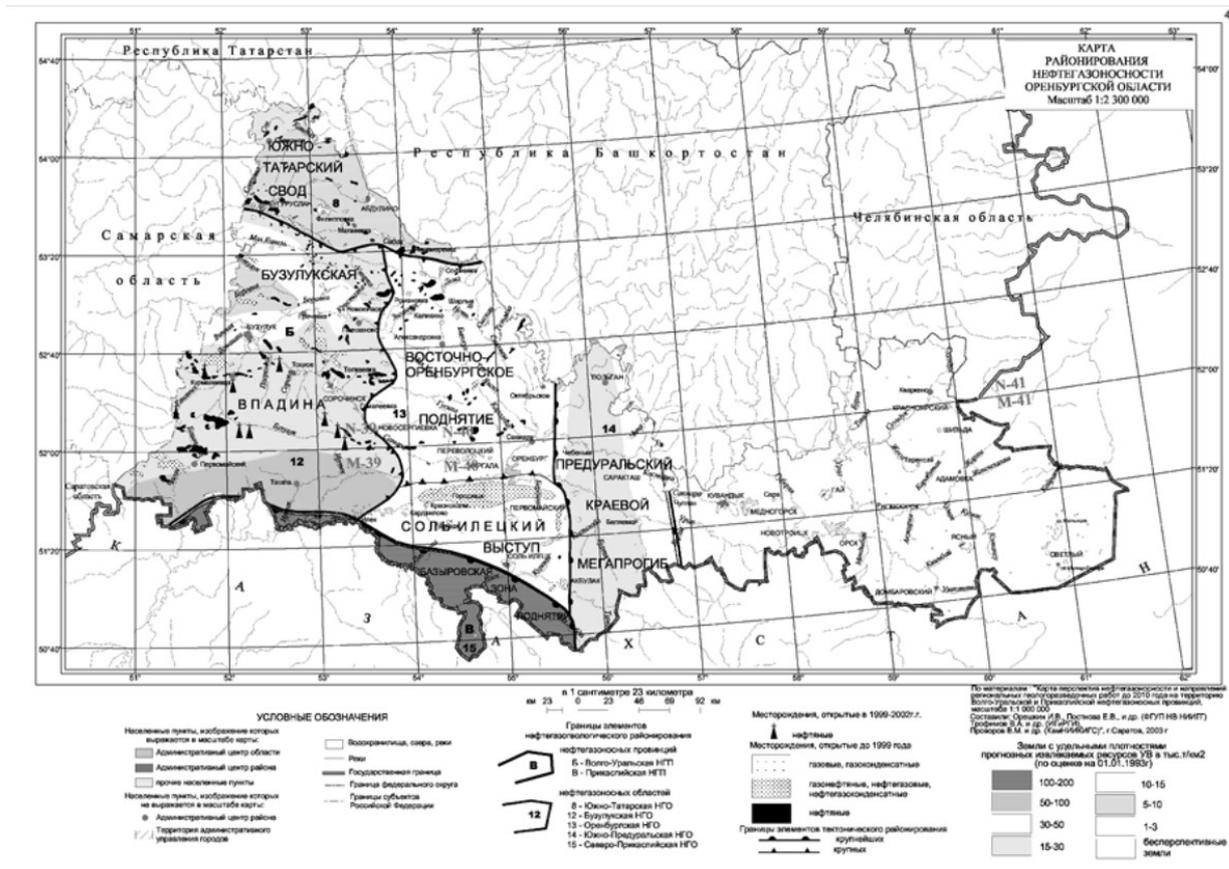


Рисунок 3 – Карта районирования нефтегазоносности Оренбургской области

Геологические запасы по категориям А,В,С1,С2 – 8 204 тыс.тонн, извлекаемые – 3 790 тыс. тонн, в том числе

- по категории А,В,С1 геологические запасы – 4 050 тыс. тонн, извлекаемые – 2 108 тыс. тонн;

- по категории С2 геологические запасы - 4 154 тыс. тонн, извлекаемые – 1 682 тыс. тонн.

Начальные извлекаемые запасы растворенного газа составляли по категориям А,В,С1,С2 – 1786 млн. м3, в том числе по категориям А,В,С1 – 1 028 млн. м3, по категории С2 – 758 млн. м3.

Всего на Капнтоновском месторождении выявлено восемь залежей нефти в пяти продуктивных пластах

Выделение подсчетных объектов основывалось на комплексе данных, включающих в себя результаты опробования и промыслово-геофизическую характеристику, которые рассматривались в совокупности с детальной корреляцией разреза.

					<i>ДП.21.02.01.2023.8786</i>	<i>Лис</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.№</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		20

## 2 Технико-технологическая часть

### 2.1 Анализ эксплуатации фонда скважин, оборудованных УШГН

За 2009 год, УШГН было добыто 4382,4 тыс.т. жидкости при плане 4511,0 тыс.т. Добыча нефти составила 1780,4 тыс.т. при плановом значении 1805,0 тыс.т.

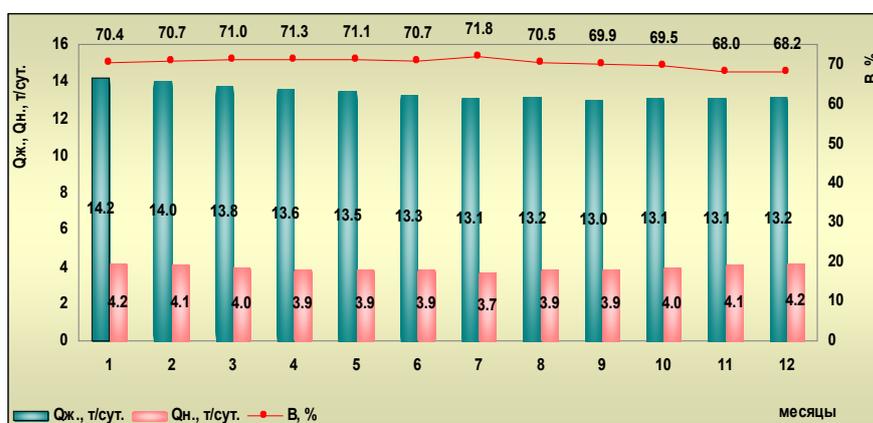
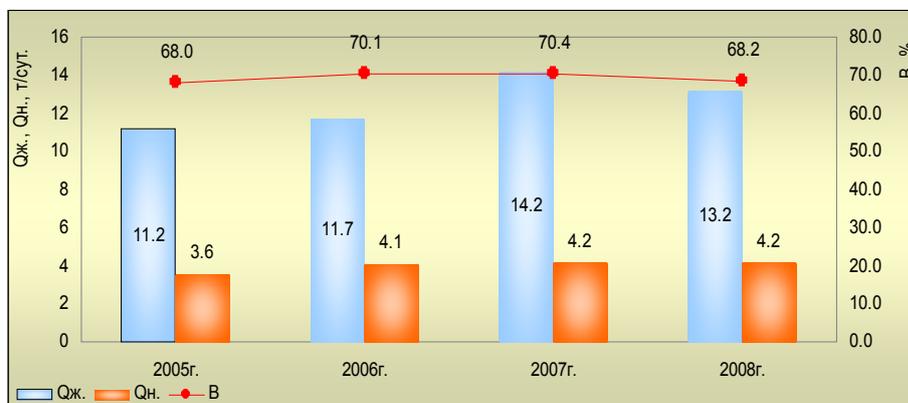


Рисунок 2.1 - Динамика изменения дебитов и обводненности скважин, оборудованных УШГН, за 2009 г.

В течение года произошло плавное снижение дебитов жидкости с 14,2 до 13,2 т/сут. при снижении обводненности с 70,4 до 68,2 %, средний дебит по нефти остался на прежнем уровне 4,2 т/сут.



Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат
------	-----	-----------	---------	-----

ДП.21.02.01.2023.8786

Лис

21

Рисунок 2.2 - Динамика изменения дебитов и обводненности скважин, оборудованных УШГН, за 2005-2008 гг.

В 2008 г. среднесуточные дебиты жидкости - 13,2 т/сут. и нефти - 4,2 т/сут. остались на уровне 2007 г. Обводненность росла до 70,4 % в 2007г. и снизилась до 68,2 %.

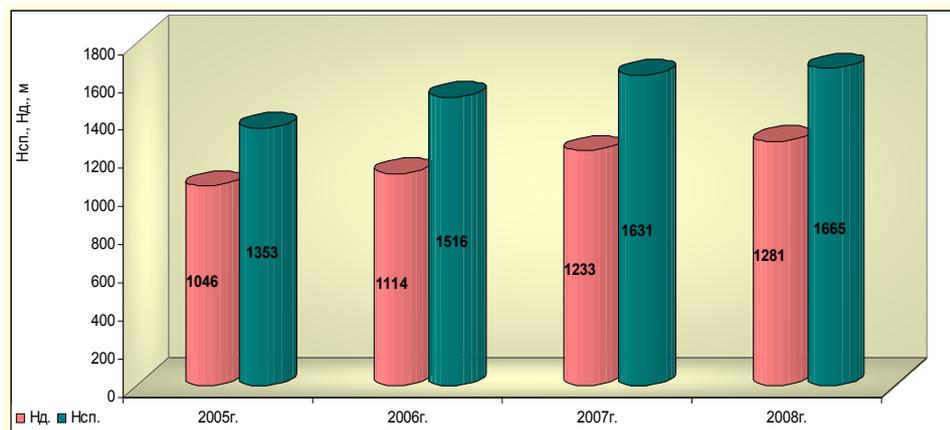
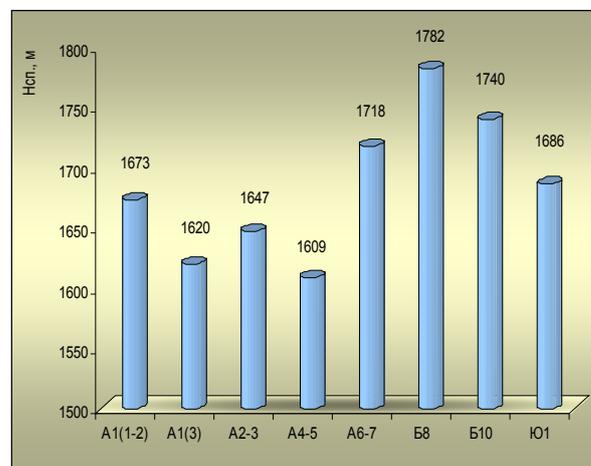
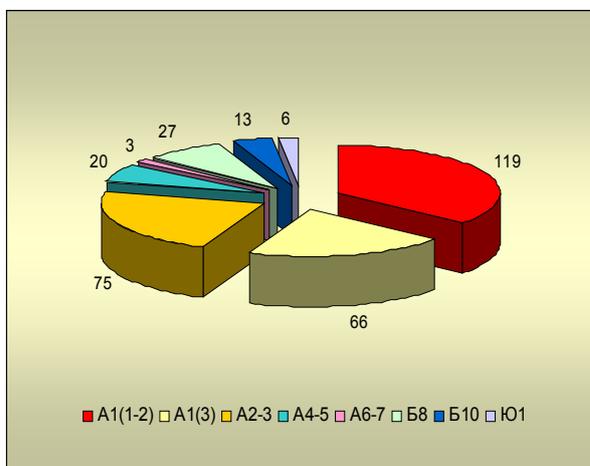


Рисунок 2.3 - Динамика изменения глубины спуска и динамических уровней скважин, оборудованных УШГН, за 2005-2008 гг.

В 2008 г., по сравнению с другими годами, значительно снизился темп снижения глубины подвесок ШГН. Увеличение глубины спуска ограничено свойствами пластовых жидкостей, грузоподъемностью СК, кривизной скважин, прочностными характеристиками штанг. Снижение динамических уровней ограничивает влияние свободного газа, уменьшающего наполнение ШГН.



Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат
------	-----	-----------	---------	-----

ДП.21.02.01.2023.8786

Лис

22

Рисунок 2.4 - Распределение фонда УШГН по пластам и глубинам спуска в 2008 г.

86 % фонда УШГН дренируют относительно неглубокие пласты группы А, с низким потенциалом заглужения из-за увеличения влияния фактора свободного газа.

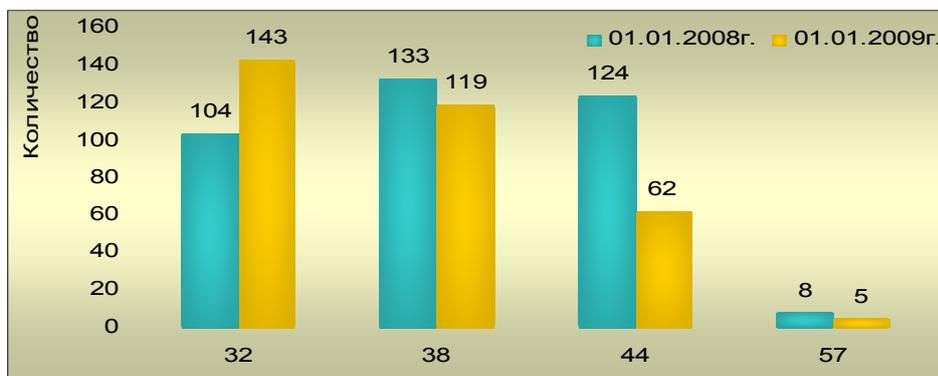


Рисунок 2.5 - Действующий фонд УШГН в 2007- 2008 гг.

Увеличился парк насосов диаметром 32мм, незначительно уменьшился парк с диаметром 38 мм, уменьшился в 2 раза парк с диаметром 44 мм.

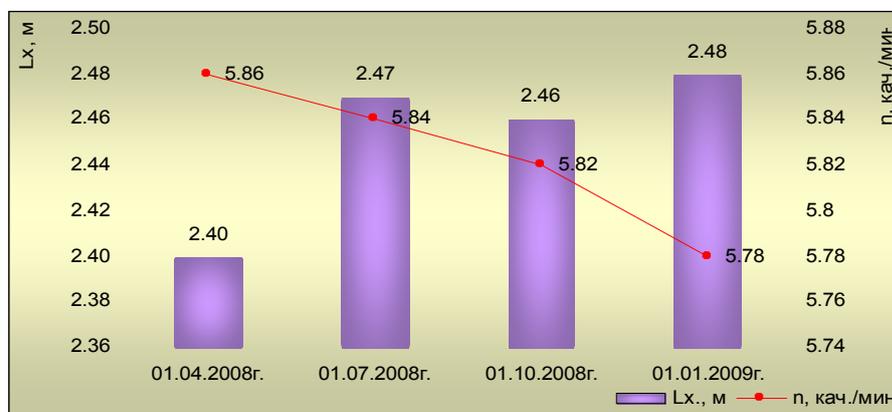


Рисунок 2.6 - Динамика изменения длин хода и числа качаний парка УШГН в 2008 гг.

В течение 2008 г. увеличилась средняя длина хода СК до 2.48м, уменьшилось число качаний СК до 5,78 кач./мин.

**Выводы:**

Подбор оборудования УШГН производился по принципу минимальный типоразмер - максимальная длина хода, согласно характеристике смонтированного СК и возможностей изменения параметров работы СК, показал положительные результаты: Средняя длина хода увеличилась с 2.40 до 2.48 м, число качаний уменьшилось с 5,86 до 5,78 качаний в минуту. Парк насосов диаметром 44 уменьшился до 18%.

## **2.2 Технология добычи нефти УШГН, краткая характеристика оборудования**

Наиболее распространенный способ добычи нефти – применение штанговых скважинных насосных установок (УШГН). Насосы спускают на глубину от нескольких сотен метров до 2000 метров (в отдельных случаях до 3000 м). В скважине, оборудованной УШГН, подача жидкости осуществляется глубинным плунжерным насосом, который приводится в действие с помощью специального привода станка-качалки (СК) посредством колонны штанг.

Оборудование УШГН включает:

Наземное оборудование:

- Оборудование устья;
- Станок-качалка.

Подземное оборудование:

- НКТ;
- Насосные штанги;
- Штанговый скважинный насос;
- Различные защитные устройства (газовый или песочный якорь, фильтр и т.д.).

## **Принцип работы УШГН**

					<b>ДП.21.02.01.2023.8786</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		24

Электродвигатель через клиноремённую передачу и редуктор придаёт двум массивным кривошипам, расположенных с двух сторон редуктора, круговое движение. Кривошипно - шатунный механизм в целом преобразовывает в возвратно-поступательное движение балансира, который вращается на опорной оси, укреплённой на стойке. Балансир сообщает возвратно-поступательное движение канатной подвеске, штангам и плунжеру. При ходе плунжера вверх нагнетательный клапан под действием жидкости закрывается и вся жидкость, находящиеся под плунжером, поднимается вверх на высоту равную длине хода плунжера. В это время скважинная жидкость через всасывающий клапан заполняет цилиндр насоса. При ходе плунжера вниз всасывающий клапан закрывается, жидкость под плунжером сжимается, и открывается нагнетательный клапан. В цилиндр погружаются штанги, связанные с плунжером.

Таким образом, ШСН - поршневой насос однородного действия, а в целом комплекс из насоса и штанг - двойного действия.

В скважине, оборудованной УШГН, подача жидкости осуществляется глубинным плунжерным насосом, который приводится в действие с помощью специального привода СК посредством колонны штанг.

СК преобразует вращательное движение электродвигателя в возвратно-поступательное движение подвески штанг.

Рисунок 2.7 – Технологическая схема УШГН

1-фильтр; 2-скважинный насос; 3-НКТ; 4-насосные штанги; 5-тройник; 6-устьевой сальник; 7-сальниковый шток; 8-стойка СК; 9-траверсы канатной подвески; 10-головка балансира; 11-фундамент; 12-канатная подвеска; 13-

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		25



## 1. Насосы

## 2. Насосные штанги

Скважинные штанговые насосы (ОСТ 26-26-06-86) являются надежным и экономичным эксплуатационным оборудованием нефтяных скважин, широко применяемых для отбора пластовой жидкости (смеси нефти, воды и газа).

Штанговые глубинные насосы (ШГН), применяются в скважинах:

- с дебитом от 5 до 150 м<sup>3</sup>/сут.;
- с глубиной спуска насоса до 2000м. и более;
- с кривизной ствола скважины до 8-10 (максимальное отклонение от вертикали) при больших отклонениях по кривизне должны применяться специальные защитные приспособления для штанг и насоса;
- с газовым фактором до 150 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, при высоких газовых факторах применяются якоря (газосепараторы);
- с содержанием механических примесей в добываемой жидкости до 100мг/л (насосы обычного исполнения) и до 1000мг/л (насосы специального исполнения).

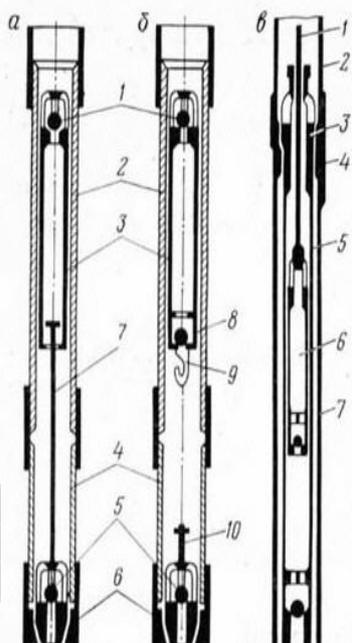
Насосы разделяются на невставные (трубные) и вставные.

### **Невставные насосы.**

Цилиндр спускается в скважину на насосных трубах без плунжера. Плунжер спускается отдельно на насосных штангах. Плунжер вводится в цилиндр вместе с подвешенным к плунжеру всасывающим клапаном. Чтобы плунжер довести до цилиндра насоса без повреждений через трубы, последние

должны иметь внутренний диаметр больше наружного диаметра плунжера (примерно на 6 мм). Применение НСН целесообразно в скважинах с большим дебитом, небольшой глубиной спуска и большим межремонтным периодом.

а - невставной насос с штоком типа НН-1; б - не-



Изм.

		Лис
	ДП.21.02.01.2023.8786	27
б	Дат	

вставной насос с ловителем типа НН-2: 1 - нагнетательные клапаны; 2 – цилиндры; 3 – плунжеры; 4 - патрубки-удлинители; 5 - всасывающие клапаны; 6 - седла конусов; 7 - захватный шток; 8 - второй нагнетательный клапан; 9 – ловитель; 10 - наконечник для захвата клапана; в - вставной насос типа НВ-1: 1 – штанга; 2 – НКТ; 3 - посадочный конус; 4 - замковая опора; 5 – цилиндр; 6 – плунжер; 7 - направляющая трубка.

Рисунок 2.8 – Сборочный чертёж невставного насоса

### **Вставные насосы.**

Цилиндр в сборе с плунжером и клапанами спускается на штангах. В этом случае на конце насосных труб заранее устанавливается специальное посадочное устройство - замковая опора, на которой происходит посадка и уплотнение насоса.

В НН-1(рис 2.3, а) всасывающий клапан 5 держится в седле конуса 6 и соединен с плунжером 3 специальным штоком 7. Это позволяет при подъеме штанг, следовательно, и плунжера сразу извлечь всасывающий клапан 5. Такая операция необходима не только для замены или ремонта

клапана, но и для спуска жидкости из насосных труб перед их подъемом.

В насосах НН-2 (рис 2.3, б) - два нагнетательных клапана. Это существенно уменьшает (на объем плунжера) объем вредного пространства и повышает коэффициент наполнения при откачке газированной жидкости.

Вставные насосы НВ-1 имеют один или два клапана, размещенные в верхней и нижней части плунжера.

### **Насосные штанги.**

Для передачи обратно – поступательного движения от привода к плунжеру скважинного насоса используется колонна насосных штанг. Она собирается из отдельных штанг, соединенных муфтами.

Насосные штанги представляют собой стержни круглого поперечного сечения с высаженными концами, на которых располагается участок

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		28

квадратного сечения и резьба.

Штанги выпускаются диаметрами 16, 19, 22, 26, а допускаемое напряжение для наиболее широко распространенных марок сталей составляет 70... 130 МПа.

### 2.3 Осложнения при эксплуатации скважин, оборудованных УШГН

При эксплуатации скважин возможны осложнение работы глубинного оборудования, которые ведут к снижению подачи насоса и, при не устранении осложнения, к срыву подачи и выводу из строя насоса.

На Самотлорском месторождении встречаются следующие виды осложнения:

Отложение парафина.

Наиболее интенсивно парафин откладывается в подъемных трубах. Толщина его слоя на внутренней стенке труб увеличивается от нуля на глубине 900-300м, до максимума на глубине 200-50м, а затем уменьшается за счет смыва отложений потоком. Отложения приводят к снижению дебита.

Отложения солей.

Отложения солей приводят к уменьшению добычи нефти, сокращению межремонтных периодов работы скважин; в некоторых случаях они столь велики, что вообще затрудняют эксплуатацию.

Влияние газа на работу насоса.

Нормальная работа глубинного насоса осложняется, если из пласта в скважину вместе с нефтью поступает газ (в свободном или растворенном состоянии). Это приводит к снижению дебита вплоть до срыва подачи насоса.

Вынос механических примесей.

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		29

Вынос песка из пласта в ствол скважины происходит в результате разрушения пород под воздействием фильтрационного напора при определенной скорости фильтрации (или перепаде давления). Вынос песка из пласта приводит к нарушению устойчивости пород в призабойной зоне, к обвалу породы, как следствие, к деформациям эксплуатационных колонн и нередко к выходу из строя скважин. Песок, поступающий в скважину, осаждаясь на забое, образует пробку, которая снижает текущий дебит скважины, приводит также к усиленному износу эксплуатационного оборудования.

Искривление скважины.

Основным осложнением, встречающимся при эксплуатации глубиннонасосным способом наклонных и искривленных скважин, является неравномерный износ опор насоса и двигателя, низкий МРП, низкий коэффициент эксплуатации для УШГН.

Агрессивная среда.

Эксплуатация насосов в этих скважинах приводит к полному разрушению рабочих органов, образованию сквозных отверстий в корпусе насоса. Эта коррозия связана с присутствием сероводорода в добываемой жидкости. Средняя наработка по скважинам с сероводородом составляет 150сут.

#### **Выводы:**

Сочетание целой группы негативных факторов, как неудовлетворительное состояние отборов жидкости, бездействие пробуренного фонда (по добывающим скважинам - 41%, по нагнетательным скважинам - 63%), привели к разбалансировке проектной системы разработки.

В связи с этим необходимо принять комплекс мер, направленных на стабилизацию добычи нефти, таких как, увеличение темпов отбора. Необ-

					<i>ДП.21.02.01.2023.8786</i>	Лис
						30
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.№</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

ходимо снизить простаивающий фонд скважин и провести оптимизацию насосного фонда скважин.

## 2.4 Причины и условия образования АСПО

Известны две стадии образования и роста АСПО.

Первой стадией является зарождение центров кристаллизации и рост кристаллов парафина непосредственно на контактирующей с нефтью поверхности.

На второй стадии происходит осаждение на покрытую парафином поверхность более крупных кристаллов.

На образование АСПО оказывают существенное влияние:

- снижение давления на забое скважины и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов;
- состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объема фаз;
- состояние поверхности труб.

Влияние давления на забое и в стволе скважины.

В случае, когда забойное давление меньше давления насыщения нефти газом, равновесное состояние системы нарушается, вследствие чего увеличивается объем газовой фазы, а жидкая фаза становится нестабильной. Это приводит к выделению из нее парафинов. Равновесное состояние нарушается в пласте, и выпадение парафина возможно как в пласте, так и в скважине, начиная от забоя.

При насосном способе эксплуатации давление на приеме насоса может быть меньше, чем давление насыщения нефти газом. Это может привести к

					<i>ДП.21.02.01.2023.8786</i>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		31

выпадению парафина в приемной части насоса и на стенках эксплуатационной колонны.

Образование АСПО при обводнённости.

Наиболее часто АСПО образуются в скважинах, дебиты которых меньше 20 т/сут., причем преобладают дебиты до 5 т/сут по жидкости. Критическим дебитом, когда АСПО в скважине незначительно, является дебит свыше 35 т/сут.

АСПО образуются во многих скважинах с низкой обводненностью нефти, доля которых от общего количества скважин составляет 32 %. Второе место по частоте образования АСПО занимают скважины, имеющие обводненность от 50 до 90 %. Характерной особенностью формирования АСПО в таких скважинах является их образование не только в НКТ, но и в насосном оборудовании (более 50 % ремонтов).

Влияние температуры в пласте и в стволе скважины.

Нефть является сложной по химическому составу смесью компонентов, которые, в зависимости от строения и внешних условий, могут находиться в разных агрегатных состояниях. Снижение температуры вызывает изменение агрегатного состояния компонентов, приводящее к образованию центров кристаллизации и росту кристаллов парафина.

Характер распределения температуры по стволу скважины существенно влияет на парафинообразование и зависит от:

- интенсивности передачи тепла от движущейся по стволу скважины жидкости окружающим породам. Теплопередача зависит от градиента температур жидкости и окружающих скважину пород и теплопроводности кольцевого пространства между подъемными трубами и эксплуатационной колонной;

- расширения газожидкостной смеси и ее охлаждения, вызванного работой газа по подъему жидкости.

Влияние газовыделения.

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		32

Лабораторные исследования показали, что на интенсивность образования парафиноотложений оказывает влияние процесс выделения и поведения газовых пузырьков в потоке смеси. Известно, что газовые пузырьки обладают способностью флотировать взвешенные частицы парафина. При контакте пузырька с поверхностью трубы частицы парафина соприкасаются со стенкой и откладываются на ней. В дальнейшем процесс отложения парафина нарастает вследствие его гидрофобности. На стенке трубы образуется слой из кристаллов парафина и пузырьков газа. Чем менее газонасыщен этот слой, тем большую плотность он имеет. Поэтому более плотные отложения образуются в нижней части подъемных труб, где пузырьки газа малы и обладают большей силой прилипания к кристаллам парафина и стенкам трубы.

Влияние скорости движения газожидкостной смеси.

Интенсивность образования АСПО во многом зависит от скорости течения жидкости. При ламинарном характере течения, то есть низких скоростях потока, формирование АСПО происходит достаточно медленно. С ростом скорости (при турбулизации потока) интенсивность отложений вначале возрастает. Дальнейший рост скорости движения газожидкостной смеси ведет к уменьшению интенсивности отложения АСПО: большая скорость движения смеси позволяет удерживать кристаллы парафина во взвешенном состоянии и выносить их из скважины. Кроме того, движущийся поток срывает часть отложений со стенок труб, чем объясняется резкое уменьшение отложений в интервале 0-50 м от устья скважины. При больших скоростях движения поток смеси охлаждается медленнее, чем при малых, что также замедляет процесс образования АСПО.

Влияние шероховатости стенок труб.

Состояние поверхности труб влияет на образование отложений. Микронеровности являются очагами вихреобразования, разрыва слоя, замедлителями скорости движения жидкости у стенки трубы. Это служит причиной образования центров кристаллизации отложений, прилипания кристаллов

					<i>ДП.21.02.01.2023.8786</i>	<i>Лис</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.№</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		33

парафина к поверхности труб, блокирования их движения между выступами и впадинами поверхности. В случае, когда значение шероховатости поверхности труб соизмеримо с размером кристаллов парафина, либо меньше его, процесс образования отложений затруднен.

Влияние электризации.

Процесс образования АСПО носит адсорбционный характер. Адсорбционные процессы сопровождаются возникновением двойного электрического слоя на поверхности контакта парафина с газонефтяным потоком. При механическом нарушении равновесного состояния данного слоя на поверхности трубы или слоя парафина появляются некомпенсированные заряды статического электричества, то есть происходит электризация, как поверхности трубы, так и поверхности кристаллов парафина, что усиливает адгезию парафина к металлу.

## **2.5 Механизм образования АСПО в условиях Капитоновского месторождения**

На поздней стадии разработки нефтяных месторождений изменились геолого-технические условия добычи нефти, и расширилась область возможного формирования отложений.

АСПО в условиях высокой обводненности скважин образуются в соответствии со следующей теоретической моделью.

1. Единственным источником формирования кристаллов парафина являются молекулы парафина, растворенные в нефти и выстраивающие кристаллическую решетку твердой фазы.

2. Кристаллы парафина, образующие плотные отложения на поверхности оборудования совместно с асфальтосмолистыми веществами, зарождаются непосредственно на этой поверхности при снижении температуры на ней ниже температуры кристаллизации.

					<i>ДП.21.02.01.2023.8786</i>	<i>Лис</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.№</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		34

3. Появляются два механизма доставки носителя парафина (нефти) в область формирования АСПО:

- пленочно-абсорбционный;
- капельно-абсорбционный.

На поздней стадии разработки увеличивается глубина формирования АСПО, что обусловлено интенсивным снижением пластовой температуры за счет закачки большого количества холодной воды, а, следовательно, общим снижением теплового потока.

Появление газовой фазы в потоке, с одной стороны, увеличивают удельный объем контактирующего со стенками нефтепромыслового оборудования носителя парафина (нефти), улучшая условия для формирования отложений за счет более интенсивной подпитки материалом растущих кристаллов.

При выделении газа растворяющая способность нефти снижается за счет уменьшения массы растворителя, в связи с этим создаются условия для более раннего появления кристаллов. В присутствии смол и асфальтенов происходит глубокое изменение формы и структуры кристаллов. Адсорбция асфальтосмолистых веществ на поверхности кристалла приводит к возникновению дендритов структур большего объема и низкой плотности, свободные полости которых заполнены нефтью.

Таким образом, увеличение содержания смолистых веществ в составе нефти изменяет форму и структуру образующихся АСПО. Присутствие воды в добываемой продукции обуславливает проявление факторов, влияющих на формирование данных отложений.

### **Пленочно-абсорбционный механизм**

При адсорбции нефтерастворимых ПАВ из неполярной фазы среды при контакте металла с двумя несмешивающимися жидкостями типа нефть – вода на поверхности металла формируется двойной слой поверхностно-активных

					<i>ДП.21.02.01.2023.8786</i>	<i>Лис</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.№</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		35

молекул. Первый слой прочно закреплен на твердом теле и направлен гидрофобными группами в окружающую среду, а второй слой, обратно ориентированный, направлен гидрофильными группами в сторону водной фазы. Между слоями заключено равновесное количество углеводорода, что делает структуру похожей на пластинчатую мицеллу, закрепленную одной стороной на твердом теле. Пленка углеводорода смачивает поверхность нефтепромыслового оборудования тонким слоем и продвигается вверх. В области, где температура поверхности нефтепромыслового оборудования ниже температуры начала кристаллизации парафина, из пленочной нефти начинаются подпитка растущих кристаллов и формирование отложений. Утолщаясь, обедненные парафином пленки когезионно срываются, и процесс повторяется многократно.

### **Капельно-абсорбционный механизм**

При движении водонефтяной эмульсии по стволу скважины под действием турбулентных пульсаций, обладающих энергией, достаточной для переноса отдельных капель нефти в радиальном направлении и контактировании их с поверхностью оборудования, капли нефти ударяются о стенки НКТ. Встречаясь с поверхностью оборудования, капли нефти, содержащие асфальтены, смолы и парафины, абсорбируются тонкой плёнкой нефти, смачивающей эту поверхность. При последующих столкновениях капель нефти с плёнкой углеводорода на поверхности нефтепромыслового оборудования эти капли, обладая достаточной для их присоединения кинетической энергией, также переходят в эту пленку и осуществляют доставку парафина к образующим отложениям.

## **2.6 Новые технологии на скважинах, оборудованных УШГН**

### **Поворотные муфты**

					<i>ДП.21.02.01.2023.8786</i>	<i>Лис</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.№</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		36

Поворотные муфты предназначены для дозирования крутящего момента штанговращателя при реактивном закручивании канатной подвески. При применении 2 поворотных муфт изменений в работе УШГН не зафиксировано.

### **Фильтр сетчатый «ФС-73»**

«ФС»-73 предназначен для уменьшения количества попадающих в насос механических примесей путем их фильтрации. Область применения находится в пределах:

- фракционный состав механических примесей более 0,2 мм.
- незначительное содержание АСП-соединений в продукции скважины.

За 2009 год применялся 391 фильтр (324 новых и 67 использованных).

В виду значительных ограничений в области применения, потребность на 2010 год в ФС-73 составляет 80 штук.

### **Газосепаратор «Компакт»**

«Компакт» предназначен для защиты насосов от попадания механических примесей и свободного газа. Использование твин-принципа, надежность, возможность многоразового использования, эффективность сепарации газа и отделения механических примесей, простота изготовления позволяет применять «Компакт» без ограничений за 2008-2009 годы применялось 5 комплектов. По предварительным расчетам потребность на 2010 г. составляет 90 комплектов.

### **Фильтр ССТ**

Первоначально предназначался для инерционного отделения механических примесей ЭЦН, но из-за отсутствия комплектующих частей был адаптирован к ШГН. Работа 10 ССТ показала недостаточные фильтрующие свойства, но газосепарационные свойства на самом высоком уровне.

					<b>ДП.21.02.01.2023.8786</b>	Лис
						37
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		

### **Газопесочный якорь ГПЯ-ГР**

Газопесочный якорь предназначается для защиты насосов от попадания механических примесей, содержащихся в добываемой жидкости. Применение ГПЯ-ГР на 39 скважинах показало эффективную работу при обводненности продукции более 80%, при газосодержание на приеме менее 15%. При ревизии в отстойниках зафиксировано наличие механических примесей крупного фракционного состава. В связи с увеличивающимся фондом скважин после ГРП, потребность в данном устройстве растет, по предварительным расчетам на 2002 год, составляет 70 комплектов.

### **Газосепаратор «Экос»**

Газосепаратор «ЭКОС» предназначен для защиты насосов от вредного влияния газа и механических примесей. Спущен в единственном экземпляре. Эффективность сепарации газа высока, но использование проволочного фильтрующего элемента ограничивает область применения на скважинах с АСП-проявлениями.

### **Пакера – отсекатели AVA**

Пакера - отсекатели (ПО) – это пневмомеханическое устройство, предназначенное для отсечения нижней части скважины с целью защиты эксплуатируемого объекта разработки от попадания раствора глушения, предотвращения попадания оборудования на забой при полетах.

Нормальная работа ПО требует тщательных подбора скважин и расчета рабочих параметров, трудоемкую подготовку ствола скважины, квалифицированных посадки пакера и спуска насосного оборудования. На 1.01.2009 на фонде ШГН установлено 5 ПО, 4 из них в работе, наблюдается сокращение времени вывода на режим более чем в 2.5 раза. Накапливается опыт работы с данным оборудованием. Предварительная потребность на 2010 год 30 штук на

					<i>ДП.21.02.01.2023.8786</i>	<i>Лис</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.№</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		38

фонде ШГН. После детального анализа отказавшего оборудования возможно увеличение количества скважин под установку ПО в 1.5 раза.

### 3 Экономическая часть

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		39

Целью расчетов является анализ эффективности внедрения УШГН на месторождении с использованием насоса 25-225-ТНМ-14-2-2.В насосе используются новые золотниковые клапаны вместо шариковых клапанов, которые обеспечивают увеличенную среднюю наработку на отказ (СНО) насоса, надежную герметичность, увеличенную площадь проходного сечения, меньшее гидравлическое сопротивление, повышенную износостойкость [17]. В связи с этим, проводится экономический расчет стоимости проведения данной операции. Расчет эксплуатационных затрат на основе стоимости оборудования, с учетом НДС.

### 3.1 Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ по установке УШГН

Определим нормы времени для установки УШГН на месторождении. Время на проведение мероприятия включает себя следующие этапы: первый этап - подготовительные работы, на втором этапе производятся монтаж и спуск УШГН на колонне НКТ, на третьем заключительном этапе производится монтаж УШГН. Спуск ШГН в скважину производится согласно компоновке, указанной в плане работ (заказ-наряде).

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Время на выполнение мероприятия представлено в Таблице 4.1.

Таблица 4.1.- Время на выполнение мероприятия

Операция	Общее время, ч
Подготовительные работы	18
Спуск компоновки в скважину на необходимую глубину с поинтервальной опрессовкой НКТ, с поинтервальным	26

Заключительный этап	4
<b>Итого:</b>	48

Общее время на мероприятие по УШГН будет равно 48 ч.

Линейный календарный график проведения работ будет выглядеть следующим образом (таблица 4.2.):

Таблица 4.2.-Линейный календарный график проведения работ одной бригадой

Этап работ	Часы											
	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
Подготовительный												
Спуск компоновки в скважину												
Заключительный												
Этап работ	Часы											
	26	28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48
Подготовительный												
Спуск компоновки в скважину												
Заключительный												

### 3.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования

В процессе данных мероприятий потребуются следующая техника: установка штангового глубинного насоса, станция управления.

Основные части УШГН:

- ШГН (штанговый глубинный насос) в простейшем виде состоит из плунжера, движущегося вверх-вниз по хорошо подогнанному цилиндру. Плунжер снабжен обратным клапаном, который позволяет жидкости течь вверх, но не вниз. Второй клапан, всасывающий, - это шаровой клапан, расположенный внизу цилиндра также позволяет жидкости течь вверх, но не вниз;
- Защитное приспособление (газовый якорь, песчаный якорь, фильтр и т.п.);

- Также в технологическом процессе применяется привод УШГН (станок-качалка).
- Перечислим основные узлы:
  - рама;
  - стойка в виде усеченной четырехгранной пирамиды;
  - балансир с поворотной головой;
  - траверса с шатунами;
  - редуктор с кривошипами и противовесами.

### 3.2 Затраты на амортизационные отчисления

Нормы амортизации для УШГН выбираем согласно классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (в ред. постановления правительства РФ от 07 июля 2016 г. n 640). Рассчитаем амортизацию отчислений при установке УШГН в Таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Расчет амортизационных отчислений при установке УШГН

Объект	Стоимость, руб	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в месяц, руб.	Количество	Время работы, месяц	Сумма амортизации, руб.
Штанговый глубинный насос (ШГН) «ВееOilPump»	120000	20	24000	2000	1	1	2000
Песочный якорь	4000	14,3	572	48	1	1	48
Фильтр	5000	14,3	715	60	1	1	60
Станок-качалка СКДР-6	499000	7	34930	3,98	1	1	2910
Итого				5018			

Расчет показывает, что затраты на амортизационные отчисления при

установке УШГН и комплектующих составляют 5018 руб.

Таблица 4.3.1 - Классификация основных средств, включаемых в амортизационные группы(в ред. Постановления Правительства РФ от 07.07.2016 N 640)

Наименование	Код ОКОФ
Насосы возвратно-поступательные объемного действия прочие для перекачки жидкостей	330.28.13.12
Машины и оборудование, не включенные в другие группировки	330.28

### 3.3 Затраты на материалы

Стоимость материалов на установку УШГН ОАО «Х» приведены в Таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Стоимость материалов на установку УШГН ОАО «Х»

Наименование материалов		Компания Х		
		Кол-во, кг.	Цена, руб.	Сумма, руб.
1	НКТ, 73мм	80	37500	3000000
2	Прочие	-	150000	150000
<b>Итого:</b>				3150000

Из расчетов статьи о расходах на материалы следует, что минимальные затраты на материалы при выполнении работ организацией Х составят 3150000 руб.

### 3.4 Расчет заработной платы бригады

К расходам на оплату труда относятся:

Суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции

					<i>ДП.21.02.01.2023.8786</i>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		43

(работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;

Расчет заработной платы указан в Таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Количество	Тарифная ставка, руб./час организации X	Время на проведение работ, ч.	Постоянная премия	Районный коэффициент	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Технолог	8	1	200	48	5%	30%	13104
Мастер	7	1	150	48	5%	30%	9828
Бурильщик	5	1	125	48	5%	30%	8190
Машинист	3	1	90	48	5%	30%	5897
Помощник	3	1	100	48	5%	30%	6552
Супервайзер	5	1	200	48	5%	30%	13104
Геофизик	4	1	100	40	5%	30%	5460
<b>Итого</b>		<b>7</b>					<b>62135</b>

По данным расчетов по заработной плате можно сделать вывод о том, что затраты на оплату труда при выполнении работ организацией X составят 62135 руб.

### 3.4 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве указан в Таблице 4.6.

Таблица 4.6. – Расчет страховых взносов при установке УШГН организацией X

Показатель	Технолог	Мастер	Бурильщик	Машинист	Помощник бурильщика	Супервайзер	Геофизик
Количество работников	1	1	1	1	1	1	1
ЗП, руб	13104	9828	8190	5897	6552	13104	5460
Соц. отчисления (30,5%)	3996,7	2997,6	2497,95	1798,6	1998,36	3996,7	1665,3
Общая сумма, руб.	18951,21						

Исходя из полученных значений страховых взносов, можно сделать вывод, что затраты на страховые взносы при проведении данного мероприятия организацией X составят 18951,21 руб.

### 3.5 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется

					<b>ДП.21.02.01.2023.8786</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		45

общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия представлены в Таблице 4.7.

Таблица 4.7. - Затраты на проведение организационно- технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
	Организация X
Амортизационные отчисления	5018
Затраты на материалы	3150000
Оплата труда	62135
Социальные отчисления	18951,21
Накладные расходы (20%)	647220
Всего затрат:	3883324

Таким образом, затраты на установку УШГН и всех комплектующих организацией X составляют 3883324руб.

### 3.6 Расчет экономического дохода при использовании штангового глубинного насоса «VeeOilPump»

Средний дебит жидкости: 28,7 м<sup>3</sup>/сут

Обводненность: 79%

Рост: 6%

Дополнительно добытая нефть на 1 скважину:

$$Q_{дон} = Q_c O K P \quad (3.1)$$

Где  $Q_c$  - средний дебит жидкости

O - обводненность

K - количество дней в году

P – рост добычи

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		46

$$Q_{\text{доп}} = 28,7 \cdot 0,06 \cdot 365 \cdot 0,21 = 132 \text{ м}^3 \text{ нефти} = 830 \text{ барреля нефти}$$

Дополнительный доход на 1 скважину:

$$\underbrace{\underbrace{Q_1}_{\text{доп}}}_{(2.2)}$$

Где:  $Q_{\text{доп}}$  – дополнительно добытая нефть

$C$  – стоимость одного барреля нефти

$$\mathcal{E}_1 = 830 \cdot 9190 = 3\,032\,820 \text{ руб.}$$

Экономический эффект будет составлять (при фонде скважин, в количестве 150 шт.):

$$\mathcal{E}_{\text{общ}} = \mathcal{E}_1 K_{\text{скв}} \quad (3.3)$$

Где:  $\mathcal{E}_1$  – дополнительный доход на 1 скважину

$K_{\text{скв}}$  – количество скважин

$$\mathcal{E}_{\text{общ}} = 3\,032\,820 \cdot 150 = 454\,923\,000 \text{ руб.}$$

Штанговые глубинные насосы (ШГН) «VeeOilPump» успешно испытаны в самых суровых условиях нефтедобычи, показали отличные результаты, подтвердили все инженерные мысли, подтвердили результативность алмазно-кластерного покрытия. Использование новых насосов наиболее актуально на месторождениях, где имеет место усложненная нефтедобыча высоковязкой нефти с большим содержанием механических примесей.

					<i>ДП.21.02.01.2023.8786</i>	<i>Лис</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.№</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		47

#### 4. Производственная безопасность и охрана труда

Источник фактора, наименование работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		48

Обслуживание и эксплуатация фонда скважин	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Пониженная температура окружающей среды;</li> <li>2. Загазованность воздуха рабочей зоны;</li> <li>3. Недостаточная освещенность рабочей зоны</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Электрический ток;</li> <li>2. Давление в системах работающих механизмов;</li> <li>3. Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества»;</li> <li>2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»;</li> <li>3. ГОСТ 356 – 80 «Давления условные пробные и рабочие»;</li> <li>4. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2020г.</li> </ol>
---	--	--	---

Таблица 10 – Факторы производственной безопасности

#### 4.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

- Загазованность воздуха рабочей зоны.

При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД).

СИЗОД подбираются по размерам и хранятся на рабочих местах в шкафах, каждые в своей ячейке. На каждой ячейке и на сумке противогаза должна быть укреплена бирка с указанием фамилии владельца, марки и размера маски. СИЗОД проверяются и заменяются в сроки, указанные в их технических паспортах и заводских инструкциях по эксплуатации.

В газоопасных местах вывешиваются предупредительные надписи: «Газоопасно», «Проезд запрещен» и т.п.

К газоопасным работам рабочие допускаются только после проведения инструктажа, получения наряда–допуска, а также утвержденного плана ведения газоопасных работ.

- Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Рациональное освещение помещений и рабочих мест один из важнейших элементов благоприятных условий труда, улучшаются условия безопасности труда, снижается утомляемость. На месторождении освещение обеспечивает взрыво- и пожаробезопасность при освещении как помещений, так и наружных установок, где возможно образование взрыво- и пожароопасных смесей.

В производственной обстановке используются в основном естественное освещение в условиях открытого пространства (на скважинах), смешанное на производственных объектах (ДНС, КНС, цеха, АГЗУ и т.д.).

Количество естественного света зависит от погодных условий, времени года и суток. Недостаток естественного света возмещается искусственным освещением. При работе в темное время суток территория кустов скважин должна быть освещена, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 лк. В АГЗУ применяются искусственное освещение. Освещение производится лампами обеспечивающими взрыво - и пожаробезопасность. Минимальная освещенность в АГЗУ составляет 75 люксов.

Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.

А) Электрический ток. При возникновении каких-либо неисправностей электроэнергетического оборудования, электрических сетей, а также при несоблюдении персоналом правил электробезопасности существует опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала, занятого в процессе добычи нефти и газа.

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		50

Электрооборудование должно иметь исправную взрывозащиту, проходить техническое обслуживание и текущие ремонты согласно графика планово-предупредительного ремонта (ППР) с записью в «Журнале осмотра взрывозащищенного оборудования», который храниться у мастеров цеха. В журнале указываются виды проведенных работ, с подписями их производивших. Работы, выполняемые на кустовых площадках, должны проводиться искробезопасным инструментом.

Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления. Паспорт контура заземления (заземляющей установки) хранится и ведется электромехаником промысла. К сетям заземления присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции.

Б) Давление в системах работающих механизмов. К обслуживанию сосудов, работающих под давлением, допускаются лица достигшие 18 лет, обученные в учебных заведениях, аттестованные комиссией с участием инспектора Ростехнадзора и имеющие удостоверения на право обслуживания сосудов с указанием наименования, рабочих параметров рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых они допущены.

Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, также со схемами включения сосудов с указанием источника давления, параметров, рабочей среды арматуры, контрольно - измерительных приборов, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств.

Персонал обязан периодически в течение смены:

- осматривать закрепленные за ними сосуды, обращать внимание на состояние сварных заклепочных соединений, запорной и запорно – регулируемой арматуры, кранов слива конденсата;

					<i>ДП.21.02.01.2023.8786</i>	<i>Лис</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.№</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		51

- осматривать контрольно – измерительные приборы, предохранительные устройства и указания уровня жидкости, убедиться в их исправности

- убеждаться в отсутствии пропуска воздуха в соединениях элементов сосуда и трубопроводов;

- следить за давлением в сосуде, заметив опасность, угрожающую работникам, необходимо принять меры по ее незамедлительному устранению.

Порядок проверки исправности обслуживаемых сосудов и относящихся к ним оборудованию в рабочем состоянии:

- оператор обязан проводить проверку предохранительных клапанов путем принудительного открытия;

- оператор обязан проводить проверку манометров посадкой стрелки на нуль с помощью трехходового крана;

- оператор обязан проводить проверку в течение смены исправность сосудов путем внешнего осмотра, исправность запорной арматуры, манометров и предохранительных клапанов;

- обо всех этих операциях аппаратчик должен делать запись в сменном журнале.

Проверку арматуры, предохранительных устройств, приборов автоматики защиты и сигнализации проводиться ежемесячно.

Ремонт сосудов и их элементов, находящихся под давлением, запрещается.

В) Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися. В весенне-летний период времени на территории Южного Урала, в частности Оренбургской области, повсеместно обитают кровососущие насекомые, такие, как гнус и клещи, являющиеся переносчиками тяжелых заболеваний, в том числе клещевого энцефалита, болезни Лайма. Необходимо обеспечить сотрудников, работающих под открытым небом средствами индивидуальной защиты (противоэнцефалитный костюм, специальные химические средства индивидуальной защиты от кровососущих насекомых).

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		52

Проводить само- и взаимосмотры каждые 10 – 15 минут для обнаружения клеща, не садиться и не ложиться на траву; после возвращения с объекта строительства тщательно осматривать одежду и тело, не заносить в помещение верхнюю одежду на которой могут находиться клещи.

Все сотрудники должны пройти вакцинацию против клещевого энцефалита, и от других заболеваний (столбняк, сибирская язва и др.). В медпункте должен содержаться запас противовирусных препаратов.

Работники должны быть проинструктированы об оказании первой помощи при укусах змей, и клещей.

#### **4.2 Экологическая безопасность**

А) Защита окружающей среды. Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;

- загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газо- и нефтепроводах;

- загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;

- развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетнемерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод).

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на природу:

					<b>ДП.21.02.01.2023.8786</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		53

- сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;
- нарушение лесов и нерациональный расход древесины при обустройстве передвижных поселков, временных дорог, промплощадок и др.;
- сокращение рыбных запасов вследствие загрязнения поверхностных вод, нарушения гидрологического режима при строительстве и эксплуатации месторождений;
- сокращение численности видов диких животных из-за браконьерства и перераспределения мест обитания основных видов и т.д.

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

- сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования;
- высокая степень утилизации нефтяного газа;
- оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания.

Все линии сбора нефти и магистральные нефтепроводы должны выдерживать деформации почвы во время периода таяния. Предотвращение аварийных выбросов производится ранним обнаружением притока пластовых флюидов в скважину, ликвидацией проявлений, контролем за буровым раствором, герметизацией устья скважины и др. Любой ущерб, нанесенный окружающей среде за пределами участков разработки, должен быть ликвидирован.

Б) Защита атмосферного воздуха от загрязнения. При добыче нефти от кустовых площадок выделяются загрязняющие вещества (ЗВ), которые складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин и замерной установки (ЗУ), а также сальниковых уплотнений.

Выбросы ЗВ на технической площадке УПН складываются из выбросов от работы нефтяных и газовых сепараторов, насосов и запорной арматуры.

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		54

Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования.

При бурении скважин рекомендуется использовать замкнутую герметичную систему циркуляции бурового раствора, применять герметичные и закрытые емкости для хранения нефти и ГСМ, нейтрализовать и обезвреживать выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания, утилизировать попутный нефтяной газ, предупреждать газопроявления, предусмотреть автоматическое отключение нефтяных скважин при прорыве выкидной линии.

Большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций.

Основными причинами аварий являются:

- некачественное строительство;
- механические повреждения;
- коррозия трубопроводов;
- изменение проектных решений в процессе строительства.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений:

- полная герметизация оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа;
- контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- утилизация попутного газа;
- применение оборудования заводского изготовления;
- разработанный план действий при аварийной ситуации;
- ликвидация аварий должна осуществляться аварийной службой.

Количественное определение содержания вредных веществ в атмосферном воздухе осуществляется с использованием методик и инструкций Госкомприроды, Госкомгидромета и Минздрава. Весь комплекс

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		55

организационно-технических мероприятий должен обеспечить соблюдение предельно-допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества. Предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ представлены в таблице 12.

Наименование загрязняющих веществ	ПДК в воздухе населенных мест, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности	Параметры выбросов	
			г/сек	т/год
Двуокись азота	0,085	2	0,078	1,230
Окись углерода	5,000	4	0,220	4,88
Углеводороды	50 (средне-суточная)	4	9,140	298,8
Сажа	0,15	3	0	2
Метанол	1	3	0,041	1,290

Таблица 12 - Предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ

На аварийных факельных установках необходимо обеспечить полное и бездымное сгорание газов. Предусмотреть очистку сбрасываемого газа на факел от капельной нефти, оборудовать факела устройствами для дистанционного розжига горелок.

В качестве топлива рекомендуется использовать природный газ, процесс сжигания топлива следует оптимизировать.

В) Защита поверхностных и подземных вод от загрязнения. Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации

объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

- поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды;
- загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;
- попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов;
- поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее негерметичности.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов:

- Запрещается сброс сточных вод в водные объекты;
- Установление и поддержание водо-охранных зон;
- Вынесение объектов из экологически уязвимых зон;
- Герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин;
- Рассредоточение объема закачки воды по пласту;
- Использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района;
- Контроль качества сварных швов;
- Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно;
- Отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока;
- Сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН.
- Осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков;

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		57

### 4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, широко распространённую инфекционную болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а также применение современных средств поражения, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация.

Пожаровзрывобезопасность кустовых площадок. Кустовые площадки запроектирована с соблюдением действующих норм и правил.

Пожаробезопасность кустовых площадок обеспечивается рядом противопожарных мероприятий:

- сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции;
- кустовые площадки обеспечены осветительной аппаратурой во взрывозащищенном исполнении;
- используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении, соответствует категории и зоне взрывоопасности площадок;
- объем КИПиА позволяет держать под контролем технологический процесс добычи нефти и закачки воды в пласт, добычи сеноманской воды;

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		58

- предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;

- ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости;

- на кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами;

- дыхательные клапаны подземных емкостей оснащены встроенными огнепреградителями;

- конструкция насосных агрегатов подземных емкостей и объем защит обеспечивает нормальную его работу и автоматическую остановку агрегата при возникновении условий, нарушающих безопасность;

- все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования заземляются. Заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами электрооборудования;

- основные потребители электроэнергии – электродвигатели технологического оборудования, электроприемники блок-боксов и освещение территории кустовых площадок относятся по надежности электроснабжения ко II категории

Для взрывоопасных помещений, площадок наружных помещений проведена классификация по категориям взрывопожарной опасности, определены границы взрывоопасных зон, представлено в таблице 13.

Классификация технологических блоков по взрывоопасности приведена в таблице 14.

Наименование помещений, наружных установок и	Категории взрыво-	Классификация взрывоопасных зон		Границы взрывоопасной зоны
		По ПУЭ	По ПБ	

оборудования	пожарной и	Класс	Категория	08-624-03	
1	2	3	4	5	6
Технологический блок, замерная установка	А	В-1а	IIА-Т1 IIА-Т3	1	Зона В-1г – до 0,5 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от проемов за наружными ограждающими конструкциями помещения Зона 1 (ПБ) закрытое помещение, в котором установлено закрытое технологическое оборудование, содержащее нефть Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали вокруг отверстий блока
Блок автоматики замерной установки	Д	-	-	-	-
Блок напорной гребенки	Д	-	-	-	-
1	2	3	4	5	6
Емкость подземная дренажная	Ан	В-1г	IIА-Т3	1	Зона В-1г (ПУЭ) до 5 м по горизонтали и вертикали от дыхательного клапана Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали и до земли от дыхательного клапана. Зона 2 (ПБ) 2м по горизонтали и вертикали от зоны 1
				2	

Устье нефтедобывающей скважины	Ан	В-1г	ПА-Т1 ПА-Т3	0 1	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0
Устье нагнетательной скважины	Д	-	-	-	При «отработке» на нефть - см. п. 4 таблицы
Устье водозаборных скважин	Ан	В-1г	ПА-Т1	0 1	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0

Таблица 13 - Классификация помещений и площадок наружных помещений по категориям взрывопожарной опасности

Имя блока	Номера позиций аппаратуры, оборудования, составляющие технологического блока	Относительный энергетический потенциал технологического блока	Категория взрывоопасности и	Классы зон по уровню опасности возможных разрушений, травмирования персонала*
Блок ЗУ	ЗУ	9,977	III	Зона 1 R=3,23 Зона 2 R=4,76 Зона 3 R=8,15 Зона 4

				R=23,78 Зона 5 R=47,56
Блок Е	Е	6,588	III	Зона 1 R=1,41 Зона 2 R=2,07 Зона 3 R=3,56 Зона 4 R=10,37 Зона 5 R=20,74
Блок н- д	Н19	9,325	III	Зона 1 R=2,82 Зона 2 R=4,15 Зона 3 R=7,12 Зона 4 R=20,77 Зона 5 R=41,54
Блок в- д	ВВ4	8,197	III	Зона 1 R=2,18 Зона 2 R=3,21 Зона 3 R=5,50 Зона 4 R=16,06 Зона 5 R=32,10

\*Примечание:

Зона 1 – сильное разрушение всех сооружений;

Зона 2 – среднее разрушение всех сооружений;

Зона 3 – среднее повреждение всех сооружений;

Зона 4 – легкое повреждение всех сооружений;

Таблица 14 - Классификация технологических блоков по взрывоопасности

					ДП.21.02.01.2023.8786	Лис
Изм.	Лис	№ докум.№	Подпись	Дат		62