

АО «СНПС Актобемунайгаз»
**Научно-исследовательский институт по разработке нефтегазовых
месторождений**

**Индивидуальный технический проект на строительство
горизонтальной скважины Н62091 месторождения Кенкияк-
надсолевой**

Актобе
2026

**АО «СНПС - Ақтобемұнайгаз»
Научно-исследовательский институт по разработке нефтегазовых
месторождений**

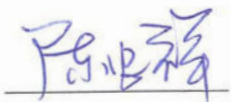
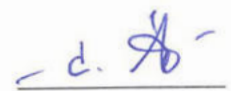
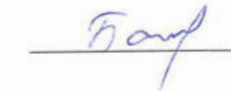


«_____» _____ 2026
Жу Шитао
Генеральный директор
АО «СНПС - Ақтобемұнайгаз»

**Индивидуальный технический проект на строительство
горизонтальной скважины Н62091 месторождения Кенкияк-
надсолевой**

**Ақтобе
2026**

Состав исполнителей

Директор НИИ		Чжан Сяньцунь
Первый зам. директора		Б.С. Табилов
Заместитель директора		Г.С. Нургалиева
И.о. начальника ОТБид		С.А. Оспанов
Зам. начальника ОТБид		Г.С. Сугурбаева
Ведущий инженер отдела разработки		А.Т. Бисенова
Инженер II категорий ОТБид		Б.К. Жиеналиев
Инженер ОТБид		М.А. Каплиева

Согласовано:

Заместитель генерального директора
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Чай Хуэй

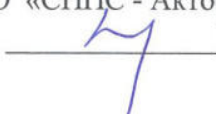
« ____ » _____ 2026г.

Директор департамента бурения
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Ван Хайтао

« ____ » _____ 2026г.

УТВЕРЖДАЮ
Зам.генерального директора
АО «СНПС - Актобемунайгаз»
 Чай Хуэй

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на составление проекта на строительство скважины на месторождении
Кенкияк-надсолевой

1	Заказчик	АО «СНПС-Актобемунайгаз»
2	Месторождение	Кенкияк-надсолевой
3	Номер скважины	№Н62091
4	Вид скважины	Горизонтальная
5	Проектная глубина	650м
6	Способ бурения	Роторно-винтовой
7	Вид привода	ДВС
8	Тип буровой установки	ZJ 15/ZJ 20, XJ -450
9	Содержание сероводорода, моль %	отсутствует
10	Конструкция, крепление скв. (№62091): - направление - кондуктор - техническая колонна - эксплуатационная колонна «хвостовик с секущими щелями»	508мм x 10м - цемент до устья 339,7мм x 90м - цемент до устья 244,5мм x 499м - цемент до устья 177,8мм x 499-650м
11	Оборудование устья: - ПВО - колонная головка - фонтанная арматура	2FZ 28-14 ОКК1-21-245 x 340 SKR-14-78x52
12	Рекомендация по выбору обсадной колонны	Согласно утвержденной заявке АО «СНПС-АМГ»
13	Безамбарная технология бурения	Согласно программе по бурению
14	Водоснабжение: - техническая, питьевая	Доставка автотранспортом
15	Количество технического проекта	5 экземпляров

Директор департамента
бурения АО «СНПС- АМГ»



Ван Хайтао

ПАСПОРТ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

Институт (организация) – разработчик — Научно-исследовательский институт по разработке нефтегазовых месторождений
АО «СНПС -Актобемунайгаз»

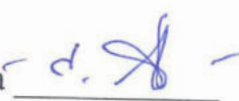
ПАСПОРТ

Индивидуальный технический проект на строительство горизонтальной скважины Н62091 месторождения Кенкияк-надсолевой

Площадь – Кенкияк - надсолевой

Цель бурения и назначения скважины – эксплуатационная

Вид скважины – горизонтальная

Главный инженер проекта 

«____» _____ 2026

I Общая пояснительная записка

1. Сводные технико-экономические данные

На основании распоряжения 7Г-11 от 13.03.2026г., АО «СНПС - Актобемунгаз» предусматривается бурение горизонтальной скважины Н62091 Кенкияк – надсолевой.

Конструкция скважин разработана с учетом горно-геологических условий и анализа материалов бурения скважин на площадях АО «СНПС - Актобемунгаз».

- | | |
|-------------------------------|----------------------|
| - направление | Ø 508мм x 10м |
| - кондуктор | Ø 339,7мм x 90м |
| - техническая колонна | Ø 244,5мм x 499м |
| - эксплуатационная колонна | |
| «хвостовик с секциями щелями» | Ø 177,8мм x 499-650м |

Проектная продолжительность цикла строительства скважины за исключением освоения – 50 суток.

Таблица 1.1.

Основные проектные данные

Наименование	Значение
1	2
1. Номер скважины, строящихся по данному проекту	Н62091
2. Площадь (месторождение)	Кенкияк
3. Расположение (суша, море)	Суша
4. Цель бурения и назначения скважин	эксплуатационная
5. Целевой горизонт	J2-II
6. Вид скважин (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	горизонтальная
7. Проектная глубина, м: (по скв. Н62091)	
по вертикали	337,7
по стволу	650
азимут, град	79,77°
общее отклонение от вертикали, м	394,27
8. Тип профиля	3-х участковый
9.Способ бурения	Роторный
10. Вид привода	ДВС
11.Тип буровой установки	ZJ 20, XJ -450
12. Наличие механизмов АСП (Да, нет)	нет
13.Максимальная масса колонны, тн:	
Обсадной	32,3
Бурильной	25
14. Продолжительность цикла строительства за исключением освоения, сут	50
В том числе:	
подготовительные и земляные работы	17
бурение и крепление	33
Примечание: допускается применение электрического силового привода	

Таблица 1.2

Общие сведения о конструкции скважины Н62091

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Направления	508	0	10	0	10
Кондуктор	339,7	0	90	0	90
Тех. Колонна	244,5	0	337,7	0	499
Экс. Колонна «Хвостовик с секущими щелями»	177,8	337,7	337,7	499	650

2. Основание для проектирования

Таблица 2.1

Список документов, которые являются основанием для проектирования

№ п\п	Название документа (проект геолого-разведочных работ, технологические схемы разработки площадей, задание на проектирование), номер, дата, должность, фамилия, утвердившего документ.
1	2
1	«О разработке ПСД» - распоряжения 7Г-11 от 13.03.2026г., АО «СНПС - Актобемунайгаз» на проектирование горизонтальной скважины Н62091 месторождения Кенкияк – надсолевой, подписанный руководством АО «СНПС - Актобемунайгаз».
2	Проект разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк, 2019г.
3	Анализ разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк, 2024г.

3. Общие сведения

Таблица 3.1

Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название)
1	2
Площадь (месторождение)	Кенкияк-надсолевой
Административное расположение:	
республика	Казахстан
область (край)	Актюбинская
район	Темирский
Год ввода площади в бурение	1960
Год ввода площади (месторождения) в эксплуатацию	1965
Температура воздуха, °С	
среднегодовая	+ 29,8
максимальная наиболее жаркого месяца	- 14,8
минимальная наименьшая наиболее холодного месяца	296,3
Количество выпавших осадков за год, мм	1.5
Максимальная глубина промерзания грунта, м	197
Продолжительность отопительного периода в году, сут	151
Продолжительность зимнего периода в году, сут	45-90
Азимут преобладающего направления ветра, град	30
Наибольшая скорость ветра, м/с	-
Метрологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	отсутствуют
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м	-
кровля	-
подошва	-

Таблица 3.2

Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, название)
1	2
Рельеф местности	Холмистая равнина
Состояние местности	полупустыня
Толщина, см	
снежного покрова	17
почвенного покрова	20
Растительный покров	полупустынный
Категория грунта	вторая

Таблица 3.3

**Размеры отводимых во временное пользование
земельных участков**

Наименование участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Буровая установка ZJ15, ZJ20, XJ-450	1.7	СН-459-74

Таблица 3.4

**Источник и характеристики водо- и энергоснабжения,
связи и местных стройматериалов**

Название вида снабжения: (водоснабжение: для бурения, для дизелей, питьевая вода для бытовых нужд; Энергоснабжение, связь, местные стройматериалы) и т.д.	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо- и энергопривода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Водоснабжение: - для бурения	поселок Кенкияк	10	автоцистерны
- для дизелей и котлов	поселок Кенкияк	10	автоцистерны
- питьевая вода	поселок Кенкияк	10	бутилированная
Электроснабжение	дизель-электростанция	-	12 V190BG3 882кВт
Связь	радиостанция	непосредственно	«motorolla», транковая

Таблица 3.5.1.

**Основная характеристика буровой установки для
бурения скважин типа ZJ-15/ZJ-20**

№	Наименование	Тип	Нагрузка (кН)	Мощность кВт	Примечание
1	Буровой станок	ZJ15/ZJ20	1350/1580	402/470	
2	Вышка	JJ170 41K	1580		Высота вышки 36 м
3	Талевая система	4 х 5			
4	Крюкоблок	YG150	1500-2000		
5	Канат ф-26/29мм		1195		
6	Лебедка	JC ₂ -20		450/600	
6	Буровой насос	1	F-1000	735	Максимальная вход. мощн.
		2	F-1000	735	
7	Ротор	ZP175			1 компл.
8	Вибросито				
9	Пескоотделитель				1 компл.
10	Резервуар для бурового раствора	3х30м ³			3 штуки
10	Превентор	2FZ28-14			1 компл.

Таблица 3.5.2.

**Основная характеристика буровой установки для
бурения скважин типа XJ-450**

№	Наименование	Тип	Нагрузка (кН)	Мощность кВт	Примечание
1	Буровой станок	450	1196	354	
2	Вышка	Телеско- пическая	1470		Высота выш- ки 32 м
3	Талевая система	4х4, 4х5	1195		
4	Крюк		1125-1470		
5	Канат ф-26мм				
6	Вертлюг		1088		
7	Лебедка			280	
	Ротор	MR 17,5	1470		
8	Буровой насос	1	F-1000	735	Максимальная вход. мощн.
		2	F-1000	735	
10	Вибросито				1 компл.
11	Пескоотделитель				1 компл.
12	Резервуар для буро- вого раствора	3х30м ³			3 штуки
10	Превентор	2FZ28-14			1 компл.

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1. Общие сведения о месторождении

Нефтяное месторождение Кенкияк находится в южной части Актюбинской области РК.

В административном отношении нефтепромысел Кенкияк входит в состав Темирского района Актюбинской области РК. Ближайшими населенными пунктами являются поселки Кенкияк, Соркуль и Шингель-Ший, удаленные на расстоянии, соответственные, 4-52км. Город Темир находится в 70км по грунтовым дорогам, областной центр – город Актобе удален от месторождения на 210 км.

Железной дорогой нефтепромысел Кенкияк не связан ни с одним населенным пунктом. Административный центр района пгт.Шубаркудук, являющийся железнодорожной станцией, расположен в 110км к северо-западу. Приблизительно на таких же расстояниях в северном и северо-восточном направлениях (95-120км соответственно) находятся две другие железнодорожные станции – города Кандагач и Эмба.

В орографическом отношении район представляет собой слабовсхолмленную равнину с абсолютными отметками рельефа от +174,2 до 230м, покрытую полупустынной растительностью.

На юго-востоке площадь месторождения примыкает к барханным пескам Кокжиде, которые на севере ограничиваются рекой Темир, а на востоке – рекой Эмба.

Гидрографическая сеть района представлена рекой Эмба. Река Темир, являющаяся притоком реки Эмба, пересекает площадь месторождения в средней ее части с северо-запада.

Климат района резко континентальный. Атмосферные осадки выпадают сравнительно редко, в основном дожди идут в первой половине лета. Ветры значительной силы сохраняются круглый год; зимой часты снежные бураны, летом - знойные, сухие ветры. Глубина промерзания грунта достигает 1,8-2,0м.

Нефтепромысловый поселок Кенкияк связан с районным, областными центрами и крупными населенными пунктами автомобильными дорогами областного и местного значения и регулярным автобусным сообщением.

В целом район занимает оптимальное географическое положение, что в свою очередь определяет состояние и перспективы его экономического развития.

4.2. Геологическое строение месторождения

На месторождении Кенкияк надсолевой на II блоке планируется бурение горизонтальной скважины (разделение по блокам из работы «Пересчет извлекаемых запасов нефти и растворенного газа продуктивных горизонтов Ю-II - Ю-III надсолевых залежей» 2018г и «Анализа разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк» 2024г.

Скважина проектируется как горизонтальная для большего охвата нефтеносного пласта.

Цель бурения – добыча тяжелой нефти J₂ горизонта надсолевых залежей месторождения Кенкияк.

(Рис.1. Выкопировка со структурной карты по кровле горизонта J₂)

Таблица 4.1

	№ скважины	широта	долгота
1	Н62091	48° 33' 51,0737"	57° 07' 50,8969"

Начальное пластовое давление- 2,7 МПа

Начальная пластовая температура - 25°С

Текущее пластовое давление – 2,1-2,3 МПа

Текущая пластовая температура – 22°С

Проектный горизонт – среднеюрский продуктивный горизонт J₂-III

Вскрываемый стратиграфический разрез месторождения Кенкияк надсолевой в проектируемых скважинах – меловые отложения (средний мел – сантонский и кампанский ярусы, нижний мел - альбский, аптский, барремский и готеривский ярусы), среднеюрские отложения.

В отложениях средней юры выделяются образования ааленского, байоского и батского ярусов, залегающие с разрывом на породах нижней юры. Они представлены чередованием песчаных и глинистых пачек различной мощности, содержащих редкие прослои песков и бурых углей. Пески серые, серовато-желтые разномзернистые от мелко- до крупно-зернистых, полимиктовые, не слоистые рыхлые, в различной степени глинистые, с линзами глин и бурых углей. Глины темно-серые, серовато-бурые и бурые, в различной степени песчанистые или алевролитистые, плотные, с включением обуглившихся растительных остатков, с линзами бурых углей. Целевой горизонт приурочен к среднеюрским отложениям J₂.

Для горизонта J₂ характерны пластово-сводовые залежи нефти, тектонически и литологически экранированные. Литологически горизонт сложен песками и алевролитами, реже песчаниками, в разной мере глинистыми.

Предполагаемые стратиграфические разбивки по проектным скважинам на основании построенного геологического профиля (Рис 4.2.) через пробуренные скважины даны в таблице 4.3.

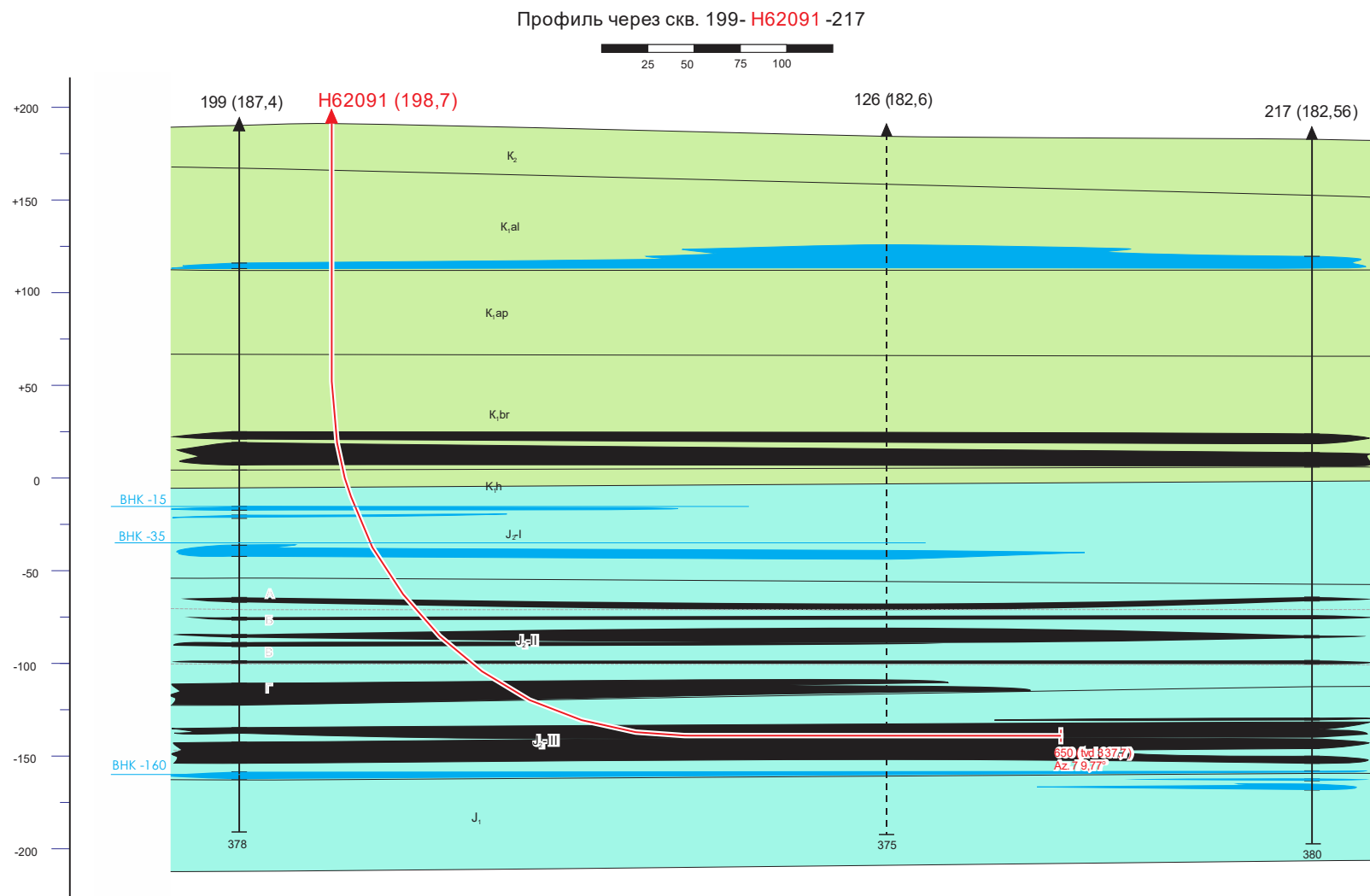


Рис. 4.2.

Параметры бурения горизонтальной скважины

Таблица 4.2

		Аль- туда земли,м	Предпол агаемая альти- туда ротора	Нефтенасыщен. коридор (м) глубина с учетом альтитуды ротора (верт.гл)		Глубина точки цели, м		Азимут направ- ления бурения	Общ. откл. (м)	Горизонт. часть. (м)
				кровля	подошва	верт.гл	по стволу			
Н62091	устье	193,7	198,7	319	337,7			79,77°	394,27	151
	т. А					337,7	499			
	т. В (забой)					337,7	650			

Тип скважины: горизонтальная
Общее отклонение ствола от вертикали – 394,27м
Горизонтальная часть – 151 м
Азимут направления бурения 79,77°

Предполагаемая стратиграфическая разбивка и литологическое описание по проектной скважине Н62091 на основании построенного геологического профиля даны в таблице 4.3:

Таблица 4.3

Геол. воз-раст	горизонт	Интервал залегания (вертикал. глубина)	Интервал залегания по стволу, м	Падение пластов, град	Описание литологических свойств
Q	Четвертичная система	0-10			Глины, суглинки.
K ₂	Мел, верхний отдел	10-32		субг	Глины известковистые, песчанистые с прослоями белого мергеля, зеленоватых песков.
K _{1al}	Альбский	32-87		0°30'	Пески, песчаники с прослоями глин.
K _{1ap}	Аптский	87-132		1°30'	Пески, песчаники, алевролиты полимиктовые, глины плотные, слюдистые
K _{1br}	Барремский	132-195	132-196	субг	Глины с прослоями песков, песчаников. Песчаники и пески среднезернистые, известковистые с включением пирита. Глины плотные, оскольчатые.
K _{1h}	Готеривский	195-220	196-224	субг	Глины, алевролиты, мергели, песчаники, пески известковистые.
J ₂ -I-II-III	Юрский, средний отдел	220-337,7	224-650	субг	Глины углистые. Пески и песчаники разномзернистые, известковистые, с включениям углистого материала

Предполагаемые осложнения:

0-650 – осыпи, обвалы стенок скважины; прихватопасная зона.

82-86м- водоносные альбские горизонты.

499-650м -целевой пласт - нефтепроявление, поглощение бурового раствора.

4.3 Физические свойства пород

Таблица 4.4

Горизонт	Глубина залегания по стволу, м	Краткое описание породы	Тип коллектора	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Общая глинистость, %
J ₂	224-650	Глины, пески песчаники, алевриты, алевролиты	поровый	36,2	1,562	11,9

Нефтеносность по разрезу скважины

Таблица 4.5

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по стволу скв., м		Среднее значение пористости Кп, %	Плотность, кг/м³		Вязкость <u>пластовой нефти</u> , (при t-16-21°) мПа с	Содержание серы в сепарированной нефти % по массе	Содержание парафина в сепарированной нефти, %по массе	Газосодержание, м³/м³	Параметры растворенного газа (крайне низкое значение газосодержания)				
	от (верх)	до (низ)		В пластовых условиях	Сепарированной нефти (в поверхностных условиях)					Содержание сероводорода, моль % (% по объему)	Содержание углекислого газа моль %	Плотность газа, кг/м³	Коэффициент сжимаемости	Давление насыщен. в пласт. условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
J ₂ -III	499 (tvd 337,7)	650 (tvd 337,7)	34,3-36,2	913,4	917	155,1	0,69	0,32	1,2	0,0	1,35	0,780	6,9-14,2E-04	0,87

Примечание: данные взяты из «Анализа разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк» 2024г

Требования

Требования к геофизическому исследованию скважины:

1. Стандартный каротаж (1:500): ГК+НГК, ПС, 2 ст.зонда, КВ+ПР, инклинометрия (через 20м):
 - интервал 0-90м,
 - интервал 70-650м.
2. Детальные геофизические исследования (1:200):
 - интервал 224-650м - БК, МБК, АК, ГК, Литолого-плотностной каротаж, ПС, КНК, КВ.
3. Каротаж по контролю за качеством цементирования скважины (1:500)
 - интервал 0-90м- АКЦ.
 - интервал 0-499м - АКЦ.

Требования к охране недр:

- при бурении продуктивного интервала средней юры провести запланированные мероприятия по максимальной охране недр, чтобы загрязнение пласта было минимальным. Необходимо ускорить темп бурения интервала продуктивного пласта и темп ввода в эксплуатацию для уменьшения загрязнения буровым раствором продуктивного пласта.

5 Конструкция скважины

5.1 Принцип проектирования

В надсолевых залежах Кенкияк были пробурены около тысячи скважин, литологическая характеристика разреза и характеристика давлений хорошо изучены, исходя из опыта бурения, после сравнения нескольких вариантов и их оптимизации предлагается следующая конструкция скважин; отвечающая всем требованиям технологических мероприятий для добычи.

См. табл. 5.1.

Проектная конструкция скважины

Таблица 5.1

№ п/п	Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Марка стали	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента	Примечание
1	Направление	508	J-55	10	до устья	Защита устья от размыва
2	Кондуктор	339,7	J-55	90	до устья	Для перекрытия верхних неустойчивых отложений
3	Техническая колонна	244,5	L-80	499	до устья	С целью разобщения пластов
Интервале продуктивного пласта 499-650м устанавливается фильтр-хвостовик $\varnothing 177,8$ мм						

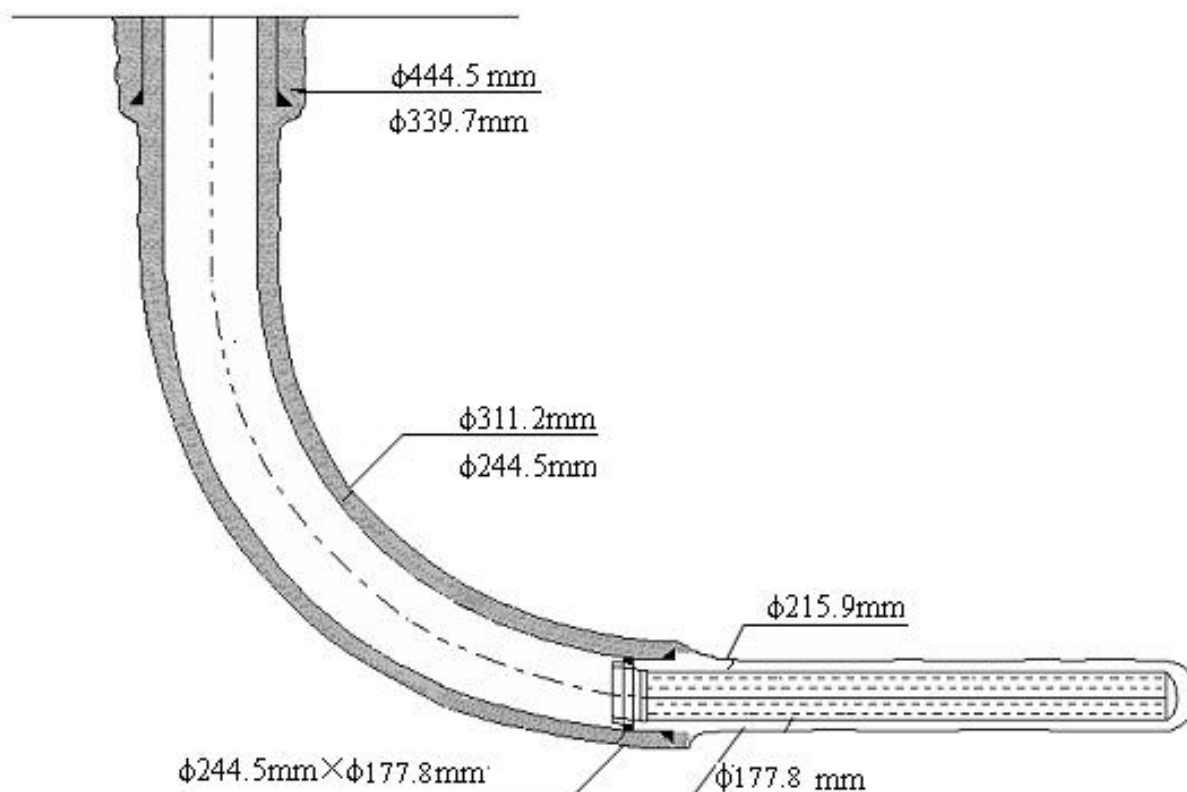


Рисунок 5.1



6. Профиль ствола скважины

6.1 Общие положения по искривлению скважины

На строительство горизонтальных скважин предлагается применение стандартного наземного оборудования, серийно выпускаемых долот, забойных двигателей, бурильных и обсадных труб, а также специальных элементов низа бурильной колонны.

При проводке скважины должен осуществляться контроль за отклонением ствола.

При бурении наклонного участка ствола осуществляется постоянный визуальный и инструментальный контроль за износом и состоянием бурильной колонны согласно технологического регламента. При обнаружении износа, деформации применение труб не допускается.

При спуске обсадных колонн обеспечивается проходимость в интервалах отклонения ствола.

Бурение скважины с горизонтальным приложением ствола обеспечивается компоновками низа бурильной колонны, подготовленными подрядной организацией.

КНБК, параметры режима бурения, темпы строительства скважины и комплексы других мероприятий должны обеспечивать:

- доведение скважины до проектной глубины без каких-либо осложнений при существующем состоянии техники и технологии буровых работ;
- качественное строительство скважины при минимальных затратах времени и средств;
- достижения проектного смещения забоя от вертикали в заданном направлении в пределах предусмотренных проектом норм отклонения;
- возможность свободного прохождения компоновки низа бурильной колонны и обсадной колонны, а также оснасток элементов подземного оборудования, спускаемого в процессе эксплуатации и подземного ремонта;
- предотвращения «протирания» обсадных колонн, желобообразования, затяжки и заклинивания инструмента и геофизических приборов.

Таблица 6.1

Результат расчета профиля ствола скважины Н62091

Высота над уровнем моря: 198.7м (с учетом высоты буровой площадки 5 м)

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки, градус/30м
0.00	0.00	79.77	0.00	0.00	0.00	0.00	N/A
146.71	0.00	79.77	146.71	0.00	0.00	0.00	0.00
199.36	15.80	79.77	198.70	1.28	7.10	7.21	9.00
446.71	90.00	79.77	337.70	33.92	187.95	190.99	9.00
499.00	90.00	79.77	337.70	43.20	239.40	243.27	0.00
650.00	90.00	79.77	337.70	70.02	388.01	394.27	0.00



Таблица 6.2

Таблица результатов расчета проектного профиля ствола скважины Н62091

Высота над уровнем моря: 198.7м (с учетом высоты буровой площадки 5 м)

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки, градус/30м
0.00	0.00	79.77	0.00	0.00	0.00	0.00	N/A
30.00	0.00	79.77	30.00	0.00	0.00	0.00	0.00
60.00	0.00	79.77	60.00	0.00	0.00	0.00	0.00
90.00	0.00	79.77	90.00	0.00	0.00	0.00	0.00
120.00	0.00	79.77	120.00	0.00	0.00	0.00	0.00
146.71	0.00	79.77	146.71	0.00	0.00	0.00	0.00
150.00	0.99	79.77	150.00	0.01	0.03	0.03	9.00
180.00	9.99	79.77	179.83	0.51	2.85	2.89	9.00
199.36	15.80	79.77	198.70	1.28	7.10	7.21	9.00
210.00	18.99	79.77	208.85	1.85	10.22	10.39	9.00
240.00	27.99	79.77	236.33	3.97	21.98	22.33	9.00
270.00	36.99	79.77	261.61	6.82	37.82	38.43	9.00
300.00	45.99	79.77	284.06	10.35	57.36	58.28	9.00
330.00	54.99	79.77	303.13	14.46	80.11	81.40	9.00
360.00	63.99	79.77	318.35	19.04	105.52	107.22	9.00
390.00	72.99	79.77	329.34	23.99	132.95	135.10	9.00
420.00	81.99	79.77	335.83	29.19	161.75	164.36	9.00
446.71	90.00	79.77	337.70	33.92	187.95	190.99	9.00
450.00	90.00	79.77	337.70	34.50	191.18	194.27	0.00
480.00	90.00	79.77	337.70	39.83	220.71	224.27	0.00
499.00	90.00	79.77	337.70	43.20	239.40	243.27	0.00
510.00	90.00	79.77	337.70	45.15	250.23	254.27	0.00
540.00	90.00	79.77	337.70	50.48	279.75	284.27	0.00
570.00	90.00	79.77	337.70	55.81	309.28	314.27	0.00
600.00	90.00	79.77	337.70	61.14	338.80	344.27	0.00
630.00	90.00	79.77	337.70	66.46	368.32	374.27	0.00
650.00	90.00	79.77	337.70	70.02	388.01	394.27	0.00



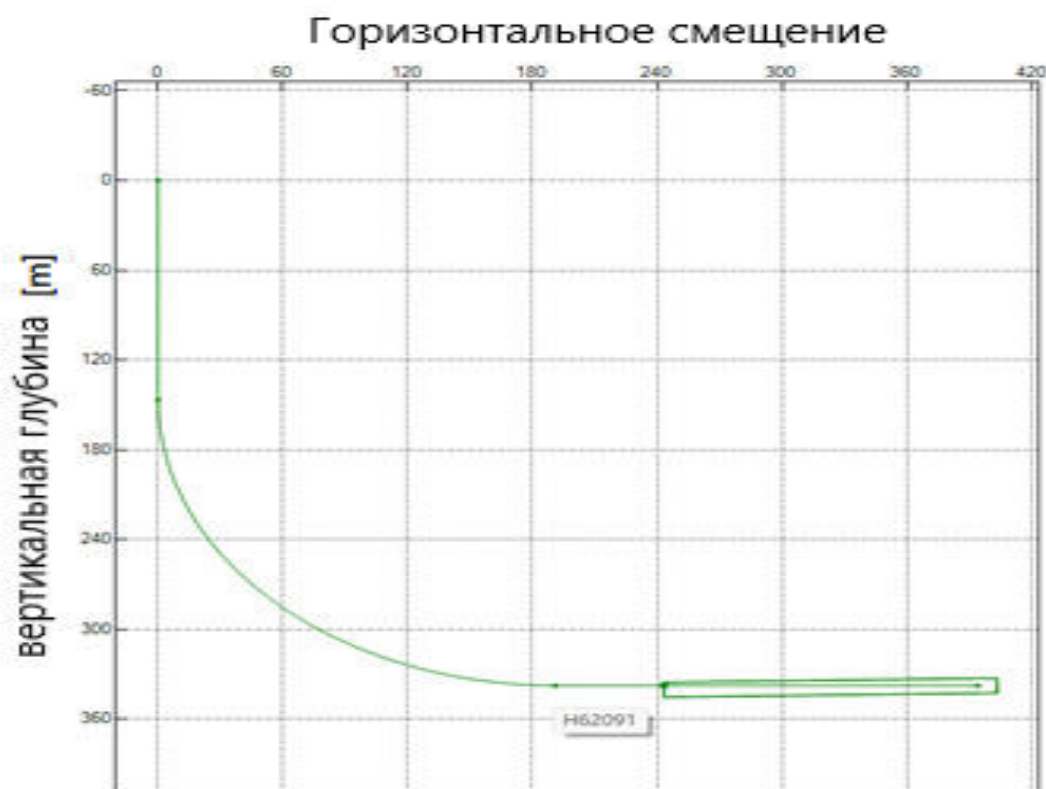


Рис.6.1. Вертикальная проекция

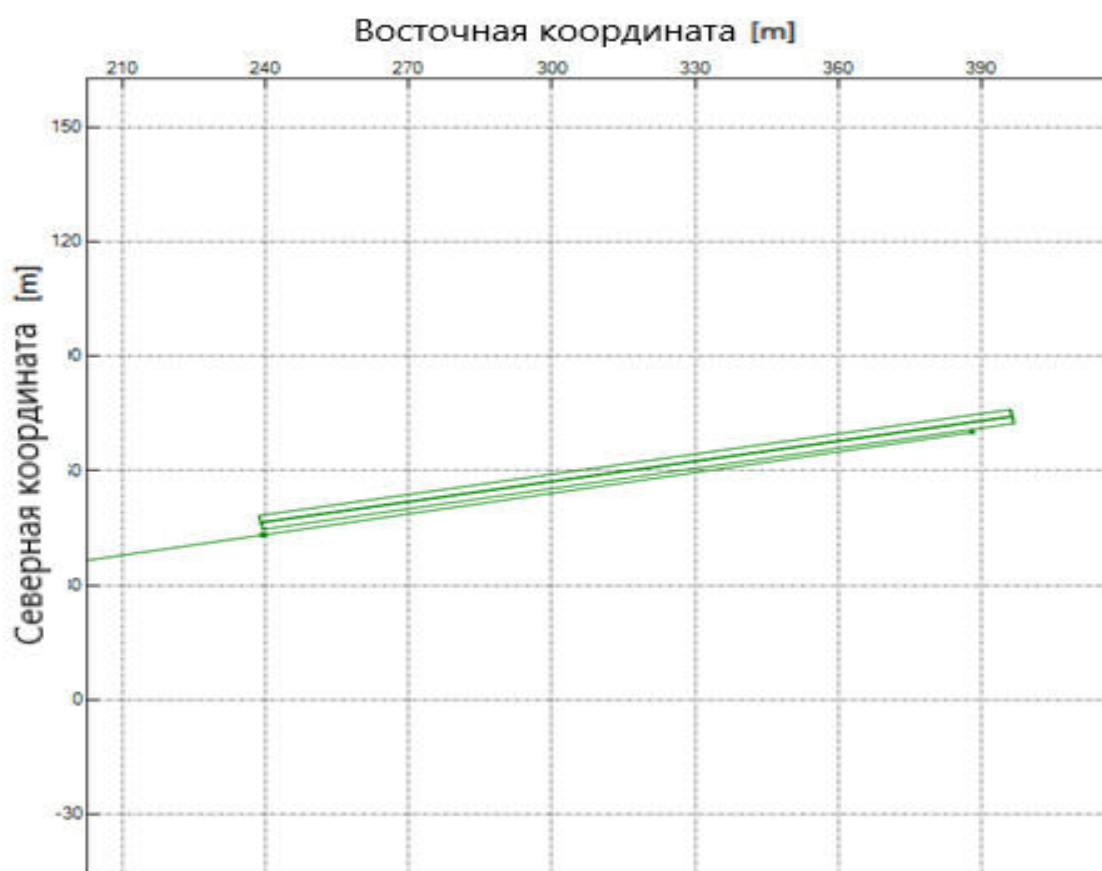


Рис.6.2. Горизонтальная проекция



7. Компоновка бурильной колонны

С целью обеспечения качества (стабильность и жесткость) ствола скважины принята следующая компоновка бурильных инструментов, см. табл. 7.1.

Таблица 7.1

Проектная компоновка бурильных инструментов

№	Интервал бурения		Компоновка бурильной колонны	Примечание
1	0-10		Долото $\phi 660$ мм + ведущая труба $\phi 133,4$ мм	При бурении
2	10-90		Долото $\phi 444,5$ мм + УБТ $\phi 203,2$ мм х 36м + СБТ $\phi 127$ мм х 9,19м-G-105+ ведущая труба $\phi 133,4$ мм	При бурении
3	90-499	В вертикальном участке	Долото $\phi 311,2$ мм + УБТ $\phi 203,2$ мм (54м) + $\phi 127$ мм бурильные трубы + ведущая труба.	При бурении
		На участке начального увеличения зенитного угла	Долото $\phi 311,2$ мм + $\phi 197$ мм забойный двигатель + MWD ниппель + УБТ $\phi 127$ мм немагнитн. низ (9м) + СБТ $\phi 127$ мм + УБТ $\phi 158,8$ мм х 9м + УБТ 127мм + $\phi 127$ мм бурильные трубы + $\phi 133,4$ ведущая труба.	
		На участке резкого увеличения зенитного угла	Долото $\phi 311,2$ мм + $\phi 197$ мм забойный двигатель + MWD ниппель + КЛС $\phi 127$ мм х 1 + СБТ $\phi 127$ мм (с конусной замковой частью) + СБТ $\phi 127$ мм + УБТ $\phi 158,8$ мм х 9м немагнитн. низ + УБТ $\phi 127$ мм х 120м + $\phi 127$ мм бурильные трубы + 133,4 ведущая труба.	
4	499-650	В горизонтальном участке	Долото $\phi 215,9$ мм + $\phi 214$ мм стабилизатор + КЛС $\phi 127$ мм + СБТ $\phi 127$ мм(с конусной замковой частью)+СБТ $\phi 127$ мм+УБТ $\phi 158,8$ мм х 9м немагнитный низ + УБТ $\phi 127$ ммх120м+ $\phi 127$ мм бурильные трубы + 133,4 ведущая труба.	При бурении



8. Буровой раствор

8.1 Принцип проектирования

Выбор качественных растворов для бурения и заканчивания скважин является одной из ключевых задач обеспечения безопасного бурения. В связи с неглубоким залеганием среднеюрских коллекторов, слабым диагенезом отложений и сильной фильтрацией песчаников, в процессе бурения легко выявляется дифференциальная утечка раствора. Поэтому требуется, чтобы буровые растворы обладали высокими качествами, для выноса шламов, промывки скважины, формирования и устойчивости стенок скважины, чтобы обеспечить устойчивость ствола скважины для предупреждения поглощения бурового раствора, обеспечения качественного и безаварийного бурения.

На основе исследований и анализа технических данных о буровых растворах для высоковязких нефтяных залежей в стране и за рубежом и учитывая свойства надсолевых залежей месторождения Кенкияк, а также успешные опыты бурения неглубоких высоковязких нефтяных залежей нашего Акционерного общества, мы спроектировали следующие системы буровых растворов: при бурении под кондуктором принимается система раствора – на основе бентонита, при бурении под эксплуатационную колонну – полимерный буровой раствор.

8.2 Буровой раствор под кондуктор

Долото диаметром 444,5мм. Интервал 10-90 м. Вскрытые пласты представлены чередованиями песчаников и глин, слабо сцементированных. В данном интервале диаметр ствола скважины большой и скорость бурения высокая, поэтому нужно повысить качество бурового раствора с целью получения устойчивой стенки ствола скважины и предупреждения поглощений и обвалов.

Система бурового раствора: бентониты + СМС.

Приготовление бурового раствора: вода + 0,3%-0,4% Na_2CO_3 + 7%-8% бентонита + 0,2%-0,3% СМС.

Требования к параметрам:

- Плотность – 1,05- 1,10 г/см³
- Вязкость - 40-60 сек
- Фильтрация - $\leq 10\text{см}^3$ / за 30 мин.

Технология приготовления:

После добавления 0,3-0,4% Na_2CO_3 в воду, смешать 7%-8% бентонита, через 24 часа добавить СМС и все смешать. Регулировать параметры согласно проекта.

В процессе бурения вести контроль за параметрами буровых растворов.

Коэффициент использования гидроциклона до 100%.

В процессе бурения обязательна циркуляция бурового раствора одним насосом, чтобы обеспечить скорость восходящего потока бурового раствора до 0,5 м/сек и более.

$$\text{Объем бурового раствора: } Q = 90 + (0,4445 - 0,020)^2 \times 1,1 \times 0,785 \times 90 = 104 \text{ м}^3$$

где, 90-объем приемных емкостей бурового раствора, м³;

90-глубина скважины под кондуктор, м.

Таблица 8.1

Расход материалов

Наименование	Объем (т)	Наименование	Объем (т)	Наименован.	Объем (т)
Бентониты	8,3	Na_2CO_3	0,4	СМС	0,3



8.3 Буровой раствор под тех. колонну

Диаметр долота 311,2мм. Бурение в интервале 90-499м.

Вскрытые породы имеют слабый диагенез, песчаники имеют высокую проницаемость, поэтому легко возникают поглощения бурового раствора. В этих интервалах бурения угол отклонения ствола скважины непрерывно увеличивается от 0° до 93°, при этом буровой раствор должен иметь хорошую способность для образования стенок скважины и предотвращения обвала стенок скважины и хорошую смазываемость, раствор должен очищать забой скважины от выбуренной породы и выносить ее на поверхность с целью предотвращения прихвата инструмента. Рекомендуется применять полимерную систему бурового раствора.

Затворение бурового раствора:

$H_2O + 0,2\% Na_2CO_3 + 0,2\% NaOH + 5\% \text{ бентониты} + 0,3\%-0,4\% Fa367 + 0,4\%-0,6\% JT888 + 0,2\%-0,3\% XY-27 + 3\% SMP-1$ (коллоидное состояние) + 3% QCX-1 + 5% сульфированный битум (коллоидное состояние) + 2% смачивающий агент + порошковое железо.

Объем бурового раствора:

$$Q = (90 + 50) = 140 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{скв.}} = (499 - 0,076 \cdot 1,1) \cdot 1,2 = 50 \text{ м}^3$$

где, 90-объем приемных емкостей бурового раствора, м³;

50- объем скважины под колонну, м³.

499 - длина интервала ствола, м

0,076 – площадь сечения, м²

1,2 - коэф. кавернозности.

Расход материалов

Таблица 8.2

Наименов.	Объем (т)	Наименов	Объем (т)	Наименование	Объем (т)
Бентониты	7	Na ₂ CO ₃	0.3	NaOH	0.3
JT-888	0.8	QCX-1	4.2	XY27	0.4
FA-367	0.6	SMP-1	4.2		

8.4 Буровой раствор под экс. колонну – хвостовик с секущими щелями

Диаметр долота 215,9мм. Бурение в интервале 499-650м.

Ствол скважины на горизонтальном участке должен быть стабильным, буровой раствор должен иметь хорошую способность для выноса выбуренной породы на поверхность, хорошую смазываемость, низкую водоотдачу (глинистая корка должна быть тонкая и вязкая) и хорошую реологическую характеристику. Обеспечить очищение бурового раствора с помощью вибросита и пескоотделителя. При высокой скорости бурения отмечаются сопротивление и заклинивание, тогда необходимо усилить циркуляцию бурового раствора.

Рекомендуется применение полимерной системы бурового раствора.

1. Затворение бурового раствора:

$H_2O + 0,2\% Na_2CO_3 + 0,2\% NaOH + 4\% \text{ бентониты} + 0,3\%-0,5\% Fa367 + 0,5\%-0,6\% JT888 + 0,2\%-0,3\% XY-27 + 2\% \text{ смачивающий агент} + 3\% SMP-1$ (коллоидное состояние) + порошковое железо

1. Свойства бурового раствора:

3. Плотность: 1,10-1,15 г/см³:

условная вязкость 50-70 с.

Водоотдача по API < 5 мл:

толщина глинистой корки: < 0,5 мм;



пластичная вязкость: 15-25мПа с;

величина текучести 5-10Па;

коэффициент сопротивления трения < 0,08; содержание песка < 0,4%.

Объем бурового раствора:

$$Q = (90 + 31) = 121 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{скв.}} = (650 \cdot 0,036 \cdot 1,1) \cdot 1,2 = 31 \text{ м}^3$$

где, 90-объем приемных емкостей бурового раствора, м³;

31 - объем скважины под колонну, м.

650 - длина интервала ствола, м

0,036 – площадь сечения, м²

1,2 - коэф. кавернозности

Расход материалов

Таблица 8.3

Наименов.	Объем, т	Наименов	Объем, т	Наименование	Объем, т
Бентониты	4.8	Na ₂ CO ₃	0.2	NaOH	0.2
JT888	0.7	XY-27	0.4		
FA-367	0.6	SMP-1	3.6		

8.5 Требования к качеству бурового раствора

Очистка бурового раствора является одним из важнейших условий эффективного бурения. Она влияет на стоимость бурения скважины, скорость бурения, гидравлические потери, толщину фильтрационной корки, а также возможность возникновения осложнений. От очистки бурового раствора зависят показатели работы оборудования и инструмента, экономия реагентов и пр.

Для очистки бурового раствора: необходимо иметь вибросито и пескоотделитель.

Обеспечить нормальную работу насосов и исправность всех клапанов для бесперебойной циркуляции бурового раствора в скважине

Для очистки бурового раствора необходимо иметь:

Вибросито – 1 шт.

Пескоотделитель – 1 шт.

Шламоотделитель – 1 шт.

Резервуарная циклическая система – 1 компл.



9. Проектные параметры бурения

Таблица 9.1

4	3	2	1	№	
				Интервал, м	
499 – 650	90 – 499	0 – 90	0-10	Размер (мм)	Долото
215,9	311,2	444,5	660	Тип	
НJT-517G	HJ-537	MP1-1	PC1	Кол-во, шт.	
1	1-2	1	1	Плотность (г/см ³)	Св-ва бур. раствора
1,10-1,15		1,05-1,10	1,05	вязкость (с)	
50-70		40-60	35-40	Водоотдача (см ³ / за 30 мин)	
≤5		≤5-7	≤10	Нагрузка на долото (тн)	Параметр про-ходки.
3-6	4-6	4-6	с навеса	Скорость вращения (об/мин)	
ВЗД+60	ВЗД+60	60-90	20	Колич. насосов. подача насосов (л/сек)	
1-25-30		1-25	1-20	Давление на насосе (МПа)	
8-10	6-8	6	0,5	Потери давления в трубах, (МПа)	
1,02	1,02	1,8		Потери давления в кольцевом пространстве (МПа)	
0,19	0,19	0,01		Потери давления в УБТ (МПа)	
0,33	0,33	0,47		Потери давления в долотах (МПа)	
1,11	1,11	0,41		Примечание	
ПОД ХВОСТОВИК	ПОД ТЕХ. КОЛОННУ	ПОД КОНДУК.	ПОД НАПРАВЛ.		

Примечание: допускается применение долот других производителей с аналогичными техническими характеристиками соответствующие стандарту API.



10. Заканчивание и тампонаж скважины

Таблица 10.1

Конструкция обсадной колонны

Размер обсад.трубы (мм)	Тип стали	Тип резьбы	Толщина стенки (мм)	Интервал (м)	Вес (тн)	Прочн. на смятие	Прочн.на внутр.давл.	Прочн. на растяж
508	J55	BC	11,13	0-10	1,4	24,3	89,5	44,9
339,7	J55	BC	10,92	0-90	8,2	10,6	21,3	436
244,5	L-80	BC	11,05	0-499	27,9	26,3	43,6	456
177,8	Хвостовик с секущими щелями			499-650				

Таблица 10.2

Требования к крутящему моменту обсадной колонны

Порядок об. трубы	Наруж диаметр (мм)	Тип стали	Толщина (мм)	Тип резьбы	Коэффициенты запаса прочности при:		
					избыточном давлении		растяжении
					наружном	внутреннем	
Направление	508	J55	11,13	BC			
Кондуктор	339,7	J55	10,92	BC	9,6	2,8	53,2
Тех. колонна	244,5	L-80	11,05	BC	11,4	4,8	14,1
Хвостовик	177,8						

10.1 Порядок спуска обсадных колонн

Кондуктор

Обсадные трубы ϕ 339,7мм х 10,92 мм марки J-55

Башмак + ϕ 339,7мм обсадная труба + ЦКОД + ϕ 339,7мм компоновка обсадной колонны

Техническая колонна

Техническая колонна ϕ 244,5мм х 11,05 мм марки L-80

Башмак + ЦКОД+ ϕ 244,5мм компоновка обсадных труб

Эксплуатационная колонна –

Хвостовик с секущими щелями ϕ 177,8 мм х 8,05мм марки N-80

Башмак (с обратным клапаном) + ϕ 177,8 мм обсадная труба с секущими щелями + ϕ 177,8 мм х ϕ 244,5мм гидродинамическая подвеска.

Проектирование хвостовика из труб с секущими щелями

Трубы 177,8 мм х 8,05мм марки N-80

Проект секущих щелей

Ширина щели – 0,35 м, 42 щели каждого цикла, длина щели – 80 мм,

8 циклов щелей на каждый метр, т.е. 336 щелей на каждый метр. Суммарная длина всех щелей 8,5 – 9 м. С двух концов оставляется место для работы элеватором и машинным ключом. Перед спуском в скважину щели покрывают парафином с той целью, чтобы щели не забивались твердой фазой бурового раствора.

Провести дефектоскопию и опрессовку обсадных труб на буровой.

Подготовка обсадных труб и их обмер.



Обеспечить безопасность при спуске колонны.

Установить компоновку нижней части обсадных труб.

Подготовка инструментов

Инструмент для цементирования кондуктора

Инструмент для спуска ϕ 339,7 мм обсадных труб – 1 комплект

ϕ 339,7 мм башмак – 1 шт.

ϕ 339,7 мм центратор – 5 шт.

ϕ 339,7 мм продавочная пробка – 1 шт.

Инструменты для цементирования технической колонны

ϕ 244,5 мм башмак – 1 шт.

ϕ 244,5 мм обратный клапан – 1 шт.

ϕ 244,5 мм центратор – 25шт.

ϕ 244,5 мм продавочная пробка – 1 шт.

Герметичная смазка для резьб обсадных труб – 2 ведра

Контроль заполнения скважины при подъеме инструмента осуществляется с помощью гидродинамических методов, включая замеры давления и температуры, и дифференциальных методов, которые позволяют определить наличие перелива или недостаточного заполнения.

Контроль вытесненного из скважины раствора при спуске инструмента осуществляется путем мониторинга вязкости, анализа отобранных проб на наличие газа и температуры.



10.2 Проектирование цементного раствора

Для направления

Приготовление цементного раствора:

цементно-песчаная смесь, с термостойкостью +200⁰С и выше

Для технической колонны

ϕ 244,5 мм техническая колонна, спускается в интервал с углом отклонения ствола скважины в 90° и выше, проектируется спуск термоустойчивых труб из стали группы прочности L-80.

При цементировании применяются цементно-песчаная смесь ЦПС, с термостойкостью +200⁰С и выше, что удовлетворит потребности при добыче нефти.

Приготовление цементного раствора: ЦПС +3 %CaCl₂ + 44 -52%Н₂О

Параметры цементного раствора: плотность 1,89 г/см³;

Расчет и требования к работе при тампонаже

Для направления

Таблица 10.3

Закачиваемый раствор	Плотность (г/см ³)	Высота подъема раствора	Теоретический объем, подлежащий закачке, (м ³)	Расход сухого цемента с учетом потерь, т
Буферная жидкость	1,0	0	0,1	
Цементный раствор	1,89	0	3,1	4,2

Для кондуктора

Объем цементного раствора и продавочной жидкости:

Таблица 10.4

Закачиваемый раствор	Плотность (г/см ³)	Высота подъема раствора, (м)	Теоретический объем подлежащий закачке, (м ³)	Расход сухого цемента с учетом потерь, т
Буферная жидкость	1,0	0	2	
Цементный раствор	1,89	0	12,5	16,9

Объем цемента и добавочного реагента:

Таблица 10.5

Наименован.	Ед. измерен.	Добавочный объем (%)	Объем после добавок
Сухой цемент	т		16,9
Вода	м ³	44	13,5
Коагулянт CaCl ₂	т	3	0,5

Примечание: на буровой приготовлена чистая вода 15 м³

Требования к работе:

Приготовление цементного раствора на буровой должно отвечать требованиям проекта. Закачка цементного раствора должна быть непрерывной, высота подъема цементного раствора до устья.

В процессе закачки цементного раствора постоянно наблюдать за выходом бурового раствора на устье скважины. Если выявлены поглощения и утечка цементного раствора цементирование продолжить согласно плану дополнительных мероприятий для конкретной скважины (план проведение ремонтно-изоляционных работ).

Время ОЗЦ для кондуктора составляет 24часа.



Тех. колонна

Таблица 10.6

Объем цементного раствора и продавочной жидкости:

Тип жидкости закачки	Плотность (г/см ³)	Высота подъема раствора	Теоретич объем, (м ³).	Расход сухого цемента с учетом потерь, т
Жидкость продавоч.	1,10	0	18,5	
Буферная жидкость	1,3	0	2	
Цементный раствор	1,89	0	29,3	39,6

Объем цемента и добавочного реагента:

Таблица 10.7

Наименование	Ед. измерен.	Объем добавок (%)	Объем после добавок (м ³)
Сухой цемент	т		39,6
Вода	м ³	52	31,7
Ca Cl ₂	т	3	1,2

Примечание: На буровой иметь запас чистой воды 15 м³.

Требования к работе:

Перед спуском технической колонны предыдущим бурильным инструментом проработать скважину, после этого спускать техническую колонну и цементировать скважину.

Время ОЗЦ составляет тех. колонны 48 часов. После ОЗЦ провести акустический каротаж.

10.3 Требования к тампонажу и заканчиванию скважины

Кондуктор

Использование бурильной колонны для закачки цемента. Затворение тампонажного раствора по плану, высота подъема цемента до устья. После затвердевания цемента установить устьевое оборудование.

Техническая колонна

Перед спуском тех. колонны отрегулировать параметры бурового раствора, добавить пластмассовые шарики, чтобы снизить сопротивление давления трения колонны со стенкой скважины.

Перед спуском колонны промыть и очистить забой скважины от шлама, довести до минимума значение сопротивления трения и при достижении стабилизации стенок скважины начать спуск колонны.

С целью снижения сопротивление трения колонны о стенки скважины через каждые две обсадные трубы установить центратор в наклонном участке. При спуске колонны в нижней части конструкции для первых трех обсадных труб применить стопорный винт с целью их укрепления.

Техническая колонна спускается на проектную глубину, далее спускается бурильная колонна для вытеснения утяжеленного бурового раствора. После подъема бурильной колонны через циклический переводник скважину оставляют на циркуляцию буровым раствором в течение двух циклов.



При вытеснении бурового раствора водой, увеличивается весовая нагрузка на крюке, спускаемая колонна должна занимать среднее положение поперечного сечения ствола скважины (спуск центраторов для поддержания соосности ствола скважины) с целью равномерного заполнения кольцевого пространства тампонажным раствором.

Хвостовик

В ϕ 215,9мм горизонтальный участок спуск хвостовика с секущими щелями возможно затруднение.

При спуске колонны должны быть применены дополнительные мероприятия с целью снижения сопротивления трения колонны со стенкой скважины для обеспечения спуска хвостовика с секущими щелями до проектной глубины.

В горизонтальном участке через каждые две трубы с секущими щелями должен быть установлен жесткий центратор.

Перед спуском хвостовика с секущими щелями произвести очистку забоя спуском бурильного инструмента.

При очистке забоя скважины параметры бурового раствора регулируются. При заканчивании скважины в состав бурового раствора добавляются пластмассовые шарики с целью снижения сопротивления трения колонны со стенками скважины. Когда параметры бурового раствора стабилизируются, произвести промывку скважины с большой подачей бурового раствора на двух циклах.

В процессе спуска хвостовика с секущими щелями хвостовик должен быть заполнен раствором для предотвращения забивания секущих щелей твердой фазой.

При спуске хвостовика с секущими щелями в ϕ 215,9мм ствол скважины, вследствие малого зазора между стенками скважины и хвостовиком, сопротивление трения между ними увеличивается. В вертикальном участке (или на участке начального увеличения зенитного угла) при входе в колонну утяжелить низ хвостовика с целью увеличения нагрузки и обеспечения спуска хвостовика до проектного горизонтального участка. Для подвески и герметизации хвостовика применяется устройство пакер-подвеска. После спуска хвостовика с секущими щелями на заданную глубину, колонну бурильных труб приподнимают на 0,75 м от забоя. В колонну бурильных труб спускают шар, который при промывке скважины или свободном падении перекрывает внутренний проходной канал устройства для создания избыточного давления в 20 МПа, уплотнительный элемент устройства надежно запакерывает межтрубное пространство в скважине под давлением в 10 т. После сброса избыточного давления в устройстве натяжением колонны труб проверяют надежность подвески хвостовика, а герметичность межтрубного пространства – опрессовкой. После пакеровки бурильная колонна поднимается на поверхность.

Качество тампонажа и требования к нему:

Цементный раствор за обсадной колонной поднимается до устья скважины. После окончания тампонажа проводится акустический каротаж для контроля качества цементирования. Когда амплитуда акустического сигнала колеблется не более 15 % ($A_{\text{цем}} \leq 0.15 \times A_{\text{своб}}$), считается качество цемента отличное; амплитуда акустического сигнала в пределах 15-30 % – хорошее качество тампонажа; выше 30 % – не соответствует норме. В случаях, когда акустический каротаж (АКЦ, CBL/VDL) не позволяет однозначно оценить качество тампонажа, применяются дополнительные методы, включая гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-П), радиоактивные изотопы или термометрию

Нагнетать техническую воду с плотностью $1,0 \text{ г/см}^3$ в скважину для контроля герметичности обсадной колонны под давлением 9 МПа. Считается колонна герметичной, если за 30 минут давление снижается не более чем на 0,5 МПа.



11. Оборудование устья после заканчивания скважины

Колонная головка

Колонная головка типа ОКК1-21-245 х 340

Оборудование устья скважины и норма НКТ

Глубина спуска: НКТ спускаются до кровли продуктивного пласта.

Конструкция НКТ по согласованию с геологической службой и заказчиком.

Требования к заканчиванию скважины.

Поверхность колонной головки должна быть установлена не выше 30см от поверхности земли.

Качество цементажа должно быть высоким по данным акустического каротажа, без межпластовых перетоков и чтобы в колонне не было цементных пробок.

Опрессовка технической колонны: водой с плотностью 1.0 г/см³ Роп-9 МПа без поглощений считается нормальной.



План расхода основных материалов

№	Наименование	Размер и тип	Единица	Кол-во	Примечание
1	Долото	Ø 660 мм	шт.	1	
		Ø 444,5 мм	шт.	1	
		Ø 311,2 мм	шт.	1-2	
		Ø 215,9 мм	шт.	1	
2	Обсадные трубы	Ø 508мм J-55 x 11,13мм	т	4,6	Импортное /ОТП
		Ø 339,7мм J-55 x 10,92мм	т	8,2	ВТС
		Ø 244,5мм L-80 x 11,05мм	т	32,3	ВТС
		Ø 177,8мм N-80 x 8,05мм	т	-	Импортное
3	НКТ	Ø 88,9мм N80 x 5,49мм	м	60	
		Ø 73мм N80 x 5,49мм	м	439	
4	Устьевое оборудование	2FZ28-14	к-т	1	
5	Фонтанная арматура	SKR-14-78x52	к-т	1	
6	Колонная головка	ОКК1-21-245 x 340	к-т	1	
7	Цементно-песчаная смесь	ЦПС с термостойкостью +200 ⁰ С и выше	т	60,7	
8	Добавочные реагенты для цемента:				
	быстрозатвердевающий реагент	CaCl ₂	т	1,7	
9	Буферн. жидкость		м ³	4,1	
10	Вспомогательное оборудование:				
11	Материалы для бурового раствора:				
	бentonиты		т	20,1	
	JT-888		т	1,5	
	Na ₂ CO ₃		т	0,9	
	SMP-1		т	7,8	
	Fa-367		т	1,2	
	NaOH		т	0,5	
	QCX-1		т	4,2	
	СМС		т	0,3	



11.1. Спецификация устьевое и противовыбросового оборудования (ПВО)

Таблица 11.2

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевое оборудования и ПВО, кгс/см ²		Типоразмер, шифр или название устанавливаемое устьевое и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МУ и т.д. на изготовле- ние	Коли- чест- во, шт	Допус- тимое рабочее давлени екгс/см ²	Метод их испытания и монтажа
Номер в по- рядке спуска	Название		после уста- новки	перед вскры- тием напор- ного гори- зонта					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Техническая Колонная головка Фонтанная арматура	№4 включает герметизацию устья и установку оборудования для контроля и управления потокком.	90	90	2FZ28-14 ОКК1-21-245 х 340 SKR-14-78х52	ГОСТ 13862- 2003	к-т к-т	300	Монтаж и эксплуатация ПВО осуществляется согласно инструкциям по монтажу и демонтажу превентора. Выкидные линий опрессовываются давлением 100кгс/см ²

Примечание: Допускается применение ПВО без переходных адаптеров, в том случае если проходной диаметр стволовой части одинаковый и расчетное давление соответствует требованиям.



11.2. План и график строительства скважины

Таблица 11.3

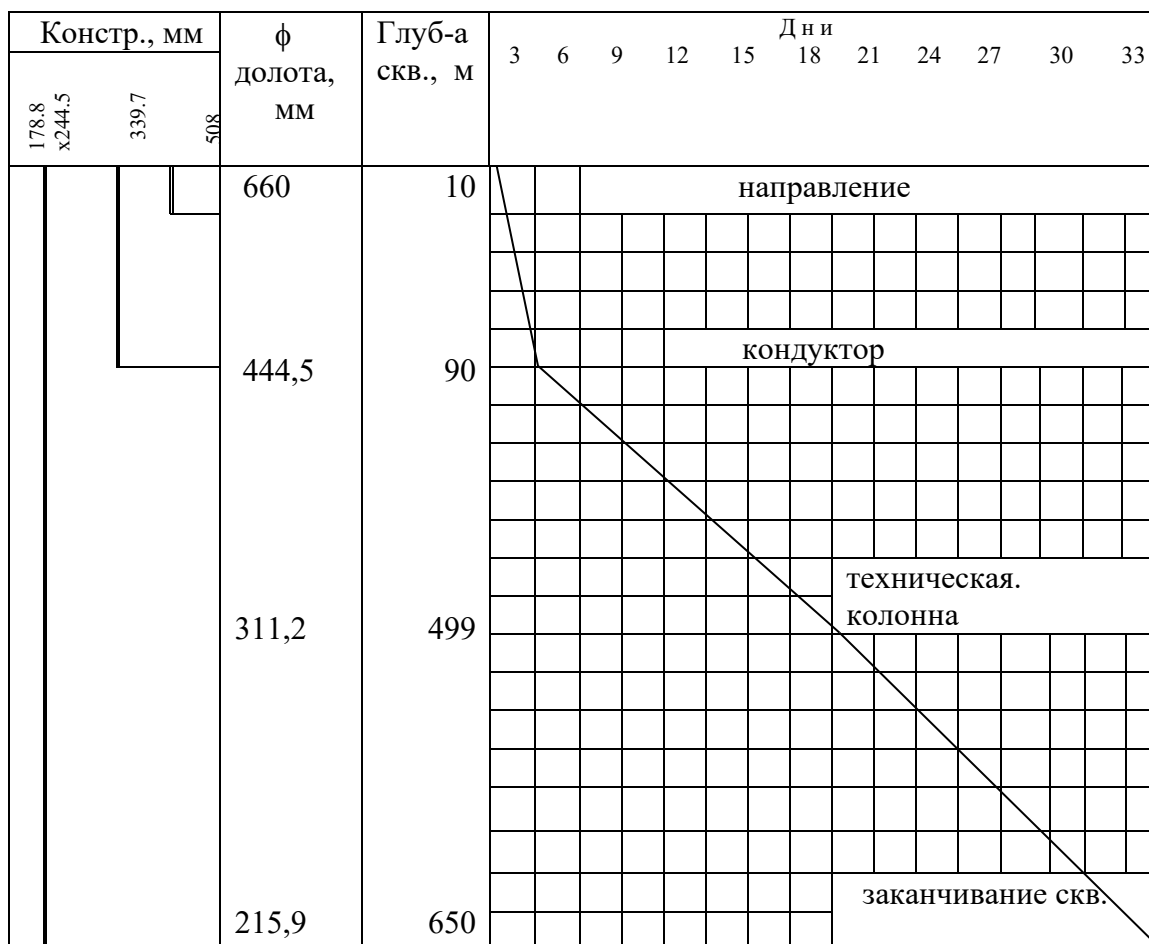
План строительства скважины

Порядок бурения	Диаметр долота (мм)	Интервал (м)	Объект строительства скважины	Планир. дней	Суммар кол-во дней
Направление	660	0 - 10	СМР, ПЗР бурению, бурение, цементаж	1	1
Кондуктор	444,5	10 – 90	Бурение, каротажные работы, цементаж	3	4
Техническая колонна	311,2	90 – 499	Бурение, каротажные работы, цементаж	13	17
Эксплуатационная колонна - Хвостовик	215,9	499-650	Бурение, каротажные работы	14	31
			Спуск хвостовика, спуск НКТ.	2	33
Период бурения скважины 33.0 дня. Проектная скорость бурения 590м\ ст. месяца.					

Примечание: Период бурения скважины согласно оперативного графика строительства скважин на мес.Кенкияк.

Таблица 11.4

График строительства скважины



12. Требования к охране недр

При бурении продуктивного интервала провести запланированные мероприятия по максимальной охране недр, чтобы загрязнение пласта было минимальным. Необходимо ускорить темп бурения интервала продуктивного пласта и темп ввода в эксплуатацию для уменьшения загрязнения буровым раствором продуктивного пласта

Перед вскрытием продуктивных горизонтов за 50 м обязательно отрегулировать параметры бурового раствора. При вводе в раствор кальция 2% на стенках ствола скважины образуется тонкая плотная корка, препятствующая дальнейшему проникновению твердой фазы из раствора в продуктивные горизонты. Показатель фильтрации бурового раствора не больше 5 см³/30 мин.

Полностью установить и применять оборудование для очистки бурового раствора при вскрытии объекта, содержание песка не более 0,4%.

После вскрытия продуктивного горизонта ограничить скорость спуска инструмента, с целью предупреждения поглощения.

13. Мероприятия по предупреждению проявлений Общие мероприятия по предупреждению ГНВП

1. Персонал буровой установки обучается методам раннего обнаружения ГНВП, практическим действиям по герметизации устья скважин и ее глушению, правилам эксплуатации ПВО, использования СИЗ, оказанию доврачебной помощи.

2. Перед вскрытием и в процессе бурения продуктивного пласта на буровой имеется:

1) запас химреагентов и утяжелителя в количестве, установленном проектом на строительство скважины;

2) два шаровых крана (один под квадратом, второй на аварийной трубе или подвешенный на тросике в буровой);

4 В процессе бурения ведется тщательный контроль за обнаружением признаков ГНВП.

5. При обнаружении прямых признаков ГНВП немедленно приступить к герметизации устья скважины.

6. При обнаружении поглощения прекратить углубление скважины и остановить буровой насос.

7. Проследить за положением уровня в скважине и долить скважину до уровня устья.

8. При отсутствии уровня на устье, подъем бурильной колонны не допускается.

9. В процессе проведения СПО постоянно контролировать соответствие объемов доливаемого (вытесняемого) бурового раствора объему поднимаемых (спускаемых) бурильных труб.

10. После долива необходимо убедиться, что уровень на устье и скважина не переливает.

11. При наличии перелива определить его характер и немедленно загерметизировать скважину. Дальнейшие работы проводить по ПОР.

12. При бурении продуктивного пласта продолжительность технологических остановок сводится к минимуму.

13. При продолжительных ремонтных работах (более 5 суток) принять меры по предупреждению ГНВП.

14. При обнаружении признаков ГНВП буровая бригада обязана действовать согласно «Инструкции действия членов вахты при ГНВП».

15. При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать аварийный цементный мост.



**Первичные действия буровой вахты при обнаружении
газонефтеводопроявлений и возникновении открытых фонтанов при
строительстве нефтяных и газовых скважин**

1. Действия вахты при бурении скважин:

1) Бурильщик подает звуковой сигнал «Выброс», приподнимает буровой инструмент на длину ведущей трубы из расчета, чтобы замок первой трубы с шаровым краном был над столом ротора на уровне элеватора или автоматического ключа бурового (далее - ключ АКБ), а против плашек превентора была гладкая часть трубы. Закрепляет тормоз лебедки;

2) второй помощник бурильщика останавливает насосы. Бурильщик с первым и третьим помощниками демонтируют клинья.

Примечание: Если шаровой кран в компоновке бурильной колонны отсутствует (ГНВП произошло из пласта, непредусмотренного проектом на строительство скважины), бурильщик с первым и третьим помощниками разгружают инструмент на ротор (на клинья, элеватор) отворачивают ведущую трубу и устанавливают шаровой кран (обратный клапан), затем снова наворачивают ведущую трубу и инструмент подвешивают на талевой системе так, чтобы замок первой трубы был над столом ротора на уровне элеватора или ключа АКБ, а против плашек превентора была гладкая часть трубы. Закрепляют тормоз лебедки, клинья демонтируют;

3) первый и третий помощники бурильщика проверяют задвижки на выкидных линиях, из которых резервные и на отводе на дегазатор должны быть открыты, а остальные закрыты;

4) бурильщик с помощью дублера пульта управления открывает гидроприводную задвижку на линии дросселирования и закрывает универсальный превентор, а если его нет - верхний плащечный;

5) в случае закрытия плащечного превентора по команде бурильщика помощники фиксируют схождение плашек ручным приводом с обязательным отсчетом числа оборотов штурвала, указано на щите; на правом штурвале работает первый и третий, на левом - второй и четвертый помощники бурильщика;

6) бурильщик после 5-10 минут регистрирует избыточное давление на устье скважины, не допуская при этом превышения допустимого давления для последней спущенной колонны и давления гидроразрыва;

7) дальнейшие работы по ликвидации проявления ведутся по указанию руководителя организации при участии АСС.

2. Действия вахты при СПО.

1) бурильщик подает сигнал «Выброс», собранной вахте сообщает о проявлении. Инструмент разгружают на ротор. Затем вахта приступает к спуску труб, который продолжают пока объем поступившего пластового флюида не превысил допустимую величину. Инструмент разгружают на ротор. Когда отсутствует возможность продолжать спуск труб, бурильщик с помощниками наворачивают ведущую трубу с шаровым краном (вначале наворачивают аварийную трубу с переводником под бурильную колонну другого типоразмера) и подвешивают инструмент на талевой системе так, чтобы замок первой трубы был на уровне элеватора или ключа АКБ. Тормоз лебедки закрепляют, клинья демонтируют и страхуют колонну от выталкивания.

Примечание: Если шаровой кран в компоновке бурильной колонны отсутствует (ГНВП произошло из пласта, не предусмотренного проектом на строительство скважины), бурильщик с помощниками разгружают инструмент на ротор, устанавливают шаровой кран, наворачивают ведущую трубу и подвешивают инструмент на талевой системе так, чтобы замок первой трубы был на уровне элеватора или ключа АКБ. Тормоз лебедки закрепляют, клинья демонтируют, колонну страхуют от выталкивания;

2) ведут дальнейшее наблюдение за изменением давления в трубном и затрубном пространствах;

3) если трубы спущены до кровли проявляющего пласта, то бурильщик с помощниками разгружают колонну на ротор, наворачивают ведущую трубу с шаровым краном и колонну труб



подвешивают на талевой системе так, чтобы замок первой трубы был на уровне элеватора или ключа АКБ. Тормоз лебедки закрепляют, клинья демонтируют;

4) дальнейшие работы по ликвидации проявления проводят по специальному плану.

3. При отсутствии инструмента в скважине бурильщик подает сигнал «Выброс», сообщает вахте о проявлении. Затем вахта приступает к спуску труб в скважину и продолжает его пока объем поступившего флюида не превысит допустимую величину. Инструмент разгружают на ротор.

4. Действия вахты при спуске обсадной колонны.

I вариант. Плашки одного из превенторов установлены под диаметр обсадной колонны:

1) после подачи сигнала «Выброс» бурильщик собранной вахте сообщает о проявлении.

Нижняя часть обсадной колонны достигла кровли проявляющего пласта;

2) в этом случае бурильщик с помощниками разгружают обсадную колонну, на ротор, устанавливают шаровой кран с переводником, наворачивают ведущую трубу и подвешивают на талевой системе обсадную колонну так, чтобы переводник был на 0,8-1 метр над столом ротора из расчета нахождения немужфтовой части колонны против плашек превентора. Закрепляют тормоз лебедки, клинья демонтируют (убирают элеватор);

3) если нижняя часть обсадной колонны не достигла кровли проявляющего пласта, а объем поступившего в скважину флюида не превысил допустимого, то необходимо ускорить спуск до кровли проявляющего пласта, используя для этого бурильные трубы;

4) для этого бурильщик с помощниками на муфту обсадной трубы устанавливают переводник с обсадной трубы на трубы бурильные. Затем вахта приступает к спуску бурильных труб, по завершении которого колонна труб разгружается на ротор. Устанавливают шаровой кран, наворачивают ведущую трубу и колонну труб подвешивают на талевой системе так, чтобы замок первой трубы был над столом ротора на уровне элеватора или ключа АКБ. Закрепляют тормоз лебедки, клинья демонтируют (убирают элеватор);

5) если отсутствует возможность спуска обсадной колонны на требуемую глубину бурильщик с помощниками разгружают колонну обсадных труб на ротор, устанавливают переводник с шаровым краном, наворачивают ведущую трубу и подвешивают на талевой системе так, чтобы переводник был на 0,8-1 метров над столом ротора. Закрепляют тормоз лебедки, клинья демонтируют (убирают элеватор). Колонну страхуют от выталкивания из скважины.

II вариант. Плашки в превенторе установлены под диаметр бурильных труб:

1) бурильщик подает сигнал «Выброс», собранной вахте сообщает о проявлении. Если обсадные трубы спущены до кровли проявляющего пласта, то бурильщик с помощниками разгружают колонну на ротор, навинчивают трубу, снабженную шаровым краном и переводником под обсадную колонну (или устанавливают устройство герметизации устья при спуске обсадных колонн), спускают ее в скважину и колонну труб разгружают на ротор. Наворачивают ведущую трубу и подвешивают колонну труб так, чтобы замок первой трубы был над столом ротора на уровне элеватора или ключа АКБ. Закрепляют тормоз лебедки, клинья демонтируют (убирают элеватор);

2) если нижняя часть обсадной колонны не достигла кровли проявляющего пласта, то в зависимости от объема поступившего в скважину флюида вахта выполняет работы, предусмотренные в I варианте;

3) о проявлении в процессе спуска обсадной колонны передается сообщение ответственному лицу контроля организации и дальнейшие работы ведутся по специальному плану.

5. Действия вахты при промыслово-геофизических работах:

1) бурильщик подает сигнал «Выброс», дает указание об остановке проведения геофизических работ и немедленном подъеме приборов из скважины, вахте сообщает о проявлении;

2) бурильщик с помощниками способствуют ускорению подъема приборов из скважины, и сообщает ответственному лицу контроля организации о проявлении;



3) при превышении допустимого объема поступления пластового флюида специальным устройством перерубается кабель и производится герметизация устья.

6. Действия вахты при ремонте скважин. Если устье скважины оборудовано превенторной установкой, практические действия вахты аналогичны изложенным выше. В случае отсутствия превенторной установки персонал выполняет следующие действия:

1) СПО с наличием на устье автомата подземного ремонта (далее - АПР);

2) бурильщик подает сигнал «Выброс», сообщает об осложнении, сажает колонну труб на АПР, отключает электродвигатель от сети, помощники наворачивают и закрепляют монтажный патрубок;

3) помощники бурильщика надевают элеватор под муфту монтажного патрубка и подвешивают монтажные устройства на подъемный крюк. Бурильщик приподнимает колонну труб, помощник отводит монтажные устройства в сторону;

4) помощники бурильщика освобождают клинья, вынимают клиновую подвеску из механизма, снимают ее с трубы. Бурильщик опускает колонну труб так, чтобы зацепить механизм монтажными устройствами;

5) бурильщик с помощниками закрепляют механизм монтажными устройствами, отвинчивают болты, крепящие механизм к фланцу устья скважины;

6) бурильщик поднимает колонну труб и механизм. Первый помощник устанавливает вспомогательный элеватор на колонный фланец под муфту трубы;

7) бурильщик опускает механизм и колонну труб до посадки их на вспомогательный элеватор, а помощник снимает элеватор с монтажного патрубка;

8) бурильщик поднимает механизм до выхода из монтажного патрубка и опускает его на пол рабочей площадки;

9) помощники отцепляют от механизма монтажные устройства, снимают их с подъемного крюка и вместе с бурильщиком отворачивают монтажный патрубок;

10) бурильщик и помощники наводят на устье планшайбу с закрепленным уплотнительным кольцом и открытой задвижкой и соединяют патрубок планшайбы с трубами;

11) бурильщик приподнимает колонну труб с планшайбой, а помощник удаляет нижний элеватор;

12) первый помощник бурильщика открывает задвижку на выходе в емкость. Задвижки на второй выкидной линии, цементировочного агрегата и доливной емкости должны быть закрыты;

13) бурильщик сажает планшайбу на колонный фланец, вместе с помощниками закрепляет ее шпильками и герметизирует устье скважины закрытием задвижек центральной и на выкидной линии в емкость и ведет наблюдение за давлением в скважине;

14) бурильщик с помощниками обвязывают устье с насосом (агрегатом);

15) бурильщик сообщает ответственному лицу контроля организации о проявлении на скважине;

16) дальнейшие работы выполняются по утвержденному специальному плану.

7. Действия вахты при СПО с электроцентробежным насосом:

1) бурильщик подает сигнал «Выброс», сообщает о проявлении. Сажает колонну труб на фланец;

2) бурильщик с помощниками наводят на устье планшайбу с открытой задвижкой и с закрепленным уплотнительным кольцом и соединяют патрубок планшайбы с колонных труб;

3) бурильщик при помощи допускного патрубка приподнимает колонну труб с планшайбой, а его помощники удаляют нижний элеватор;

4) первый помощник бурильщика открывает задвижку на выкидной линии отвода в емкость. Задвижки на другой выкидной линии должны быть закрыты;

5) бурильщик сажает планшайбу на фланец и с помощниками закрепляет ее шпильками. Вывод кабеля герметизируют способом, применяемым на данной скважине. Ведут наблюдение за давлением в скважине;

6) бурильщик и помощники принимают меры по обвязке устья с насосом (агрегатом) и герметизации скважины;



7) бурильщик сообщает ответственному лицу контроля организации о проявлении на скважине.

8. Действия вахты при промыслово-геофизических работах:

1) бурильщик подает сигнал «Выброс» дает указание представителю геофизической организации об остановке работ и немедленном подъеме геофизических приборов из скважины, сообщает вахте о проявлении;

2) бурильщик с помощниками способствует ускорению подъема приборов из скважины, герметизации скважины и сообщает ответственному лицу контроля организации об осложнении.

9. Регламент времени на герметизацию устья скважины при ГНВП указан в таблице 13.1

Таблица 13.1.

№№ п/п	Выполняемые работы и условия на скважине	Время герметизации устья, мин
1	2	3
1	При бурении скважин	
1.1	В процессе бурения или промывки скважины	
1.1.1	при наличии обратного или шарового крана под квадратом;	4
1.1.2	при отсутствии обратного клапана или шарового крана под квадратом	14
1.2	При проведении СПО	
1.2.1	плашки в превенторе установлены под диаметр бурильной колонны	12
1.2.2	при наличии комбинированного инструмента (аварийная труба с шаровым краном находится на мостках)	15
1.3	При отсутствии инструмента в скважине	
1.3.1	на устье универсальный превентор или превентор с глухими плашками	4
1.3.2	спуск одной свечи с наворотом шарового крана	17
1.3.3	спуск аварийной трубы с шаровым краном	15
1.4	При спуске обсадной колонны	
1.4.1	плашки в превенторе установлены под размер обсадной колонны	16
1.4.2	плашки в превенторе установлены под диаметр бурильной колонны	18
2	При ремонте скважин	
2.1	В процессе проведения СПО при установленном превенторе	
2.1.1	плашки в превенторе установлены под диаметр применяемых труб	9
2.1.2	плашки в превенторе не соответствуют применяемым трубам (аварийная труба с переводником и шаровым краном находится на мостках)	12
2.1.3	При проведении СПО с помощью механизма АПР	22
2.1.4	При проведении СПО без механизма АПР	15
2.1.5	При проведении СПО с ЭЦН	16
2.1.6	При полностью извлеченной колонне	15

Примечание: Регламенты времени даны с учетом накопленного опыта при проведении учебных тревог. Время на аварийные операции должно быть меньше нормативного, поскольку эти операции выполняются в экстремальных условиях, когда мобилизуются все возможности каждого члена вахты



14. Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника

1. Основные требования и мероприятия по технической безопасности. При бурении скважин обязательным является применение «Единой системы управления охраной труда в организациях и на предприятиях нефтяной промышленности».

К работе на буровой допускается рабочий персонал, прошедший медицинский осмотр на соответствующую профессию, инструктаж и обучение, и сдавший экзамен по технике безопасности.

2. Противопожарные мероприятия осуществляются в соответствии с «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года №355:

3. Промсанитария на буровой осуществляется согласно «Санитарным правилам для нефтяной промышленности» №1.06.061-94, утвержденным Министерством здравоохранения РК. Все работы производятся в соответствии со следующими документами указанными в таблице 13.1, 13.2.

4. Мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений (ГНВП) и открытых фонтанов. Руководствоваться и соблюдать требования инструкции по предупреждению газонефтепроявлений (ГНВП) и открытых фонтанов при строительстве скважин на месторождениях АО «СНПС-Актобемунайгаз», утвержденный руководством АО от 23.06.2021г.

При питьевом водоснабжении должен быть заключен договор на регулярное проведение химического и бактериологического контроля качества воды. Хранение питьевой воды осуществляется в специально оборудованных емкостях. Доступ к емкостям с питьевой водой будет ограничен; также будет предусмотрена соответствующая их маркировка.

Выдача спецодежды рабочему персоналу должна проводиться согласно «Норм выдачи специальной одежды и других средств индивидуальной защиты работникам организаций различных видов экономической деятельности», Приказ Министра здравоохранения и социального развития РК от 8 декабря 2015 года № 943.

Основными видами аварий в процессе проводки ствола скважины являются:

1. Авария с бурильной колонной: слом бурильной трубы, УБТ, прихват, заклинивание инструмента при спуско-подъемных операциях;

2. Оставление шарошек на забое;

3. Падение посторонних предметов в скважину;

4. Осложнения: нефтегазопроявления, поглощения бурового раствора.

В целях предупреждения аварий с бурильной колонной строго придерживаться проектных компоновок низа бурильной колонны, в случае изменения (КНБК) ствол скважины тщательно проработать с принятием мер предосторожности против заклинивания колонны бурильных труб и забуривания нового ствола (с ограниченной нагрузкой и пониженной проходкой при проработке)

Для предупреждения слома инструмента, не допускать вибрации колонны при бурении, при появлении вибрации необходимо выйти из зоны критических колебаний для чего надо уменьшить или увеличить нагрузку на долото. Во время спуско-подъемных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса на 10 т. Для предупреждения оставления шарошек при бурении не передерживать долото на забое, для чего определять момент подъема долота по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения

Ликвидация аварий связанных со сломом бурильной колонны, прихватом инструмента, извлечением посторонних предметов, шарошек производится по отдельному плану утвержденному главным инженером буровой организации и в присутствии аварийного мастера.



Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике

№ №	Основные требования и мероприятия (с ссылкой на действующие документы)
1	2
1	Производство работ по строительству скважин ведется в строгом соответствии с Технический регламент «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» - методические указания по проведению обучения рабочих бригад по предупреждению возникновения и ликвидации открытых фонтанов (по сигналу «Выброс»); - план по безопасному ведению буровых работ; - борьба с загрязнением окружающей среды; - практическое обучение и тренировка специальным приемам по безопасности работы до начала и во время буровых работ, включая первую медицинскую помощь, тушение пожаров, спасение человеческой жизни; - первая медицинская помощь, транспорт и медицинское обслуживание; - хранение легко воспламеняемых и взрывоопасных веществ и т.д.; - мероприятия по действию персонала при несчастных случаях.
2	Для создания безопасных условий труда при строительстве скважины необходимо оснастить буровую установку техническими средствами (устройствами и приспособлениями), позволяющими устранять опасные и трудоемкие производственные факторы, а также обеспечить рабочих и инженерно-технический персонал необходимой документацией по безопасности труда, для обеспечения безопасности работающих на случай пожара при строительстве скважины. Строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения, приспособлениями и устройствами согласно «Нормативов...», и нормативно-технической документацией по пожарной безопасности и технике безопасности: Инструкции по предупреждению газонефтепроявлений (ГНВП) и открытых фонтанов при строительстве скважин на месторождениях АО «СНПС-Актотемунгаз», утвержденный руководством АО от 31.12.2025г. Инструкция по предупреждению газонефтепроявлений и открытых фонтанов при строительстве скважин на месторождениях в Актотемунгазской области, АО «СНПС-Актотемунгаз», октябрь, 2022; Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом РД-08-44-94; Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора РД-08-43-94; Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб РД-08-46-94; Отраслевая инструкция по безопасности труда при эксплуатации буровых насосов и их обвязок РД-08-01-94; Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад РД-08-22-94; Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования; Отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и пластов РД-08-41-94;



	Сборник типовых инструкций по технике безопасности по видам работ при глубоком бурении и креплении скважин; Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно-монтажных работах в бурении; Инструкция по предупреждению газонефтепроявлений открытых фонтанов; План ликвидации возможных аварий при ГНВП; Практические действия членов буровой вахты при ГНВП и выбросах;
3	Буровая установка и вахтовый поселок должен быть обеспечен противопожарным инвентарем и первичными средствами пожаротушения и размещаться таким образом, чтобы обеспечивался свободный доступ к ним любое время. Все работники и руководители должны уметь пользоваться средствами пожаротушения.
4	Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара на строящейся буровой ИТР и рабочий персонал должен быть обеспечен следующей нормативно-технической документацией по пожарной безопасности: 1. Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой промышленности Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355. 2. «Правила пожарной безопасности» Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 21 февраля 2022 года №55:
5	Согласно «Правилам пожарной безопасности в нефтяной промышленности» каждая строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения.



Таблица 14.2

Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

№	Основные требования и мероприятия (со ссылкой на действующие документы)
1	2
1	Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве скважины и выполнения основных требований по промышленной санитарии и гигиене труда рабочий персонал должен быть обеспечен: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты от шума и одеждой, спец. обувью, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности рабочих мест
2	Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спец. одежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентирована «Отраслевыми нормами выдачи спец.одежды, спец.обуви и других средств индивидуальной защиты». Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважин должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, представленными в таблице 14.3.
3	Учитывая наличие паров органических веществ: углеводородов, эфиров, спиртов в воздухе рабочей зоны в соответствии с каталогом «Промышленные противогазы и респираторы» члены буровой бригады и бригады опробования скважины для защиты органов дыхания должны быть обеспечены противогазами марки А, коричневая окраска, время защитного действия (коробка без фильтра)-120 минут при максимальном содержании вредных веществ в диапазоне 2400-2600 мг/м ³ (по бензолу).
4	С целью снижения на работающих воздействия шума и вибрации в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации, представленными в таблице 14.4.
5	Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться «Отраслевыми нормами проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности», а также соблюдать требования СН РК 2.04-01-2011 представлены в таблице 14.5.
6	Необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещенных территориях для обеспечения нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения. Аварийное освещение для продолжения работ должно быть предусмотрено для рабочих поверхностей.



Таблица 14.3.

Средства индивидуальной защиты, спецодежда

№№ п/п	Наименование, а также тип,вид,шифр, и т.п.	Потребное количество для бригады		
		Вышкомонтажной	буровой	опробования
1	2	3	4	5
1	Куртка х/б на утепленной подкладке	20	30	12
2	Брюки х/б на утепленной подкладке	20	30	12
3	Спецобувь зимняя	20	30	12
4	Костюм брезентовый	20	30	12
5	Спецобувь летний	20	30	12
6	Рукавицы меховые	20	30	12
7	Каска защитная	20	30	12
8	шлем под защитную каску	20	30	12
9	очки защитные	20	30	12
10	костюм х/б с водоотталкивающей пропиткой	0	30	0
11	Рукавицы антивибрационные	0	30	0
12	Респиратор фильтрующий	0	30	0
13	Противогаз марки «А»	0	30	0
Отраслевые нормы выдачи за счет средств работодателя специальной одежды,специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной и газовой промышленности от 11 июля 2008 г. №177-п Примечание: Допускается применять аналогичные средства индивидуальной защиты и спецодежда				



Средства коллективной защиты от шума и вибрации

Таблица 14.4.

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр, и т.п.	Место установки на буровой
1	Кожух (импортный)	Вертлюжки-разрядники шинно-пневматических муфт пневмо-системы
2	Виброизолирующая площадка (резиновые коврики)	У пульта бурильщика
3	Глушитель шума (используются специальные наушники)	Выхлопной патрубок пневматического бурового ключа

Нормы электрической освещенности

Таблица 14.5.

№ пп	Наименование объекта	Разряд работ	Освещенность при общем освещении лампами накаливания, люкс
1	2	3	4
1.	Устья скважин, станки-качалки (при их обслуживании в темное время суток)	X	30
2.	Места управления задвижками на территории резервуарных парков, групповых установок.	XIIIa	30
3.	Территории резервуарных парков, групповых установок.	XIII	2
4.	Места установки КИПиА		50
5.	Места замеров уровня нефти в резервуарных парках	IX	50
6.	Насосные станции	VI	50
7.	Компрессорные цеха	IV	75
8.	Нефтеналивные и сливные эстакады:		
	на поверхности пола	X	30
	на горловине цистерны	IX	50
9.	Автомобильные дороги, автостоянки и погрузочно-разгрузочные площадки		8

* ППБ НГО 30.12.2014г. №355 (Приложение 6)



15. Механизация и автоматизация технологических процессов, средства контроля и диспетчеризация

Таблица 15.1

Средства механизации и автоматизации

№ №	Наименование приспособлений и устройств
1	2
1	Влагоотделитель для пневмосистемы.
2	Приспособление для безопасного бурения шурфа под ведущую трубу турбобуром или электробуром.
3	Приспособление против скатывания труб со стеллажей.
4	Накаты трубные
5	Крюк двурогий (для подтаскивания бурильных труб, инструмента и вспомогательных работ.
6	Крюк для подвески штропов.
7	Вилка для захвата вкладышей ротора.
8	Ключ для загибания шплинтов роликовых и втулочных цепей.
9	Приспособление для стягивания втулочно-роликовых цепей.
10	Очиститель бурильных труб.
11	Приспособление для отвинчивания 3-х шарошечных долот.
12	Приспособление для рубки стальных канатов.
13	Тележка для выброса бурильных труб из буровой.
14	Устройство для долива скважины при подъеме бурильного инструмента или доливная ёмкость.
15	Устройство против разбрызгивания бурового раствора.
16	Съемник гидравлический для буровых насосов.

Таблица 15.2

Средства диспетчеризации

№ №	Наименование, а так же тип, вид, шифр	ГОСТ. ОСТ, ТУ	Кол-во, шт
1	2	3	4
1	Радиостанция типа «Р-51-401»	(производство Болгария)	1
2	Переговорное устройство УПС	ТУ 39-01-06-705-81-1	1



Средства контроля

№ №	Наименование, а так же тип, вид, шифр	ГОСТ. ОСТ, ТУ	Кол-во, шт
1	2	3	4
1.	Плотномер АБР-1, АГ-ЗПП или ВРП-1	ТУ 25-0427-77	1
2.	Прибор определения условной вязкости ВБР-1	ТУ 25-04-2782-78 ТУ 25-04-2771-77	1
3.	Прибор определения статического напряжения сдвига СНС-3	ТУ 25-04-2765-77	1
4.	Прибор водоотдачи ВМ-6 (ФЛР-1)	ТУ 25-04-2547-80	1
5.	Прибор измерения концентрации водородных ионов рН-метр, ЭВ-74 (лакмусовая бумага)		1
6.	Рулетка 0-20 м	ГОСТ 7502-80	1
7.	Кронциркуль и штангенциркуль	ГОСТ 166-80	по 1 шт.
8.	Гидравлический индикатор веса ГИВ		1
Примечание: Допускается применение аналогичных средств контроля другого производства.			



Средства контроля воздушной среды

Для контроля проветривания рабочей зоны буровой площадки, подвышечного пространства и помещений буровой включая помещение насосного блока и очистки бурового раствора применяют измерительные приборы для мониторинга параметров воздуха и визуальный осмотр систем вентиляции.

Методы контроля – регулярное измерение концентрации вредных газов и других загрязнителей в воздухе рабочей зоны с помощью стационарных или переносных газоанализаторов.

Таблица 15.4.

№ п\п	Методы и средства контроля содержания сероводорода в воздухе рабочей зоны Наименование, а также тип, вид и т.д.	Количество, шт	Место установки датчиков стационарного газоанализатора
1	2	3	4
1	Стационарный газосигнализатор на 8 точки ЕС-172Т-К2-8 канал	к-т на 8 точек	роторная –1шт., в начале желобной системы-1шт., у выбросит-1шт., насосная –2шт., у приемных емкостей-2шт., жилой комплекс –1шт. (ППБ НГО 30.12.2014г. №355)
2	Переносные газосигнализаторы (HS-01S, BWClip, GW-2H)	2	
3	Проветривания Вентиляторы	-	Роторная площадка-1шт; под роторная площадка-2шт; ЦС возле выбросита-1шт;



Приложения



**Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов,
используемых при принятии проектных решений и в строительстве скважин**

Таблица 1

Список литературы

Наименование материалов	
1	
1.	Кодекс РК «О недрах и недропользовании» от 27.12.2017г. №125-VI ЗРК.
2.	Экологический кодекс РК 02.01.2021г. №400-VI ЗРК.
3.	Водный кодекс РК от 09.07.2003г. №481-П.
4.	Земельный Кодекс РК от 20.06.2003г. №442-П.
5.	Кодекс РК о здоровье народа и системе здравоохранения от 07.07. 2020г. №360-VI ЗРК.
6.	Закон РК о гражданской защите от 11.04.2014г. №188-V ЗРК.
7.	Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира», от 09.07.2004г., №593-П (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2025г.)
8.	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр. Утвержден приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018г. №239.
9.	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности от 30.12.2014г. №342.
10.	«Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения" Приказ Министра здравоохранения РК от 03.08. 2021г. №ҚР ДСМ-72.
11.	«Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» от 11.01.2022г. №ҚР ДСМ-2.
12.	«Гигиенические нормативы к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций», утв. приказом Министра здравоохранения РК от 02.08.2022г. №ҚР ДСМ-70.
13.	«Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека», утв. приказом Министра здравоохранения РК от 16.02. 2022г. №ҚР ДСМ-15.
14.	«Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления", утв. Приказом и.о. Министра здравоохранения РК от 25.12.2020г. №ҚР ДСМ-331/2020
15.	Методические рекомендации по разработке проектной документации на бурение(строительство) скважин на нефть и газ, утвержден приказом №97 и.о. Министра энергетики Республики Казахстан от «09» марта 2023 года
16.	Методические рекомендации по приготовлению, утяжелению и химической обработке бурового раствора. Согласован приказом Комитета по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасности РК от 22 декабря 2010 №34.
17.	Методические рекомендации по спуску в скважину колонны обсадных труб Согласованы приказом Комитета по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Республики Казахстан от 4 ноября 2010 года № 39
18.	Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Москва ООО «Недра - Бизнесцентр» 2001 г.
19.	Булатов А.И., Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф. Теория и практика

- предупреждения осложнений и ремонта скважин. Москва ООО «Недр – Бизнесцентр» 2001 г. 1 – 4 том.
20. Вопросы промывки, вскрытия продуктивных пластов и охраны окружающей среды при бурении и ремонте скважин. Труды ВНИИКРнефть. Краснодар, 1991 г., стр. 75-80.
 21. Габриэлянц Г.А. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. Москва ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000 г.
 22. Григорян А.М. Разветвленное - горизонтальные скважины ближайшее будущее нефтяной промышленности. Нефтяное хозяйство. 11, 1998 г.
 23. Детков С.П., Детков В.П., Астахов В.А. Охрана природы нефтегазовых районов. г. Москва «Недра» 1994 г.
 24. Инструкция по расчету колонн насоснокомпрессорных труб. Куйбышев, АООТ «ВНИИТнефть» и ВНИИгаз, 1998 г.
 25. Инструкция по предупреждению открытого фонтанирования при бурении скважин. М., НЕДРА, 1986 г.
 26. Инструкция по испытанию скважин на герметичность. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1987 г.
 27. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1989 г.
 28. Инструкция по расчету обсадных колонн для горизонтальных скважин. Куйбышев, АООТ «ВНИИТнефть», 1999 г.
 29. Калинин А. Г., Никитин Б.А. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. Москва, "Недра", 1997 г.
 30. Карабалин У.С., М.А. Танкибаев. Технология проводки подсолевых скважин в прикаспийской впадине. Москва "Недра" 1989 г., стр. 143-144, 150-152.
 31. Крылов В.И., Крецул В.В. Особенности технологии промывки горизонтальных скважин. Нефтегазовое хозяйство. Москва, 6/2001.
 32. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений. Москва ООО «Недра – Бизнесцентр» 2001 г.
 33. Методические рекомендации по очистке ствола скважины по технологии «EZ – CLEAN».
 34. Никитин Б.А. и др. Определение производительности горизонтальных газовых скважин и параметров пласта по результатам гидродинамических исследований на стационарных режимах. Москва ОАО «Газпром», 1999 г.
 35. Новое в технике и технологии промывки скважин. Труды ВНИИКРнефть. Краснодар, 1987 г.
 36. Неразрушающий контроль бурильных труб (инструкция). Куйбышев, ВНИИТнефть, 1987 г.
 37. Оганов А.С. и др. Современное состояние и перспективы бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин с большими отклонениями ствола от вертикали. Москва, ОАО «ВНИИОЭНГ» 1999 г.
 38. Оганов А.С. и др. Многозабойное бурение скважин – развития, проблемы и успехи. Москва, ОАО «ВНИИОЭНГ» 2001 г.
 39. Особенности разведки и бурения скважин на нефть и газ в подсолевых карбонатных отложениях востока Прикаспийской впадины. Москва, "Недра", 1986 г.
 40. Отраслевые нормы бесплатной выдачи спецодежды и спецобуви по климатическим поясам.
 41. Правила пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на объектах народного хозяйства.
 42. Проблемы строительства нефтяных и газовых скважин. Труды ВНИИКРнефть. Краснодар, 1990 г., стр. 98-100.
 43. Трубы нефтяного сортамента. Справочное руководство «Сумитомо Метал

Индастриз»

44. Спивак А.И., Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин. Учебник для ВУЗов - 4-е изд. М., Недра, 1986,-208с.
45. Создание и внедрение многофункционального технологического комплекса для строительства наклонных и горизонтальных боковых стволов. «ОАО НПО Буровая техника» - ВНИИБТ. Москва, 2000 г.
46. Сыромятников Е.С. Экономико – экологическая оценка внедрения горизонтальных скважин. РГУ нефти и газа им.И.М. Губкина. Москва, 2001г.
47. Теория и практика заканчивания скважин. Т.И. Под ред. А.И. Булатова. Москва, "Недра",1997г.
48. Технология «ТОБУС». Москва, 1997 г.

Авторский надзор и анализ строительства скважины №Н62091 месторождения Кенкияк-надсолевой

1. Авторский надзор за реализацией проектных решений ведет **НИИ по разработке нефтегазовых месторождений АО «СНПС- Актобемунайгаз»**, составляющий проект на строительство скважин месторождений, контролируя реализацию принятых геолого – технических и технологических решений, который, наряду с нефтегазодобывающим управлением (заказчиком), несет ответственность за соблюдение геолого – технических и технологических требований, предусмотренных проектом на строительство скважин.

При авторском надзоре используется текущая геолого – техническая информация, регулярно получаемая от подрядчика.

2. Авторскому надзору подлежат следующие положения:

- соответствие (или несоответствие) фактически достигнутых значений геолого – технических параметров (параметры бурового раствора, искривление ствола скважин, глубина и скорость спуска обсадных колонн, процессы вскрытия продуктивных горизонтов и цементирования эксплуатационных колонн, проведения каротажных и перфорационных работ, охрана окружающей среды);
- безопасное и безаварийное производство работ при бурении и освоении скважин;
- причины расхождений между фактическими и проектными показателями и (или) не выполнения проектных решений;
- устранение выявленных недостатков в процессе строительства скважин;
- заключения, предложения, (если таковые имеются), об изменении отдельных проектных решений и показателей.

3. Контроль и анализ строительства скважин представляет собой целенаправленное изучение текущего состояния бурения для обеспечения строительства скважин без осложнения и аварий.

4. Периодичность работ определяется производственной необходимостью, вытекающей из результатов авторского надзора или обуславливающей потребностью составления очередного проекта на строительство скважин. Контроль процесса вскрытия продуктивных пластов на конкретной буровой – обеспечивается периодической проверкой качества раствора и скорости спуска бурильных труб, давления промывки и соответствие их проектным данным.



Исходные данные



СОДЕРЖАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

	стр.
Паспорт.....	5
Раздел 1. Общая пояснительная записка.....	6
1. Сводные технико-экономические данные.....	6
2. Основание для проектирования.....	9
3. Общие сведения.....	10
4. Геологическая характеристика.....	13
4.1. Общие сведения о месторождении.....	13
4.2. Геологическое строение месторождения.....	13
4.3. Физические свойства пород.....	19
5. Конструкция скважины.....	22
5.1. Принцип проектирования.....	22
6. Профиль ствола скважины.....	23
6.1. Общие положения по искривлению скважины.....	23
7. Компонировка буровой колонны	26
8. Буровой раствор.....	27
8.1. Принцип проектирования.....	27
8.2. Буровой раствор под кондуктор.....	27
8.3. Буровой раствор под экс. колонну.....	28
8.4. Буровой раствор под хвостовик.....	28
8.5. Требования к качеству бурового раствора.....	29
9. Проектные параметры бурения	30
10. Заканчивание и тампонаж скважины.....	31
10.1. Порядок спуска обсадных колонн.....	31
10.2. Проектирование цементного раствора.....	32
10.3. Требования к тампонажу и заканчиванию скважины.....	34
11. Оборудование устья после заканчивания скважин.....	36
12. Требования к охране недр.....	40
13. План строительства скважины	40
14. Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника.....	45
15. Механизация и автоматизация технологических процессов,	
средства контроля и диспетчеризация.....	51
Приложение	
Список литературы	
Авторский надзор	
Исходные данные	