

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

**Групповой технический проект на строительство скважин  
№№68180, 68181, 68325, 68504, 68044, 68046, 68080, 68083, 68097,  
68098, 68105, 68113, 68115, 68155, 68171, 68172, 68187, 68188, 68193,  
68194, 68195, 68196, 68200, 68203, 68587, 68612, 68633, 68646, 68651,  
68652, 68653, 68163, 68248, 68265, 68283, 68564, 68604, 68644, 68650,  
68309, 68324, 68337, 68369, 68390, 68401, 68402, 68423, 68469, 68484,  
68492, 68493, 68494, 68503, 68505, 68516, 68165, 68045, 68047, 68106,  
68112, 68130, 68149, 68153, 68154, 68156, 68164, 68169, 68170, 68186,  
68190, 68199, 68205, 68645, 68189, 68264, 68282, 68049, 68061, 68065,  
68082 месторождения Кенкияк-надсолевой**

**Ақтобе  
2021**

## Состав исполнителей

Директор 张望 Чжан Сяньцунь

Заместитель директора Г.С. Нурғалиева Г.С. Нурғалиева

Начальник ОТБид А.С. Бейсекова А.С. Бейсекова

Ведущий инженер ОТБид Ж.Н. Серикбаев Ж.Н. Серикбаев

Инженер I категорий  
отдела разработки А.Т. Бисенова А.Т. Бисенова

Инженер I категорий  
ОТБид Г. С. Сугурбаева Г. С. Сугурбаева

## ПАСПОРТ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

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

### ПАСПОРТ

Групповой технический проект на строительство скважин №№68180, 68181, 68325, 68504, 68044, 68046, 68080, 68083, 68097, 68098, 68105, 68113, 68115, 68155, 68171, 68172, 68187, 68188, 68193, 68194, 68195, 68196, 68200, 68203, 68587, 68612, 68633, 68646, 68651, 68652, 68653, 68163, 68248, 68265, 68283, 68564, 68604, 68644, 68650, 68309, 68324, 68337, 68369, 68390, 68401, 68402, 68423, 68469, 68484, 68492, 68493, 68494, 68503, 68505, 68516, 68165, 68045, 68047, 68106, 68112, 68130, 68149, 68153, 68154, 68156, 68164, 68169, 68170, 68186, 68190, 68199, 68205, 68645, 68189, 68264, 68282, 68049, 68061, 68065, 68082 месторождения Кенкияк-надсолевой

Месторождение – Кенкияк - надсолевой  
Цель бурения и назначение скважин – добывающие

Главный инженер проекта \_\_\_\_\_

« 12 » 10 2021

## **I Общая пояснительная записка**

### **1. Сводные технико-экономические данные**

На основании распоряжения 7Г-41 от 11.06.2021г., АО «СНПС - Актобемунайгаз» предусматривается бурение скважин №68180, 68181, 68325, 68504, 68044, 68046, 68080, 68083, 68097, 68098, 68105, 68113, 68115, 68155, 68171, 68172, 68187, 68188, 68193, 68194, 68195, 68196, 68200, 68203, 68587, 68612, 68633, 68646, 68651, 68652, 68653, 68163, 68248, 68265, 68283, 68564, 68604, 68644, 68650, 68309, 68324, 68337, 68369, 68390, 68401, 68402, 68423, 68469, 68484, 68492, 68493, 68494, 68503, 68505, 68516, 68165, 68045, 68047, 68106, 68112, 68130, 68149, 68153, 68154, 68156, 68164, 68169, 68170, 68186, 68190, 68199, 68205, 68645, 68189, 68264, 68282, 68049, 68061, 68065, 68082 Кенкияк – надсолевой.

#### **Групповой проект составлен по разрезу проектной скважины № 68325.**

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

- направление	Ø 426 мм х 10м
- кондуктор	Ø 273 мм х 125м
- эксплуатационная колонна	Ø 177.8 мм х 273м

Проектная продолжительность цикла строительства скважины за исключением освоения – 11 суток.



Таблица 1.1

**Основные проектные данные**

Наименование	Значение
1	2
1. Номера скважин, строящихся по данному проекту	68180, 68181, 68325, 68504, 68044, 68046, 68080, 68083, 68097, 68098, 68105, 68113, 68115, 68155, 68171, 68172, 68187, 68188, 68193, 68194, 68195, 68196, 68200, 68203, 68587, 68612, 68633, 68646, 68651, 68652, 68653, 68163, 68248, 68265, 68283, 68564, 68604, 68644, 68650, 68309, 68324, 68337, 68369, 68390, 68401, 68402, 68423, 68469, 68484, 68492, 68493, 68494, 68503, 68505, 68516, 68165, 68045, 68047, 68106, 68112, 68130, 68149, 68153, 68154, 68156, 68164, 68169, 68170, 68186, 68190, 68199, 68205, 68645, 68189, 68264, 68282, 68049, 68061, 68065, 68082
2. Площадь (месторождение)	Кенкияк
3. Расположение (суша, море)	Суша
4. Цель бурения и назначения скважин	Добывающие
5. Целевой горизонт	K <sub>1</sub> br
<b>По скважине № 68325</b>	
6. Вид скважин (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	наклонно-направленная
7. Проектная глубина, м:	
по вертикали	273
по стволу	262
азимут, град	77,1
общее отклонение от вертикали, м	55,8
отклонение в пласте K <sub>1</sub> br	32,7
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	9,3
Бурильной	15
14. Продолжительность цикла строительства за исключением освоения, сут	11
В том числе:	
строительно-монтажные работы и	
подготовительные работы к бурению	1
бурение и крепление	10



Таблица 1.2

Общие сведения о конструкции скважины 68325

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	426	0	10	0	10
Кондуктор	273,1	0	125	0	125
Эксплуатационная	177,8	0	262	0	273



## 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» -. распоряжение 7Г-41 от 11.06.2021г., АО «СНПС - Актобемунайгаз» на проектирование скважин №68180, 68181, 68325, 68504, 68044, 68046, 68080, 68083, 68097, 68098, 68105, 68113, 68115, 68155, 68171, 68172, 68187, 68188, 68193, 68194, 68195, 68196, 68200, 68203, 68587, 68612, 68633, 68646, 68651, 68652, 68653, 68163, 68248, 68265, 68283, 68564, 68604, 68644, 68650, 68309, 68324, 68337, 68369, 68390, 68401, 68402, 68423, 68469, 68484, 68492, 68493, 68494, 68503, 68505, 68516, 68165, 68045, 68047, 68106, 68112, 68130, 68149, 68153, 68154, 68156, 68164, 68169, 68170, 68186, 68190, 68199, 68205, 68645, 68189, 68264, 68282, 68049, 68061, 68065, 68082 месторождения Кенкияк – надсолевой, подписанный руководством АО «СНПС - Актобемунайгаз».
2	Проект разработки надсолевых залежей Кенкияк 2019г.



### 3. Общие сведения

Таблица 3.1

#### Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название)
1	2
Площадь (месторождение)	Кенкияк- надсолевой
Административное расположение:	Казахстан
республика	Актюбинская
область (край)	Темирский
район	1960
Год ввода площади в бурение	1965
Год ввода площади (месторождения) в эксплуатацию	
Температура воздуха, °С	+ 6
среднегодовая	+ 45
наибольшая летняя	- 30
наименьшая зимняя	170
Среднегодовое количество осадков, мм	1.5
Максимальная глубина промерзания грунта, м	197
Продолжительность отопительного периода в году, сут	151
	45-90
Продолжительность зимнего периода в году, сут	30
Азимут преобладающего направления ветра, град	-
Наибольшая скорость ветра, м/с	-
Метрологический пояс (при работе в море)	отсутствуют
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
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 ZJ20, XJ-450	1.9	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	автоцистерны
Электроснабжение	дизель-электростанция	-	12 V190BG3 882квт
Связь	радиостанция	непосредственно	«motorolla», транковая



Таблица 3.5.1

**Основная характеристика буровой установки для бурения скважин типа ZJ20**

№	Наименование	Тип	Нагрузка (кН)	Мощность кВт	Примечание
1	Буровой станок	ZJ20	1700	354	
2	Вышка	JJ170 41K	1700		Высота вышки 36 м
3	Крюкоблок		2000		
4	Канат		1195		
5	Лебедка	JC <sub>2</sub> -20		550	
6	Буровой насос	1	F-1000	735	Максимальная вход. мощн.
		2	F-1000	735	
7	Вибросито				1 компл.
8	Пескоотделитель				1 компл.
9	Резервуар для бурового раствора	3х30м <sup>3</sup>			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	Телескопическая	1470		Высота вышки 32 м
3	Талевая система	4х4, 4х5	1195		Канат ф-26мм
4	Крюк		1470		
5	Вертлюг		1088		
6	Лебедка			280	
7	Ротор	MR 17,5	1470		
8	Грязевой насос	NB8-600		441	Максимальная вход. мощн.
9	Вибросито				1 компл.
10	Пескоотделитель				1 компл.
11	Конический резервуар				1 штука
12	Резервуар для бурового раствора	3х30м <sup>3</sup>			3 штуки



#### 4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Групповой технический проект на строительство скважин на месторождении Кенкияк-надсолевой разработан НИИ по разработке нефтегазовых месторождений АО «СНПС-Актобемунайгаз» согласно задания на проектирование и в соответствии с Проектом разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк, 2019г.

##### 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. 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 230 м, 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. Вода в реке Темир пресная, пригодная для бытовых, технических и сельскохозяйственных нужд.

Климат района резко континентальный, среднегодовая температура около +6°. 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.

Техническое снабжение месторождения осуществляется через станцию Шубаркудук.

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

В 2012 году составлен и утвержден ГКЗ отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного газа надсолевых залежей месторождения Кенкияк Актюбинской области Республики Казахстан». На основе этих запасов в этом же году составлен новый проектный документ «Уточненный проект разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк», утвержденный в Комгео.

В 2017г составлен отчет «Анализ разработки надсолевых залежей Кенкияк надсолевой», где проводилась оценка воздействия паротепловых методов по повышению нефтеотдачи на надсолевых залежах месторождения Кенкияк.

В 2018г составлен отчет «Перевод запасов нефти растворенного газа из категорий С<sub>2</sub> в категорию С<sub>1</sub> по Барремскому и Ю<sub>2</sub>-I продуктивным горизонтам основной площади надсолевых залежей месторождения Кенкияк». Отчет по переводу запасов нефти и растворенного газа выполнен на основе данных опробования в новых и ранее пробуренных скважинах. По результатам отчета все запасы горизонта Баррем переведены в



промышленную категорию С<sub>1</sub>. Учитывая выполненный объем работ по опробованию скважин, в том числе результаты опробования с применением паротеплового воздействия в 4 новых скважинах, принимая положительные результаты разработки барремского горизонта, принято решение о необходимости активизации разработки горизонта Баррем.

В 2019г составлен «Проект разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк». С учетом имеющихся геолого-промысловых данных и сведений о текущем состоянии разработки месторождения, проведя первичную оценку Барремского горизонта, в отчете рекомендовано бурение 400 скважин на 5 летний период. В 2022г планируется бурение 80 скважин. На основании схожести геологического разреза и условий месторасположения все скважины разделены по группам.

#### 4.2 Геологическое строение месторождения

На месторождении Кенкияк надсолевой в южном крыле в блоке III (разделение на блоки по версии Проекта разработки надсолевых залежей Кенкияк\_2019г) планируется бурение 80 скважин на барремский (K<sub>1</sub>br) продуктивный горизонт.

Цель бурения скважин: Добыча нефти из барремских (K<sub>1</sub>br) нефтеносных горизонтов.

Начальное пластовое давление – 1,77 МПа

Начальная пластовая температура – 17°С

Текущее пластовое давление –1,4 МПа

Текущая пластовая температура (средняя по залежи) – 16°С

Целевой продуктивный горизонт – K<sub>1</sub>br

Проектируемый стратиграфический разрез месторождения Кенкияк надсолевой – среднеюрские, меловые отложения - (нижний мел - альбский, аптский, барремский и готеривский ярусы, верхний мел - сантонский и кампанский ярусы) и четвертичные отложения.

Отложения среднеюрского возраста представлены лагунно-континентальными песчано-алевритово-глинистыми осадками с обилием обуглившегося растительного детрита. Песчаники мелкозернистые на глинисто-карбонатном цементе.

Готеривские отложения представлены преимущественно глинами морского происхождения с прослоями песчаников, алевролитов.

Барремские отложения литологически сложены песчанистыми пестроокрашенными глинами, зеленовато-серыми, мелко-среднезернистыми песками.

Аптские отложения представлены преимущественно плотными глинами, темно-серыми до черных, вязкими, жирными с мелкими органогенными включениями и кристалликами аутигенного пирита.

Альбские отложения литологически сложены прибрежно-морскими и континентальными песчано-глинистыми породами; нижняя часть разреза сложена глинами. Глины серые, алевритистые, некарбонатные, слоистые с органогенными включениями. Пески и песчаники имеют более светлые оттенки серой окраски, мелкозернистые.

Отложения верхнего мела представлены преимущественно глинами зеленовато-серой окраски, мергелистыми, переходящими в мергели. В основании яруса присутствует слой зеленовато-серого, ржавого песка с обилием остатков фауны и фосфоритовых галек.

Четвертичные отложения представлены глинами, супесью, суглинками, песками эолового происхождения. Породы буровато-ржавой окраски, содержат тонкорастертый гипс, кальцит, обломки раковин речных моллюсков, растительные остатки.



На основании схожести разреза и соответственно, основных параметров бурения, принято решение о составлении группового проекта на строительство 80 скважин, целевым пластом которых является барремский горизонт ( $K_1br$ ).

### Групповой проект составлен по скважине 68325.

Тип скважины: наклонно-направленная  
 Общее отклонение ствола от вертикали –55,8м  
 Отклонение в пласте  $K_1br$  – 32,7 м  
 Азимут направления бурения 77,1°

Предполагаемые стратиграфические разбивки по проектной скважине 68325 на основании построенного геологического профиля даны в таблице 4.3:

Таблица 4.1

Геол. возр.	Горизонт	Интервал Залегания	Падение пластов по подошве, по Az 274° от скв. 4012 по направлению к скв. 68325	Описание литологических свойств
Q		0-10		Глины, суглинки.
$K_2$		10-50	0°30'	Глины известковистые, песчанистые с прослоями белого мергеля, алевролиты, зеленоватых песков.
$K_{1al}$	Альбский	50-120	0°30'	Пески, песчаники с прослоями глин.
$K_{1ap}$	Аптский	120-166	1°	Пески, песчаники, алевролиты полимиктовые, глины плотные.
$K_1br$	Барремский	166-234	3°	Глины с прослоями песков, песчаников. Глины плотные, оскольчатые. Песчаники и пески среднезернистые, известковистые с включением пирита.
$K_{1h}$	Готеривский	234-263	3°30'	Глины, алевролиты, мергели, песчаники, пески известковистые.
$J_2$	I	263-273		Лагунно-континентальные песчано-алевритово-глинистыми осадки с обилием обуглившегося растительного детрита, с прослоями бурого угля. Песчаники мелкозернистые на глинисто-карбонатном цементе.

Предполагаемые осложнения в разрезе проектной скважины 68325:

До глубины 125м (111-117м) - возможны водопроявления при прохождении альбского водоносного горизонта (спуск кондуктора с целью перекрытия неустойчивых пород, перекрытия водоносного альбского нижнего мелового горизонта).

219-229м (верт.213-223м) – целевой пласт-коллектор барремского яруса, частичное поглощение бурового раствора

0-273 - осыпи, прихватоопасная зона, прихват в случае обвалов стенок скважины.



### 4.3 Физические свойства пород

Таблица 4.4

Индекс стратигр подразд.	Интервал	Краткое описание породы	Тип кол-лктора	Пористость, %	Прониц., мкм <sup>2</sup>	Глин-ть, %	Карб-ть, %
Q-K <sub>1</sub> ap	0-166	Глины, песчаники алевриты, песок	поровый	20	15	10-95	5-10
K <sub>1</sub> br	166-234	Пески и глины пестроцветные, песчанистые	поровый	36,8	1,049	6,6	1,71
K <sub>1</sub> h	234-263	глины, прослойки песчаника и сидерита.	поровый	36,1	0,541	5,1	6,14
J <sub>2</sub>	263-273	глины песчаники алевролиты	поровый	18-41	0,348-0,853	14,95	0,28-1,48

Примечания: физико-литологическая характеристика пород взята из «Пересчета запасов нефти ..... месторождения Кенкияк (надсолевые залежи)» и «Проекта разработки надсолевых залежей Кенкияк».

### 4.4 Требования

Требования к геофизическому исследованию скважины

1. Стандартный каротаж:
  - интервал 0-125м: ГК, НГК, ПС, 2 ст.зонда, КВ+ПР, в масштабе 1:500. инклинометрия через 20 метров
2. Детальный каротаж:
  - интервал 105-273м: ГК, КВ, Литолого-плотностной каротаж, Термометрия, КНК, АК, БК, МБК, ПС в масштабе 1:200
  - инклинометрия через 20 метров
3. Каротаж по контролю за качеством цементирования скважины:
  - интервал 0-125м: АКЦ в масштабе 1:500
  - интервал 0-273м: АКЦ в масштабе 1:500

Технические требования:

- максимальный допустимый угол наклона скважины на забое должен быть меньше 3°, смещение не более 5 м
- на устье должно быть установлено термоизоляционное устьевое оборудование скважины KR 14-773В или SKR d50x50-14
- высота подъема цементного раствора – до устья скважины

Требования к охране недр:

- при бурении продуктивного интервала барремского яруса (K<sub>1</sub>br) 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

Порядок бурения	Ø долота (мм)	Глубина скв. (м)	Обсадная труба				Высота подъема цементного раствора. (м)
			глубина башмака, м	наруж. диаметр (мм)	Марка труб	толщина стенки (мм)	
1	490	10	10	426	Д	10	До устья
2	311,2	125	125	273,1	J-55	8,89	До устья
3	215,9	273	273	177,8	N-80	8,05	До устья



## **6. Профиль ствола скважины**

### **6.1 Общие положение по искривлению скважины**

На строительство наклонно - направленной 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 наклонно - направленным проложением 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 68325**

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	77.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
90.00	0.00	77.07	90.00	0.00	0.00	0.00	0.00
199.64	25.58	77.07	196.03	5.39	23.46	24.07	7.00
219.45	25.58	77.07	213.90	7.30	31.80	32.63	0.00
273.20	25.58	77.07	262.38	12.49	54.42	55.84	0.00

Таблица 6.2

**Таблица результатов расчета проектного профиля ствола скважины 68325**

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	77.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30.00	0.00	77.07	30.00	0.00	0.00	0.00	0.00
60.00	0.00	77.07	60.00	0.00	0.00	0.00	0.00
90.00	0.00	77.07	90.00	0.00	0.00	0.00	0.00
120.00	7.00	77.07	119.93	0.41	1.78	1.83	7.00
150.00	14.00	77.07	149.40	1.63	7.11	7.29	7.00
180.00	21.00	77.07	178.00	3.65	15.90	16.31	7.00
199.64	25.58	77.07	196.03	5.39	23.46	24.07	7.00
210.00	25.58	77.07	205.38	6.39	27.82	28.55	0.00
219.45	25.58	77.07	213.90	7.30	31.80	32.63	0.00
240.00	25.58	77.07	232.44	9.29	40.45	41.50	0.00
270.00	25.58	77.07	259.50	12.18	53.08	54.46	0.00
273.20	25.58	77.07	262.38	12.49	54.42	55.84	0.00



## 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
1	0 – 10	Долото $\varnothing 490$ мм + ведущая труба $\varnothing 133,4$ мм
2	0 – 125	Долото $\varnothing 311,2$ мм + УБТ $\varnothing 177,8$ мм x 18м+ УБТ $\varnothing 158,7$ x 36м + СБТ $\varnothing 127$ мм x 9,19 мм-G-105+ ведущая труба $\varnothing 133,4$ мм
3	125 – 273	Долото $\varnothing 215,9$ мм + УБТ $\varnothing 177,8$ мм x 36м + УБТ $\varnothing 158,8$ мм x 46м + СБТ $\varnothing 127$ мм-G-105 -9,19мм + ведущая труба $\varnothing 133,4$ мм

## 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 шламмов, 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 бурения под кондуктор принимается система раствора – на основе бентонита, при бурения под эксплуатационную колонну – полимерный буровой раствор.

### 8.2 Буровой раствор под кондуктор

Долото диаметром 311,2 мм. Интервал 10-125 м. Вскрытые пласты представлены чередованиями песчаников и глин, слабо цементированных. 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%  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  + 7%-8% бентонита + 0,2%-0,3% СМС.

Требования к параметрам:

- Плотность – 1,05- 1,10 г/см<sup>3</sup>
- Вязкость - 40-60 сек
- Фильтрация -  $\leq 10$ см<sup>3</sup>/ за 30 мин.

Технология приготовления:



После добавления 0,3-0,4% Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> 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.

Объем бурового раствора:

$$Q = 90 + (0,311 - 0,020)^2 \times 1,1 \times 0,785 \times 125 = 99,1 \text{ м}^3$$

где, 90-объем приемных емкостей бурового раствора, м<sup>3</sup>;

125-глубина скважины под кондуктор, м.

Таблица 8.1

#### Расход материалов

Наименование	Объем (т)	Наименование	Объем (т)	Наименован.	Объем (т)
Бентониты	7,7	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	0,4	СМС	0,3

### 8.3 Буровой раствор под эксплуатационную колонну

Диаметр долота 215,9мм. Бурение в интервале 125-273м.

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 20°, при этом буровой раствор должен иметь хорошее структурообразование и предотвращения обвала стенок скважины и хорошую смазывающую способность, раствор должен очищать забой скважины от выбуренной породы и выносить ее на поверхность с целью предотвращения прихвата инструмента. Рекомендуется применять полимерную систему бурового раствора.

Буровой раствор при заканчивании скважины:

Приготовление бурового раствора: H<sub>2</sub>O + 0,2% Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> + 0,2%NaOH + 4% бентониты + 0,3%-0,5% реагента регулятора вязкости + 0,5%-0,6% полимерный понизитель фильтрации + 0,2%-0,3% дефлокулянт+ 2% смачивающий агент + 3% SMP-1

Требования к параметрам:

-Плотность: 1,10-1,15 г/см<sup>3</sup>;

-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:

$$Q = 90 + (0,2159 - 0,020)^2 \times 1,15 \times 0,785 \times 273 = 99,5 \text{ м}^3$$

где, 90-объем приемных емкостей бурового раствора, м<sup>3</sup>;

273 -глубина скважины под эксплуатационную колонну, м.



**Расход материалов**

Наименование	Объем, т	Наименование	Объем, т	Наименование	Объем, т
Бентониты	4,0	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	0,2	NaOH	0,2
Понизитель фильтрации	0,6	Смачивающий реагент	2,0	дефлокулянт	0,3
регулятора вязкости	0,5	SMP-1	3,0		

**8.4 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 вибросита 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

3	2	1	№	Долото			Св-ва бур. раствора			Параметр проходки.				Гидравлич. параметры				
				Интервал, м			Плотность (г/см <sup>3</sup> )	вязкость (с)	Водоотдача (см <sup>3</sup> / за 30 мин)	Нагрузка на долото (тн)	Скорость вращения (об/мин)	Колич. насосов. подача насосов (л/сек)	Давление на насосе (МПа)	Потери давления в трубах, (МПа)	Потери давления в кольцевом пространстве (МПа)	Потери давления в УБТ (МПа)	Потери давления в долотах (МПа)	Примечание
				Размер (мм)	Тип	Кол-во, шт.												
125 – 273	0– 125	0-10																
215,9	311,2	490																
HJ-517	JEG-535	JADC 111																
1	1	1																
1,10-1,15	1.05-1,10	1,05																
50-70	40-60	35-40																
≤ 5	≤ 5-7	≤ 10																
6-8	4-6	с навеса																
60-90	60-90	20																
1-24	1-30	1-20																
7-9	4-6	0,5																
1,02	1,8																	
0,19	0,01																	
0,33	0,47																	
1,11	0,41																	
под экспл. колон.	под кондук.	под направл.																



## 10. Заканчивание и тампонаж скважины Конструкция обсадной колонны

Таблица 10.1

Размер обсад.трубы (мм)	Тип стали	Тип резьбы	Толщина стенки (мм)	Интервал (м)	Вес (тн)	Прочн. на смятие (МПа)	Прочн.на растяж (кН).	Прочн.на внутр давл. (МПа).
426	Д	ОТТМ	10	0-10	4,6	4,7	2720	17,2
273,1	J55	BC	8,89	0-125	7,4	10,9	2790	21,6
177,8	N80	BC	8,05	0-273	9,3	26,4	2366	43,7

### 10.1 Технические мероприятия при спуске колонн

Конструкция компоновки обсадных колонн

Направления: башмак + компоновка обсадных колонн

Кондуктор: башмак + компоновка обсадных колонн + центратор.

Эксплуатационная колонна: башмак + обратный клапан + одна обсадная труба + компоновка обсадной колонны + центратор.

Требования к установке центраторов.

Кондуктор: через две обсадные трубы устанавливается центратор, всего в кондукторе установить 5 упругих центраторов.

Эксплуатационная колонна: в зацементированном интервале залегания продуктивного объекта в обсадной трубе установить центратор, в остальном зацементированном интервале через каждые три обсадные трубы установить по 1 стабилизатору. По всему стволу скважины запланировано 6 упругих центраторов.

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	426	Д	10	ОТТМ			
Кондуктор	273,1	J-55	8,89	BC	10,9	21,6	36,9
Эксплуатац. колонна	177,8	N-80	8,05	BC	14,0	43,7	25,4



### Проектирование цементного раствора

Для направления

Приготовление цементного раствора: цемент класса «G»

Для кондуктора

Приготовление цементного раствора: цемент класса «G» + 4,5%CaCl<sub>2</sub> (влажное смешение) + 44% H<sub>2</sub>O

Параметры цементного раствора: плотность 1,89 г/см<sup>3</sup>; время загустевания 70 мин.

Для эксплуатационной колонны

Приготовление цементного раствора: цемент класса «G» + 3 %CaCl<sub>2</sub> + 52%Н<sub>2</sub>О

Параметры цементного раствора: плотность 1,89 г/см<sup>3</sup>; время загустевания 70 мин.

Растекаемость цем. раствора > 240мм

Динамическая вязкость – 27сП

Предельное динамическое напряжение сдвига -18,2н/м<sup>2</sup>

Время ОЗЦ для направления составляет 12часов.

### Расчет и требования к работе при тампонаже

Таблица 10.3

Для направления

Закачиваемый раствор	Плотность (г/см <sup>3</sup> )	Высота подъема раствора	Теоретический объем подлежащий закачке, (м <sup>3</sup> )	Расход сухого цемента с учетом потерь, т
Буферная жидкость	1,0	0	0,1	
Цементный раствор	1,89	0	1,4	1,8

Таблица 10.4

Для кондуктора

Объем цементного раствора и продавочной жидкости:

Закачиваемый раствор	Плотность (г/см <sup>3</sup> )	Высота подъема раствора, (м)	Теоретический объем подлежащий закачке, (м <sup>3</sup> )	Объем после добавок, (м <sup>3</sup> )
Буферная жидкость	1,0	0	2	
Цементный раствор	1,89	0	6	8

Таблица 10.5

Объем цемента и добавочного реагента:

Наименован.	Ед. измерен.	Добавочный объем (%)	Объем после добавок
Сухой цемент	т		8,1
Вода	м <sup>3</sup>	44	3,6
Коагулянт CaCl <sub>2</sub>	т	4,5	0,36

Примечание: На буровой приготовлена чистая вода 15 м<sup>3</sup> – объем составляющей воды– 200%.



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 расчета.

Время ОЗЦ для кондуктора составляет 24 часа.

Таблица 10.6

### Эксплуатационная колонна

#### Объем цементного раствора и продавочной жидкости:

Тип жидкости закачки	Плотность (г/см <sup>3</sup> )	Высота подъема раствора	Теоретич объем, (м <sup>3</sup> ).	Объем после добавок, (м <sup>3</sup> )
Жидкость продавоч.	1,10	0	5,4	
Буферная жидкость	1,3	0	2	
Цементный раствор	1,89	0	7,7	15,1

Технология цементирования: с применением цемента класса «G»

Таблица 10.7

#### Объем цемента и добавочного реагента:

Наименование	Ед. измерен.	Объем добавок (%)	Объем после добавок (м <sup>3</sup> )
Сухой цемент	т		10,5
Вода	м <sup>3</sup>	52	5,5
Ca Cl <sub>2</sub>	т	3	0,3

Примечание: на буровой приготовлена 15 м<sup>3</sup> чистой воды – объем 200% составляющей воды.

Требования к работе:

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

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

#### Подготовительная работа к тампонажу

##### Подготовка ствола скважины

После проведения каротажа перед цементированием с применением бурильного инструмента проработать скважину, чтобы не было затяжек, поглощений и т.д. повторно определить глубину спуска колонны. Когда проработка скважины прошла нормально, тогда можно поднимать бурильный инструмент и начинать спуск обсадных труб.



Для обеспечения устойчивости ствола скважины параметры бурового раствора принципиально не регулируются, только соответственно понизить вязкость бурового раствора и статическое напряжение сдвига, регулировать реологическую характеристику. На буровой должны быть все необходимые химреагенты и качественный буровой раствор с целью обеспечения успешного спуска обсадной колонны.

Подготовка оборудования.

Буровая бригада должна проверить вышку, фундаменты, системы тормоза и лебедки.

Буровая бригада должна проверить динамические системы и систему бесперебойной циркуляции.

Обеспечить чувствительность и надежность приборов давления и индикатор веса.

Подготовка обсадных труб

Провести дефектоскопию и опрессовку обсадных труб на буровой.

Подготовка обсадных труб и их обмер.

Подготовительные работы и требования к спуску обсадных труб.

Начальник технологического отдела отвечает за цементирование и дает схему компоновки обсадных труб.

Обеспечить безопасность при спуске колонны.

Установить компоновку нижней части обсадных труб.

Подготовка инструментов

Инструмент для цементирования кондуктора

Инструмент для спуска  $\phi$  273,1 мм обсадных труб – 1 комплект

$\phi$  273,1 мм башмак – 1 шт.

$\phi$  273,1 мм центратор – 5 шт.

$\phi$  273,1 мм продавочная пробка – 1 шт.

Переводник для промывки – 1 шт.

Инструменты для цементирования эксплуатационной колонны

$\phi$  177,8 мм башмак – 1 шт.

$\phi$  177,8 мм обратный клапан – 1 шт.

$\phi$  177,8 мм центратор – 6 шт.

$\phi$  177,8 мм продавочная пробка – 1 шт.

Герметичная смазка для резьб обсадных труб – 2 ведра

Подготовка тампонажа

По фактическим данным составляется план крепления скважин.

По результатам анализа цемента приготовить тампонажный раствор.

К тампонажу подготовить буферную жидкость по свойству близкую к буровому раствору.

Цементировочная техника должна быть готова на месте.

## 11. 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  $5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ .

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.

## 12. Оборудование устья после заканчивания скважин

1.1. Колонная головка типа ОКК1-21-178х273К1

1.2. Оборудование устья скважины и норма НКТ

Глубина спуска: НКТ спускаются до кровли продуктивного пласта.

Конструкция НКТ: наружный диаметр 73 мм; толщина стенки 5,5 мм; марка стали N-80; тип резьбы - VAM ; глубина спуска –219м.

1.3. Требования к заканчиванию скважины.

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

Опрессовка эксплуатационной колонны водой с плотностью 1.0 г/см<sup>3</sup> Роп-1,0 МПа без поглощений считается нормальной.

Глубина спуска НКТ будет уточняться в процессе работ.

Таблица 12.1

План строительства скважины

Порядок бурения	Диаметр долота (мм)	Интервал (м)	Объект строительства скважины	Планир. дней	Суммар кол-во дней
Направление	490	0 - 10	СМР, ПЗР бурению, бурение	1	1
Кондуктор	311,2	10- 125	Бурение, каротажные работы, цементаж кондукт.	3	4
Эксплуатационная колонна	215,9	125- 273	Бурение, каротажные работы	5	9
			Крепление экс. колонны, спуск НКТ.	2	11
Период бурения скважины 10.0 дней, равна 0,33 станко-месяцам					
Проектная скорость бурения 827 м\ ст. месяца.					

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



**График строительства скважины**

Таблица 12.2

Констр., мм 178 273 426	φ долота, мм	Глуб-а скв., м	Дни				
			3	5	7	9	11
	490	10	направление				
	311,2	125	кондуктор				
			эксплуатац. колонна				
			заканчива- ние скв.				
	215,9	273					



## План расхода основных материалов

№	Наименование	Размер и тип	Единица	Кол-во	Примечание
1	Долото	Ø 490 мм	шт.	1	
		Ø 311,2мм	шт.	1	
		Ø 215,9мм	шт.	1	
2	Обсадные трубы	Ø 426мм Д x 10мм	т	4,6	ОТТМ
		Ø 273,1мм J55 x x 8,89мм	т	7,4	ВС
		Ø177,8мм N80 x x 8,05мм	т	9,3	ВС
3	НКТ	Ø73мм N80 x 5,49мм	м	219	эксплуатационная скважина
4	Устьевое оборудование	2FZ28-14	к-т	1	эксплуатационная скважина
5	Фонтанная арматура	SKR d50x50-14	к-т	1	
6	Колонная головка	ОКК1-21-178x273К1	к-т	1	
7	Цемент	«G»	т	20,4	
8	Добавочные реагенты для цемента:				
	быстрозатвердевающий реагент	CaCl <sub>2</sub>	т	1,0	
9	Буферн. жидкость		м <sup>3</sup>	6	
10	Вспомогательное оборудование:				
11	Материалы для бурового раствора:				
	бентониты		т	11,7	
	СМС		т	0,3	
	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>		т	0,6	
	SMP-1		т	3,0	
	Регулятор вязкости		т	0,5	
	NaOH		т	0,2	
	Смачивающий реагент		т	2,0	
	дефлокулянт		т	0,3	
	Понизитель фильтрации		т	0,6	



### **13. 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.

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 «Сборника норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты рабочих и служащих геологоразведочных организаций и предприятий », М. с изменениями 2013г.

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	Для создания безопасных условий труда при строительстве скважин необходимо оснастить буровые установки техническими средствами, позволяющими устранить опасные и трудоемкие производственные факторы, а также обеспечить рабочий и инженерно-технический персонал необходимой нормативно-технической документацией по безопасности труда, пожарной безопасности работающих. Каждая строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения.
2	Инженерно-технические работники должны быть обеспечены следующей нормативно-технической документацией по безопасности труда: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования.</li> <li>2. Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способами.</li> <li>3. Отраслевая инструкция по безопасности труда при ведении спуско - подъёмных операций в бурении.</li> <li>4. Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении утяжеления и химической обработке бурового раствора.</li> <li>5. Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину обсадных труб.</li> <li>6. Нормативно-техническая документация по предупреждению нефтегазопроявления.</li> <li>7. Инструкция по использованию нейтрализаторов сероводорода при бурении скважин на месторождениях, содержащих сероводород .</li> <li>8. Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при стройтельно – монтажных работах в бурении.</li> <li>9. Методические рекомендаций по профессиональному отбору рабочих бурения и машинистов технологических компрессоров на основе психофизиологических критериев.</li> </ol>
3	Рабочий персонал строящейся буровой должен быть обеспечен следующей нормативно-технической документацией по безопасности труда : <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда для рабочих по приготовлению бурового раствора .</li> <li>2. Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда для вышкомонтажников .</li> <li>3. Сборник типовых инструкций по охране труда для рабочих буровых бригад .</li> <li>4. Сборник типовых инструкций по охране труда для мотористов цементировочных агрегатов и рабочих по цементированию скважин.</li> </ol>
4	Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара на строящейся буровой ИТР и рабочий персонал должен быть обеспечен
7	следующей нормативно-технической документацией по пожарной безопасности: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой промышленности Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан</li> </ol>



5	<p>от 30 декабря 2014 года № 355.</p> <p>2. Правила пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности .</p> <p>Согласно «Правилам пожарной безопасности в нефтяной промышленности» каждая строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения.</p>
---	---

Таблица 13.2

**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 13.3.
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 <sup>3</sup> (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 13.4.
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



**14. Механизация и автоматизация технологических процессов,  
средства контроля и диспетчеризация**

Таблица 14.1

**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 14.2

**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.			

Таблица 14.3

**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

