

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



**ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ №743
на строительство оценочной скважины АК-12
на структуре Акжол**

**Актобе
2022**

Состав исполнителей


Директор НИИ  Чжан Сяньцунь

Первый зам. директора  Б.С. Табилов

Заместитель директора  Г.С. Нургалиева

Начальник ОТБид  А.С. Бейсекова

Ведущий инженер
ОТБид  Ж.Н. Серикбаев

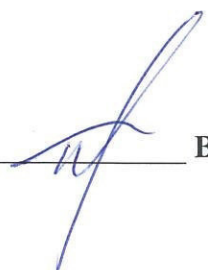
Инженер I категорий
ОТБид  Г.С. Сугурбаева

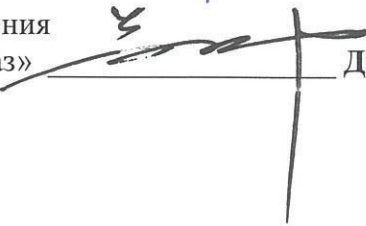
Инженер II категорий
Отдела разведки  Н.Ж. Уржаев

Согласовано:

Первый заместитель
генерального директора
АО «СНПС - Актобемунайгаз»  **Есенгулов Т.С.**
«__»____2022г.

Директор департамента разведки
нефтегазовых месторождений
АО «СНПС - Актобемунайгаз»  **Цзинь Шутан**
«__»____2022г.

Директор департамента разработки
нефтегазовых месторождений
АО «СНПС - Актобемунайгаз»  **Ван Цзян**
«__»____2022г.

Директор департамента бурения
АО «СНПС - Актобемунайгаз»  **Дун Мэнкунь**
«__»____2022г.



УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель

генерального директора

АО «СНПС - Актобемунайгаз»

 Есенгулов Т.С.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на составление проекта на строительство скважины на структуре Акжол

1	Заказчик	АО «СНПС-Актобемунайгаз»
2	Месторождение	Акжол
3	Скважины	АК-12
4	Вид скважины	Вертикальная
5	Проектная глубина, м	3320
6	Способ бурения	Роторно-винтовой
7	Вид привода	ДВС
8	Тип буровой установки	согласно проекта на строительство скважины
9	Конструкция, крепление скв : - направление - кондуктор - техническая колонна - эксплуатационная колонна	508мм- 30м –цемент до устья 339,7мм – 1085м – цемент до устья 244,5мм – 2220м – 885м от устья 168,3мм – 3320м – 2020м от устья
10	Оборудование устья: - ПВО - колонная головка - фонтанная арматура	устанавливается в зависимости от комплектации бур. оборудования ОКК2-35-х168х245х340К2 АФК6-80/65х35К2
11	Рекомендация по выбору обсадной колонны	Согласно утвержденной заявки АО «СНПС-АМГ»
12	Безамбарная технология бурения	Согласно программе по бурению
13	Водоснабжение: - техническая - питьевая	Предусматривается бурение водяной скважины Доставка автотранспортом
14	Количество технического проекта	5 экземпляров

Директор департамента бурения АО «СНПС- АМГ»

 Д.н Мэнкунь

ПАСПОРТ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

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

ПАСПОРТ

Индивидуальный технический проект №743 на строительство оценочной скважины АК-12 на структуре Акжол

Структура – Акжол

Цель бурения и назначение скважины - оценочная

Вид скважины – вертикальная

Главный инженер проекта _____

« 18 » 03 2022г

2022



Реферат

Индивидуальный технический проект №743 на строительство вертикальной оценочной скважины АК-12 на структуре Акжол разработан НИИ по разработке нефтегазовых месторождений АО «СНПС-Актобемунайгаз» согласно задания на проектирование и в соответствии с «Дополнение №2 к проекту разведочных работ по оценке углеводородов на площадях Такыр, Акжол и северо-западном склоне месторождения Северная Трува за горным отводом», 2021г.

Изучаемый Контрактный блок АО «СНПС-Актобемунайгаз», т.е. Центральная территория, находится в восточной части Прикаспийской впадины.

В предшествующий период в пределах Центральной территории выполнены значительный объем полевых сейсмических работ 2Д и 3Д, неоднократная переобработка и переинтерпретация сейсмических материалов. На основании полученных материалов проведены поисковые буровые работы на подсолевых площадях Надеждинская, Куантай Восточный, Ащисай, Ащисай Вост., Северная Трува, Южная Трува, №6 (Карабулак), Александровская, Шатырлысай, Перспективная, Юж. Жанажол, Такыр и др. для изучения их геологического строения и поисков залежей нефти и газа.

Анализ полученных геолого-геофизических материалов по указанным площадям показывает их значительную перспективность. В связи с этим целесообразно продолжить изучение этих объектов для уточнения геологического строения и оценки нефтегазоносности изучаемых площадей. Для решения этой геологической задачи составлен проект «Проект разведочных работ по оценке углеводородов на площадях Такыр, Акжол и северо-западном склоне месторождения Северная Трува за горным отводом».

Скважина АК-12 – оценочная. Проектная глубина – 3320м, проектный горизонт заканчивания – подошва КТ-II

Скважина проектируется в юго-западной части от структуры Такыр и на расстоянии 10 км к северо-западу от ближайшей скважины АК-7

Прогнозный стратиграфический разрез проектной скважины АК-12 был взят по данным проведенной на структуре сейсморазведки (рис. 4.2, 4.3) и представлен следующими отложениями:

Кайнозойско-Мезозойская группа: мощностью до 1085м, литологически представлена серо-зелёными глинами и переслаиванием песков, песчаников, алевроитов.

Отложения верхней перми: с 1085м до 1845м, породы литологически представлены аргиллитами светло-серыми, плотными, массивными, умеренно известковистыми, песчанистыми, глинами известковистыми, местами красноцветными, реже песчаниками пестроцветными, мелко-тонкозернистыми, полимиктовыми. Редкие прослои светло-серых массивных криптокристаллических ангидритов.

Нижний пермский отдел:

Кунгурский ярус (P_{1kg}) с 1845м до 2200м литологически представлен переслаиванием сульфатно-терригенных пород и каменной соли, является региональной флюидоупорной крышкой для подсолевого комплекса.

Сакмарский-Ассельский ярусы (P_{1s-a}): с 2200м до 2401м, литологически представлены аргиллитами серыми, иногда темно-серыми, средней твердости, алевроитистыми, с включениями пирита, известковистыми; алевролитами серыми, известковистыми, крепкими.

По данным проведенной на структуре сейсморазведки в проектной скважине АК-12 возможны карбонатные постройки, сложенные известняками светло-буро-серыми, биокластическими, водораслевыми, сферолитовыми. В карбонатных постройках возможно содержание углеводородов.



Толща КТ-I: развита в объеме мячковского горизонта московского яруса $C_2m_2^{mc}$ и верхнего карбона C_3g и C_3k – гжельского и касимовского ярусов, предположительно залегает с глубины 2401м до 2580м, литологически представлена чередованием светло-серых, серых мелко-криптокристаллических доломитистых известняков с межзернистыми порами растворения, и доломитов светло-серых криптокристаллических с порами и трещинами растворения, с редкими прослоями аргиллитов.

Терригенная межкарбонатная толща: подольский горизонт московского яруса - является границей между карбонатными толщами КТ-I и КТ-II и служит крышкой для залежей в известняках КТ-II, предположительное залегание на глубине с 2580м до 2655м, преимущественно представлена переслаиванием серых и темно-серых аргиллитов, возможны пропластки известняков и мергелей и редкие прослои песчаников и алевролитов.

Толща КТ-II: объединяет породы нижнемосковских $C_2m_1^{ks}$, $C_2m_1^v$ горизонтов а также башкирского и серпуховского ярусов. Предположительно в разрезе скважины толща КТ-II залегает с глубины 2655м до 3320м, литологически представляет собой переслаивание светло-серых, серых органогенных, оолитовых известняков с редкими и тонкими прослоями темно-серых аргиллитов

Забой в данной скважине проектируется в подошве толщи КТ-II на глубине 3320м. Перспективными объектами являются карбонатные толщи КТ-I и КТ-II, а также возможными продуктивными объектами могут являться карбонатные постройки P1s-as возраста

Цель бурения и назначение оценочной скважины АК-12 - изучение геологического строения и выявления перспектив нефтегазоносности подсолевых отложений на структуре Акжол

Проектный горизонт заканчивания скважины – подошва толщи КТ-II

Проектная глубина – 3320м.

Сокращения, типы, шифры, условные коды технических средств, инструмента и химических реагентов указаны в таблице



Раздел I. Общая пояснительная записка



1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

На основании распоряжения 8Р - 14 от 18.02.2022г. АО «СНПС - Актобемунайгаз» предусматривается бурение оценочной скважины АК-12 на структуре Акжол, с проектной глубиной – 3320м.

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

Из приведенного совмещенного графика давлений (рис 5.1.) проектируется следующая конструкция скважины:

- | | |
|----------------------------|--------------------|
| - направление | Ø 508 мм х 30м |
| - кондуктор | Ø 339,7 мм х 1085м |
| - техническая колонна | Ø 244,5 мм х 2220м |
| - эксплуатационная колонна | Ø 168,3 мм х 3320м |

Проектная продолжительность цикла строительства скважины– 97суток.

Таблицы, не содержащие информацию, в проект не включены.



Основные проектные данные

Таблица 1.1

Наименование	Значение
1	2
1. Номера скважин, строящихся по данному проекту	АК-12
2. Структура (месторождение)	Акжол
3. Расположение (суша, море)	Суша
4. Глубина моря на точке бурения, м	-
5. Цель бурения и назначения скважины	изучение геологического строения и выявления перспектив нефтегазоносности отложений
6. Проектный горизонт	КТ-II
7. Проектная глубина скважины, м	3320
8. Испытываемые пласты	P _{1s} -a, КТ-I, КТ-II
9. Вид скважины	вертикальная
10. Глубина по вертикали кровли продуктивного пласта, м.	P _{1s} -a-2220, КТ-I- 2401, КТ-II- 2655
11. Тип профиля	-
12. Отклонение от вертикали, м. азимут, зенитный угол:	-
13. Способ бурения	Роторно-винтовой
14. Вид привода	ДВС
15. Вид монтажа (первичный, повторный)	первичный
16. Тип буровой установки	ZJ –45, ZJ – 50, ZJ-70 (из наличия)
17. Тип вышки	JJ 315/145 K, JJ 450/45K ₅
18. Наличие механизмов АСП (ДА. НЕТ)	Нет
19. Максимальная масса колонны, тн:	
Обсадной	158
Бурильной	123,7
20. Продолжительность цикла строительства за исключением освоения, сут	97
монтаж, демонтаж	20
подготовительные работы к бурению	2
бурение и крепление	75
21. Проектная скорость бурения, м/ст. мес	1328



Таблица 1.2

Общие сведения о конструкции скважины

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	30	0	30
Кондуктор	339,7	0	1085	0	1085
Промежуточная	244,5	0	2220	0	2220
Эксплуатационная	168,3	0	3320	0	3320



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	«Дополнение №2 к проекту разведочных работ по оценке углеводородов на площадях Такыр, Акжол и северо-западном склоне месторождения Северная Трува за горным отводом».
2	«О разработке ПСД» - распоряжение 8Р-14 от 18.02.2022г. на проектирование оценочной скважины АК-12 на структуре Акжол ДР АО «СНПС - Актобемунайгаз», подписанный руководством АО «СНПС - Актобемунайгаз».



3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1

Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название)
1	2
Структура (месторождение)	Акжол
Блок (номер и/или название)	
Административное расположение:	
республика	Казахстан
область (край)	Актюбинская
район	Байганинский
Температура воздуха, °С	
наибольшая летняя	+ 40
наименьшая зимняя	- 40
Среднегодовое количество осадков, мм	170
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1.6
Продолжительность отопительного периода в году, сут	197
Продолжительность зимнего периода в году, сут	151
Азимут преобладающего направления ветра, град	65
Наибольшая скорость ветра, м/с	30
Метрологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м	отсутствуют
кровля	-
подошва	-

Таблица 3.2

Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, название)
1	2
Рельеф местности	слабо всхолмленная равнина
Состояние местности	не заболоченное
Толщина, см	
снежного покрова	20
почвенного покрова	8
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 ZJ-45, ZJ-50, ZJ-70 с буровой вышкой JJ 315/145, JJ 450/45K ₅	2,1	СН-459-74
Строительство водяной скважины при безнапорном водоносном горизонте	0,4	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 - для дизелей и котлов (ПKN-2С) - питьевая вода	скважина на воду вахтовой поселок Жанажол вахтовой поселок Жанажол	0.15 120 120	водопровод ф100мм в траншее автоцистерны автоцистерны
Электроснабжение	дизель-электростанция	0.15	12V190BG3 882кВт
Связь	радиостанция	непосредственно	«kenwood», транковая
Стройматериалы (гравий, щебень, песок)	карьер	20	Авто



Таблица 3.5

Сведения о подъездных путях

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие (да, нет)	название	расстояние до буровой, км	наличие (да, нет)	назва- ние	Расстоян ие до буровой, км
1	2	3	4	5	6
Да	Актобе - Жанажол асфальтированная	244	нет	-	-
	Жанажол – скв АК-12 (асфальтированная, с гравийной отсыпкой)	120			



4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Скважина АК-12 (Акжол-12) на структуре Акжол

Тип скважины – оценочная

Географические координаты:

северная широта – $47^{\circ} 24' 51,3386''$

восточная долгота – $56^{\circ} 54' 29,3248''$

Выкопировка со структурной карты по кровле КТ-II прилагается (рис. 4.1)

Цель бурения - изучение геологического строения и выявление перспектив нефтегазоносности подсоловых отложений на структуре Акжол

Альтитуда земли – 124,91м

Предполагаемая альтитуда ротора – 135м

Проектная глубина – 3320м

Проектный горизонт забоя – подошва толщ КТ-II

Прогнозные мощности основных вскрываемых целевых горизонтов: P_{1s-as} - карбонатные постройки возможны с глубины 2200м до 2401м, КТ-I - 179м, КТ-II – 665м

Исследовательские работы при бурении:

1. с глубины 1085м до забоя отбор шлама через 3м, при нефтегазопоявлении – через 1м;
2. проведение газового каротажа (ГТИ) с глубины 1085м до забоя;
3. геофизические исследования скважины:
 - БК,КНК,КВ,ПР,ГК,НГК,ПС в масштабе 1:500 в интервале 0-1085м
 - БК,КНК,КВ,ПР,ГК,НГК,ПС, АК, ГГКП в масштабе 1:500 в интервале 1035-2220м
 - БК,МБК,КНК,КВ,ПР,ГК,НГК,ПС, АК, ГГКП в масштабе 1:500 в интервале 2170-3320м.
4. по основным горизонтам – системой ECLIPS 5700 – DLL-БК, MSFL-МБК, АС-АК, CNL-КНК, ZDL-литолого-плотностной каротаж, GR-ГК, SP-ПС, CAL-КВ, MRIL-ядерно-магнитный каротаж в масштабе 1:200. ХМАС (в масштабе 1:200) – дипольный акустический каротаж – для анализа механических свойств пород, XRMi (в масштабе 1:40)- электрический фотокаротаж - для оценки фильтрационно-емкостных свойств трещинных коллекторов, в интервале: 2220-2401м (P_{1s-a} по данным ГТИ), 2401-2580м (КТ-I), 2655-3320м (КТ-II)
- инклинометрия по всей глубине через 20м;
5. проведение MDT (модульный динамический испытатель пластов) целевых горизонтов в интервалах: 2220-2401м (P_{1s-a} по данным ГТИ при НГП), 2401-2580м (КТ-I), 2655-3320м (КТ-II)
6. отбор керна обычным способом в предполагаемых продуктивных горизонтах: P_{1s-a} - 20м, КТ-I - 40м, КТ-II - 40м
7. каротаж по контролю за качеством цементирования скважины:
 - интервал: 0-1085м - ГК, АКЦ 1:500
 - интервал: 885-2220 - ГК, АКЦ 1:500
 - интервал: 2020-3320м - ГК, АКЦ 1:500

Требования при проведении работ:

1. координаты забоя скважины - допускаются изменения в радиусе < 50 м
2. предусмотреть противовыбросовое оборудование



Рис. 4.1



Рис. 4.2



Рис. 4.3



Таблица 4.1

Литолого –стратиграфическая характеристика разреза скважины

Глубина залегания, м верт. глубина		Стратиграфическое подразделение			Коэфф. кавернзности в интервале
от (верх)	до (низ)		название	индекс	
0	5		Четвертичная+неогеновая системы	Q+N	
5	660		Меловая система	K	1,1
660	1085		Юрская система	J	1,1
			Пермская система		
			Верхний отдел	P ₂	1,15
			Нижний отдел		
1085	1845		Кунгурский ярус	P ₁ kg	1,25
1845	2200		Сакмарский ярус+Ассельский ярус	P ₁ s+P ₁ a	1,2
2200	2401		Каменноугольная система		
			Верхний отдел		
		КТ- I	Гжельский ярус	C ₃ g	1,15
			Касимовский ярус	C ₃ k	1,2
			Средний отдел		
			Московский ярус	C ₃ m	
			Мячковский+подольский горизонт	C ₂ m ₂ ^{mc+pd}	1,2
2580	2655	МКТ	Подольский горизонт	C ₂ m ₂ ^{pd}	1,2
		КТ-II	Каширский горизонт	C ₂ m ₁ ^{ks}	1,2
			Верейский горизонт	C ₂ m ₁ ^v	1,2
			Башкирский ярус	C ₂ b	1,2
			Серпуховский ярус	C ₁ s	1,2



Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс Стратиграфич. подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Kz+Mz	0	1085	Суглинки (Q) Пески Глины Песчаники Аргиллиты Алевролиты	100 10 20 35 20 15	Суглинки, местами с галькой песчаника и мергеля Глины серые и зеленовато-серые, мергелистые, алевритистые. Алевролиты серые, крепкие, массивные Песчаники светло-серые мелко-среднезернистые, полимиктовые, с включением пирита и фрагментов органики
P ₂	1085	1845	Аргиллиты Глины Песчаники Алевролиты Ангидриты	25 20 25 25 5	Аргиллиты светло-серые – серые, плотные, массивные, умеренно известковистые, песчанистые, алевритистые Глины серые до темно- серых, плотные известковистые, местами красноцветные. Песчаники пестроцветные, мелко-тонкозернистые, полимиктовые, средней сортировки, с включениями пирита и слюды. Алевролиты темно- серые тонкослоистые. Ангидриты белые, светло-серые массивные, крепкие, криптокристаллические
P _{1kg}	1845	2200	Каменная соль Ангидриты Алевриты Гипсы Аргиллиты	65 15 2 10 8	Темно- серые аргиллиты, гипсы серо-белые, серые доломиты, светло- серые гипсовые доломиты. Каменная соль белая, кристаллическая, серой аргиллитоподобной глины Алевриты глинистые, большое содержание кварцевых зерен, цемент- известковый и глинистый.
P _{1s-a}	2200	2401	Известняки Доломиты Аргиллиты Алевролиты Песчаники	60 7 13 10 10	Известняки светло-буро-серого цвета, биокластические, водораслевые, сферолитовые. Доломиты светло-серые, серые, криптокристаллич., средней твердости, с порами и трещинами растворения. Аргиллиты серые, темно-серые алевритистые, с включениями пирита, известков-е. Алевролиты серые, известковистые, крепкие. Песчаники серые до светло-серых, известков-е, с больш. кол-вом органического детрита



1	2	3	4	5	6
КТ-I: C _{3g} + C _{3k} + C _{2m₂} ^{mc+pd}	2401	2580	Известняки Доломиты Аргиллиты	75 15 10	Известняки светло-серые, серые мелко – и криптокристал-лические средней твердости, доломитистые, с межзернис- тыми порами растворения и распространены известняки сферолитовые (оолиты и онколиты). Доломиты светло-серые, серые, криптокристаллические, средней твердости, с порами и трещинами растворения. Аргиллиты серые, иногда темно-серые,средней твердости, алевроитистые, с включениями пирита, известковистые.
МКТ: C _{2m₂} ^{pd}	2580	2655	Аргиллиты Песчаники Алевролиты Гравелиты	60 15 20 5	Аргиллиты от светло-серых до темно-серых, алевроитистые, в разной степени известковистые,слоистые. Песчаники серые пестроцветные мелко-тонкозернистые, полимиктовые, известковистые и слюдистые, трещинноватые. Алевролиты светло-серые,серые средней плотности, песчанистые. Повышенное содержание обуглившихся растительных остатков.
КТ-II: C _{2m₁} ^{ks} + C _{2m₁} ^v + C _{2b} + C _{1s}	2655	3320	Известняки Аргиллиты	90 10	Известняки слабодоломитизированные светло-серые, орга-ногенно-обломочные, перекристаллизованные и изредка оолитовые, мелкокристаллические, однородно-массивные и плитчатые, слабокавернозные, трещинноватые, со стилло-литовыми швами. Аргиллиты светло-серые –серо-зеленые, массивные, с включением глауконита.



Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подраздела	Интервал, м по стволу скв.		Краткое названи е горной породы	Плотность см^3	Порис- тость	Проница- емость, мД	Глинис- тость,	Карбонат- ность, %	Соленост- ность, %	Сплюшн ость	Твердост ь, кгс/мм ²	Расплюен- ность	Абразив- ность	Категория породы по промысл. классифик (мягкая,	Коэффи- циент Пвассон	Модуль Юнга, ² кгс/мм ²
	от (верх)	до (низ)														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q Mz	0 5	5 1085	Суглинки пески,глины, мергели, песчаники	2,1 1,98-2	15- 35	0,01-2	10- 90	3- 15	0,5	III	25-30 10-50	1-2 1-3	I I-VII	мягкая средняя	0,30 0,17- 0,45	0,1-3 0,1- 3,9
P ₂	1085	1845	Глины, песчаники, алевролиты ангидриты	2,3	5-15	0,001- 0,25	1-90	1- 10	1-2	III	50- 100	1-3	II- VII	средняя	0,17- 0,45	0,1- 5,4
P ₁ kq	1845	2200	Камен. соль, ангидриты	2,3	1-5	0,0001	5-90	1- 15	10 0	III	30- 100	3	I-II	мягкая, средняя	0,25- 0,45	0,1- 3,9
P ₁ s-a	2200	2401	Аргиллиты, алевролиты	2,4	4-5	0,0001- 0,05	10- 80	15	1-3	III	30- 150	2	V- VII	крепкая, средняя	0,1- 0,3	0,1- 3,0
KT-I:	2401	2580	Известняки, аргиллиты известняки, доломиты	2,5	6-15	0,0001- 0,1	5-80	10- 80	1-3	II- III	50- 150	1-4	II-III	средняя	0,15- 0,30	0,1- 3,2
МКТ C ₂ m ₂ ^{pd}	2580	2655	Аргиллиты песчаники, алевролиты	2,51	3-15	0,0001- 0,3	5-80	10- 80	1-3	II- III	50- 150	4	III	то же	0,1- 0,33	0,6- 4,20
KT-II C ₂	2655	3320	Известняки, аргиллиты, доломиты	2,53	6-15	0,0001- 0,1	5-80	5- 95	1-3	II- III	75- 150	1-4	III	то же	0,1- 0,33	0,1- 4,2



Нефтегазодоноспособность по разрезу скважины
Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Вязкость в пластовой нефти, мПа·с при 20°C, мм ² /с	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина % по весу	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		В пластовых условиях	После дегазации				Газовый фактор, м ³ /м ³	Содерж. сероводорода, моль %	Содерж. углекислого газа моль %	Относительная по воздуху плотность газа, кг/м ³	К коэффициент сжимаемости, 1/МПа	Давление насыщ в пластов условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
P ₁ s-as	2200	2401	Поровый, порово-трещинный	0,8091	0,866	4,06	0,65	3,48	45,4	0,00	0,05	1,017	18,85E-04	7,56
КТ-I C ₃ g+C ₃ k+ C ₂ m ₂ ^{mc+pd}	2401	2580		0,719	0,854	1,70	1,02	1,44	136,2	0,00	0,07	1,046	21,30E-04	18,00
КТ-II C ₂ m ₁ ^{ks+v} +C ₂ b+C ₁ s	2655	3320		0,6542	0,845	0,26	0,71	0,94	195	0,00	1,29	1,111	21,81E-04	19,3

Примечания: данные взяты из работы «Проект пробной эксплуатации месторождения Такыр»

Нефтеносность взята по всей вскрываемой толще КТ-I и КТ-II (В P₁s-as указан интервал всего яруса, но нефтеносность приурочена к карбонатным постройкам). Отметки ВНК будут уточнены по данным бурения и испытания скважины.



Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит м ³ /сут	Фазовая проницаемость, м	Химический состав воды в <u>мг-эквивалентной форме</u> мг/дм3						Степень минерали- зации, <u>мг-экв/л</u> мг/дм3	Тип воды по Сулину СФН – сульфатонатриевый, ГКН- гидрокарбонатно-натриевый, ХЛМ – хлормagneзиевый, ХЛК - хлоркальциевый	Относится к источнику питьевого водоснабжения (ДА, НЕТ)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							HCO ₃ ⁻	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Na ⁺ + K ⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Q	0	5	поро- вый	1,0	17,2 -250	-	<u>5,8</u> 354.5	<u>22,2</u> 787	<u>11,9</u> 572	<u>0,7</u> 14	<u>0,6</u> 7	<u>38,6</u> 888	<u>79,8</u> 2622	ГКН	Да
Mz	5	1085	то же	1,02	до 800	-	<u>1,4</u> 85	<u>1042,8</u> 36970	<u>32,8</u> 1575	<u>93,96</u> 1883	<u>13,44</u> 163	<u>969,69</u> 22303	<u>2154,16</u> 62979	ХЛК	Нет
P ₂	1085	1845	то же	1,05	до 150	-	<u>1,7</u> 104	<u>1441</u> 51083	<u>58,7</u> 2819	<u>175,8</u> 3523	<u>99,4</u> 1209	<u>1222</u> 28106	<u>2988,6</u> 86844	ХЛК	Нет
P _{1s-a}	2200	2401	то же	1,13	до 300	-	<u>10</u> 610	<u>286,5</u> 10156	<u>50,4</u> 2421	<u>39,3</u> 788	<u>5,2</u> 63	<u>302</u> 6946	<u>693,4</u> 20984	СФН	Нет
C ₃ (КТ-I)	2401	2580	трещин- но-ка- вернозн. поровый	1,071	до 394	-	<u>9,18</u> 230	<u>2827,91</u> 58763,6	<u>35,78</u> 1909	<u>278,19</u> 3741	<u>107,6</u> 2107,6	<u>2854,1</u> 30835	<u>до</u> <u>6112,8</u> 97587,3	ХЛК	Нет
C ₂₋₁ (КТ-II)	2655	3320	трещинно- кавер- нозно- поровый	1,055	до 67,5	-	<u>32,01</u> 451,65	<u>2249,94</u> 53167,69	<u>40,14</u> 913,82	<u>293,96</u> 3198,58	<u>426,50</u> 993,90	<u>2009,70</u> 28383,03	<u>до</u> <u>5052,25</u> 87108,67	ХЛК	Нет

Примечание: Химический состав воды взят по результатам исследования скважин м/р Северная Трува.
Отметки ВНК будут уточнены по данным бурения и освоения скважины.



Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Градиент давления						Г р а д и е н т						Температура в конце интервала	
	от (низ)	до (верх)	Пластового			порового			гидроразрыва пород			горного давления			°С	Источник получения
			кгс-см ² на м		Источник получения	кгс-см ² на м		Источник получения	кгс-см ² на м		Источник получения	кгс-см ² на м				
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Kz+Mz	0	1085	1,0	1,0	Данные бурения скважин структуры Акжол	анализы не проводились (сведения отсутствуют)			1,71	1,71	По аналогии со структурой Такыр	1,95	1,95	Данные бурения скважин на структуре Сев. Трува и Такыр	25	исследования МДТ на скв.ЮТ-1 (Шлюмберже)
P ₂	1085	1845	1,0	1,0					1,71	1,71		1,98	1,98		39	
P _{1kg}	1845	2200	1,1	1,2					1,89	2,2		2,05	2,05		45	
P _{1s-a}	2200	2401	1,07	1,07					1,9	1,9		2,23	2,23		49	
KT-I	2401	2580	1,07	1,07					1,91	1,91		2,25	2,25		52	
МКТ	2580	2655	1,07	1,07					1,95	1,95		2,29	2,29		54	
KT-II	2655	3320	1,07	1,07					1,95	1,95		2,23	2,3		66	



Таблица 4.7

Возможные осложнения по разрезу скважины, поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет) при вскрытии	Градиент давления поглощения, кгс/(см ² м)		Градиент давления поглощения, кгс/(см ² м)
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Kz+Mz	5	1085	5-10	-	да	>1,1		превышение гидростатического давления над пластовым
P ₂	1085	1845	10-15	-	да	>1,2		
P _{1s-a}	2200	2401	20-40	-	да	>1,1		
КТ-I	2401	2580	20-40	-	да	>1,1		
КТ-II	2655	3320	до 60	-	да	>1,1		



Таблица 4.8

Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Буровые растворы, рекомендуемые			Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Тип раствора	Плотность, г/см ³	Дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость	
1	2	3	4	5	6	7
Kz+Mz	0	1085	амфотерный ионный полимерный глинистый раствор	1,1-1,15	Фильтрация не более 10см ³ /30мин	Проработка, промывка скважины
P ₂	1085	1845		1,14-1,18	Фильтрация не более 9-6 см ³ /30мин	
P _{1s-a}	2200	2401	полимерный глинистый раствор	1,15-1,17	Фильтрация не более 7-5 см ³ /30мин	



Таблица 4.9

Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и т.д.)	Раствор рекомендуемый			Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (ДА, НЕТ)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность г/см ³	водоотдача, см ³ /30 мин		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q+ Mz	0	1085	вследствии осыпей и сальникообразований	амфотерный ионный	1,1-1,15	менее 10	да	При бурении интервалов глин на растворе с высокой водоотдачей; при бурении пород, склонных к осыпям и обвалам
P ₂	1085	1845		полимерный глинистый р-р	1,14-1,15	9-6	да	
P _{1s-a}	2200	2401		полимерный глинистый р-р	1,15-1,17	7-5	да	



Таблица 4.10

Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид осложнения, желообразование, перегиб ствола, искривление, грифонообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
P ₁ kg:	1845	2200	Кавернообразование в интервалах каменной соли	За счет растворения соли

Таблица 4.11

Текущие породы

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу		Краткое название пород	Плотность бурового раствора, предотвращающая течение пород, г/см ³	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6
P ₁ kg	1845	2200	В интервалах каменной соли	1,28	При плотности раствора менее предусмотренного



Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м (по стволу)		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Плотность в поверхностных условиях г/см ³	Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.д.)
	от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	6	7
P _{1s} -a	2200	2401	нефть	0,866	нарушение технологии и параметров бурения при превышении пластового давления над забойным	в виде пленок нефти
КТ-I:	2401	2580	нефть	0,854		в виде пленок нефти
	2401	2580	вода	1,071		увеличение водоотдачи
КТ-II:	2655	3320	нефть	0,845		в виде пленок нефти
	2655	3320	вода	1,055		увеличение водоотдачи

Примечания: данные взяты из работы «Проект пробной эксплуатации месторождения Такыр»



Таблица 4.13

**Исследовательские работы
Отбор керна, шлама и грунта**

Индекс стратиграфического подразделения	Параметры отбора керна		Интервал, м		Метраж отбора керна, м	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу		Частота отбора шлама через, м	Индекс стратиграфического подразделения	Глубина отбора грунта, м	Тип бокового грунтоноса	Количество образцов пород, шт	Примечание
	минимальный диаметр, мм	максимальная проходка за рейс, м	от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
P_{1s-a} $C_3g+C_3k+C_2m_2^{mc}$ $C_2m_1^{ks+v} \quad C_2b+C_{1s}$	Отбор керна обычным способом				20 40 40	P_{1s-a} КТ-I КТ-II	2200 2401 2655	2401 2580 3320	Отбор шлама через 2м, при нефтегазопроявлении – через 1м		Отбор керна боковым грунтоносом не предусмотрен			



Геофизические исследования

Таблица 4.14

Наименование исследований	Масш- таб записи	Замеры и отборы производятся			Скважин. аппаратура и приборы	
		на глу- бине, м	в интервале, м			
				от (верх)	до (низ)	тип
1	2	3	4	5	6	7
Виды каротажа во время бурения						
БК,КНК,КВ,ПР,ГК,НГК,ПС, инклинометрия	1 : 500	1085	0	1085		
БК,КНК,КВ,ПР,ГК,НГК,ПС, АК, ГГКП, инкл.	1 : 500	2220	1035	2220		
БК,МБК,КНК,КВ,ПР,ГК,НГК,ПС,АК,ГГКП,инкл	1 : 500	3320	2170	3320		
ГТИ (газовый каротаж)		3320	1085	3320		
MDT-модульный динамический испытатель пластов		2401	2200	2401 (P _{1s} -a)		
		2580	2401	2580 (КТ-I)		
		3320	2655	3320 (КТ-II)		
Виды каротажа после бурения						
P _{1s} -as - (по результатам ГТИ)	1 : 200	2401	2220	2401	ECLIPSE	5700
КТ-I	1 : 200	2580	2401	2580		
КТ- II	1 : 200	3320	2655	3320		
DLL – БК, боковой каротаж	1 : 200	3320	2655	3320		
MSFL – МБК, боковой микрокаротаж	1 : 200	3320	2655	3320		
АС – АК, акустический каротаж	1 : 200	3320	2655	3320		
CNL – КНК, компенсированный нейтронный каротаж	1 : 200	3320	2655	3320		
ZDL - литолого-плотностной каротаж	1 : 200	3320	2655	3320		
GR – ГК, гамма каротаж	1 : 200	3320	2655	3320		
SP–ПС, каротаж потенциалов самопроизв.поляризации	1 : 200	3320	2655	3320		
CAL – КВ, кавернометрия	1 : 200	3320	2655	3320		
XMAC- дипольный акустический каротаж	1 : 200	3320	2655	3320		
MRIL – ядерно-магнитный каротаж	1 : 200	3320	2655	3320		
XRMI- электрический фотокаротаж	1: 40	3320	2655	3320		
Виды каротажа по контролю за качеством цементирования						
АКЦ, ГК	1 : 500	1085	0	1085		
АКЦ, ГК	1 : 500	2220	885	2220		
АКЦ, ГК	1 : 500	3320	2020	3320		

Примечание: Интервалы и объемы исследований корректируются геологической службой АО «СНПС-Актобемунайгаз» с учетом фактического разреза скважины, ее состояния и технической оснащенности подрядчика



Станция ГТИ согласно требованиям п.684 «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» Приказ Министерства по инвестициям и развитию РК от 30.12.2014 №355 (с изменениями и дополнениями от 22.11.2019 г.) устанавливается с учетом схемы размещения буровой установки, манифольда, дорог и коммуникаций, обеспечения прямой видимости объекта, на расстоянии - высота вышки плюс 10 метров от устья скважины.

Далее с соблюдением п.673, п. 674, п.676, п.677, п.679, п.680, п.681, п.683, п.685:

Перед началом работ устанавливаются датчики ГТИ на буровой установке.

Монтаж датчиков должен производиться бригадой вышкомонтажников в присутствии ответственного представителя службы ГТИ производителя.

После монтажа производится опрессовка датчиков и составляется Акт проверки готовности скважины к проведению ГТИ .

При проведении ГТИ необходимо:

1) немедленно выходить на связь с оператором при получении вызова по переговорному устройству;

2) выходить на связь с персоналом партии ГТИ во всех случаях выхода технологического процесса за установленные границы с целью совместного выявления ситуации в кратчайшее время;

3) не допускать повреждения датчиков, кабелей и другого оборудования станции ГТИ, смонтированного на буровой установке;

4) по требованию оператора производить манипуляции с буровым оборудованием для проверки и калибровки датчиков, установленных на буровой;

5) по рекомендации оператора изменять параметры режима бурения, прекращать или продолжать бурение, если в Техническом задании включены работы по оптимальному управлению бурением;

6) проводить тестирующие операции для подтверждения факта наличия предаварийной ситуации.

К работе на станциях ГТИ допускаются лица, прошедшие соответствующее профессиональное обучение и проверку знаний по основным и совмещаемым профессиям.

Обо всех случаях аварийных ситуаций и отклонений регистрируемых параметров от указанных в проектной документации операторы станции ГТИ должны информировать представителей организации - владельца опасного производственного объекта и членов буровой бригады.

В случае невыполнения членами буровой бригады рекомендаций по предотвращению аварийной ситуации старший по смене оператор станции ГТИ обязан сделать соответствующую запись в вахтовом журнале буровой бригады и после этого выйти на связь с представителем Заказчика (в случае его отсутствия на скважине).

Буровая бригада предупреждается обо всех случаях выхода контролируемых параметров за пределы заданных коридоров значений с целью своевременного обнаружения отклонения технологического процесса от нормы, как за счет осложнения скважины, так и за счет предаварийного состояния бурового инструмента и оборудования.

Соединительные кабели и газовоздушная линия размещаются на опорах в защитных приспособлениях.

Геологические, геохимические и технологические исследования на основе изучения физико-химических свойств промывочной жидкости, шлама, керна и пластового флюида, регистрации технологических параметров бурения и СПО в реальном масштабе времени обеспечивают:

- 1) определение признаков ГНВП;
- 2) предупреждение аварий и инцидентов;
- 3) оптимизацию процесса бурения;



- 4) расчет поровых, пластовых давлений;
- 5) литологическое разделение горизонтов;
- 6) выделение пластов-коллекторов;
- 7) определение характеристики насыщения коллекторов;
- 8) уточнение интервалов отбора керна, испытания пластов и геофизических исследований.

При проведении газового каротажа не допускается добавлять нефть и углеводороды в промывочную жидкость.

При завершении бурения циркуляция продолжается до выхода забойной порции промывочной жидкости на поверхность.

По результатам ГТИ производится регистрация данных на диаграммах, в Рабочем журнале по проведению ГТИ, составляется акт исследований. В процессе бурения скважины более года, акт и отчет о результатах исследований составляют на исследуемый интервал.



Таблица 4.15

Работы по испытанию и освоению скважины, сведения по эксплуатации
Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины)

Индекс stratigraphического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкций продуктивного забоя: колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (ДА, НЕТ)	Количество режимов (штыцеров) испытания, шт	Диаметр штыцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетательной скважины: смена раствора на воду (РАСТВОР – ВОДА) смена раствора на нефть (РАСТВОР – НЕФТЬ), смена воды на нефть (ВОДА – НЕФТЬ), аэрация (АЭРАЦИЯ), понижение уровня компрессорами (КОМПРЕССОР)	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							максимальное снижение уровня, м	плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
КТ-II	1	2655	3320			колонна, цемент	стационарная	да	Не менее 3-х		1. Замена раствора на нефть, обработанную ингибитором (КО-101)	1328	0,845
КТ-I	2	2401	2580									1032	0,854
P ₁ s-a	3	2220	2401									960	0,866

Примечание: интервал перфорации пласта-коллектора определяется после проведения геофизических исследований



5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Таблица 5.1

Характеристика и устройство шахтового направления и шурфа

Характеристика трубы					ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Подготовка шахты, спуск и крепление направления
наружный диаметр, м	длина	марка материала	толщина стенки, мм	масса, т		
1	2	3	4	5	6	7
508.0 244.5	30 18	J-55 Д	11.13 10.0	4.2 1.0	5СТ АНИ ГОСТ 632-80	Шахта под направление 3.0х 2.2 х 2.0м Направление Ствол под шурф для квадрата, бурится турбобуром долотом d 311,2мм под углом 20° к вертикали на глубину 18м

Выбор конструкции скважины осуществляется исходя из решаемых ею задач, с учетом требований «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года №355.

Проектная конструкция скважины должна обеспечивать:

- максимально возможное использование пластовой энергии продуктивных горизонтов в процессе эксплуатации за счет оптимальной конструкции забоя и диаметра эксплуатационной колонны;
- применение эффективного оборудования, оптимальных способов и режимов эксплуатации, поддержание пластового давления, теплового воздействия других методов повышения нефтегазоотдачи пластов;
- условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины;
- получение горно-геологической информации по вскрываемому разрезу;
- условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга и от дневной поверхности;
- максимальную унификацию по типоразмерам обсадных труб и ствола скважины;
- проведение испытания на прочность и герметичность;
- соответствие фактическим геолого-техническим условиям строительства и эксплуатации скважин;

Принимая во внимание геологические особенности разреза, оптимальное число обсадных колонн и глубины установки их башмаков при проектировании конструкции скважины определено количеством зон с несовместимыми условиями проводки ствола по градиентам пластовых (поровых) давлений гидроразрыва (поглощения) пластов, прочности и устойчивости пород (рис.5.1).



График совмещенных давлений

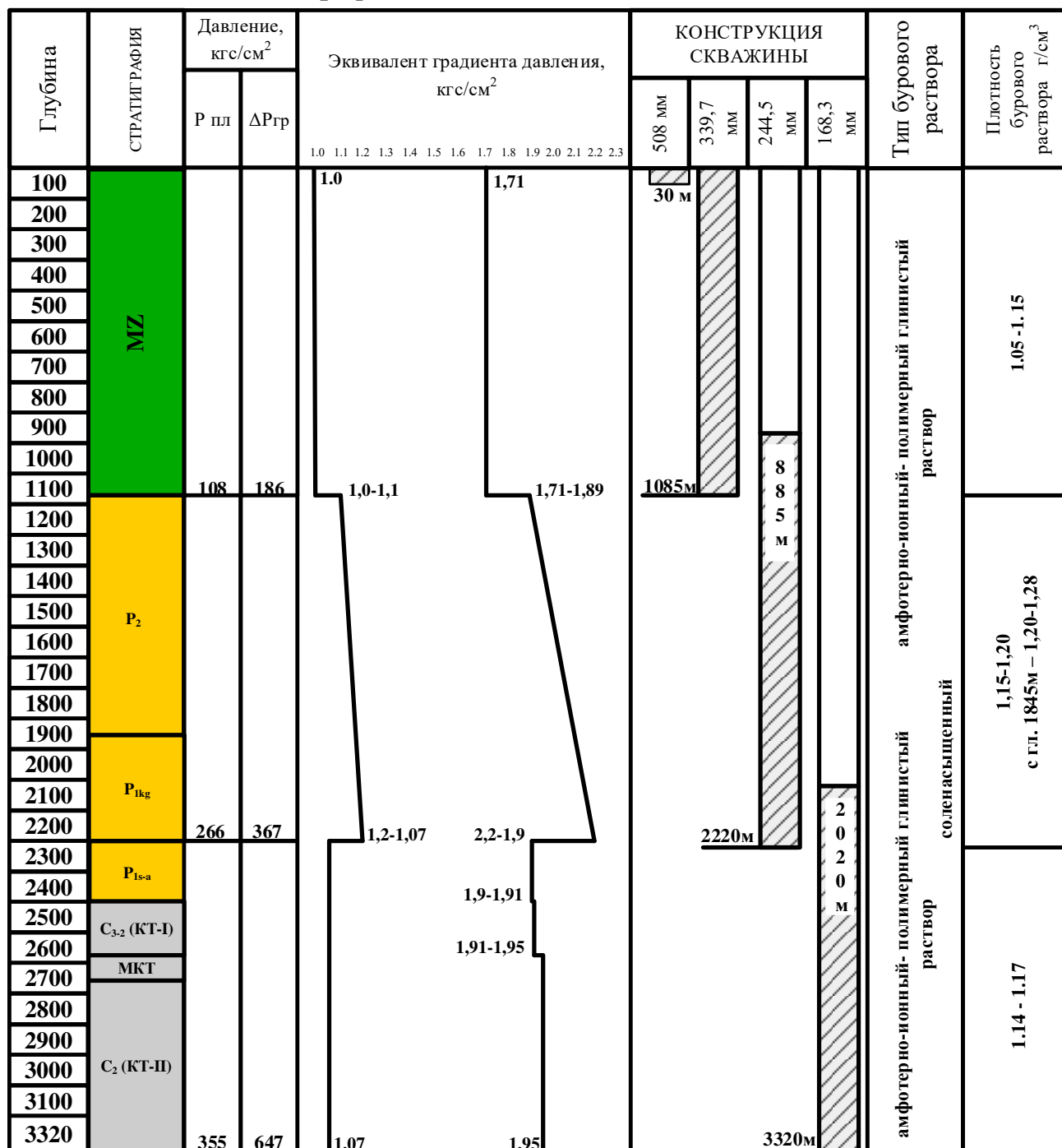


рис.5.1 График совмещенных давлений



Таблица 5.2

Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Интервал по стволу скважины	Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале ,мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъема тампонажного раствора за колоннами, м	Количество раздельно спускаемых частей колонны, штук	Номер раздельно спускаемой части в порядке спуска	Интервал установки раздельно спускаемой части,	Необходимость спуска колонны (в том числе) в один прием или секциями
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Направление	0-30	660	0	1	1	0-30	Перекрытие зон возможного поглощения бурового раствора в верхне -меловых отложениях и перекрытие верхних неустойчивых пород
2	Кондуктор	0-1085	444,5	0	1	1	0-1085	Перекрытие неустойчивых пород в нижнемеловых, юрских и триасовых отложениях
3	Промежуточная колонна	0-2220	311,2	885	1	1	0-2220	Для перекрытия пород склонных к осыпям и обвалам
4	Эксплуатационная колонна	0-3320	215,9	2020	1	1	0-3320	Разобшение нефтеносных горизонтов.



Таблица 5.3

Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Раздельно спускаемые части										
	Номер в порядке спуска	Количество диаметров, шт	Номер одноразмерной части в порядке спуска	Наружный диаметр, мм	Интервал установки одноразмерной части, м	Ограничение на толщину стенки не более, мм	Соединение обсадных труб каждой одноразмерной части				
							Количество типов соединений, шт	Номер в порядке спуска	Условный код типа соединения	Максимальный наружный диаметр соединения, мм	Интервал установки труб с заданным типом соединения, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	1	1	508	0-30	11,13	1	1	BC	533	0-30
2	1	1	1	339,7	0-1085	10,92	1	1	BC	365	0-1085
3	1	1	1	244,5	1795-2220	11,99	1	1	BC	269,9	1795-2220
				244,5	200-1795	11,05	1	2	BC	269,9	200-1795
				244,5	0-200	11,99	1	3	BC	269,9	0-200
4	1	1	1	168,3	0-3320	12,07	1	1	-	187,7	0-3320

Примечание: Допускается применение обсадных колонн с другими резьбовыми соединениями, с аналогичными прочностными характеристиками, основным требованием к резьбовым соединениям обсадных труб является сохранение герметичности соединения, в том числе газовой, при высоких уровнях механических нагрузок (растяжение, сжатие, изгиб, кручение).



**Технико-технологические мероприятия,
предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции**

№№	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1 2 3	Фильтрацию и структурно-механические показатели поддерживать в пределах, указанных в ГТН Введение заданного количества смазывающих добавок (нефть, графит). Путем использования трехступенчатой очистки бурового раствора довести степень очистки до 50-60%.	Предупреждение осыпей, обвалов и прихватов в интервалах: 0-1085м 1085-1845м 2200-2401м
4	Содержание соли в буровом растворе перед вскрытием кунгурских отложений довести до 320 г/л.	Предупреждение кавернообразования
5	При бурении интервалов 5-1085, 1085-1845, 2200-2401, 2401-2580м, 2655-3320м плотность, вязкость, СНС и реологические показатели поддерживать минимально допустимыми.	Предупреждение поглощения бурового раствора
6	Снизить скорость спускоподъемных операций. При вскрытии продуктивных отложений руководствоваться «Правилами по вскрытию сероводородсодержащих горизонтов».	Предупреждение агрессии сероводорода
7	Обеспечить дегазацию промывочной жидкости и установить контроль за доливом её во время подъема бурильной колонны.	



6. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

6.1 Общие положения

Параметры, тип бурового раствора и химические реагенты для его обработки выбраны основываясь на большом опыте бурения скважин на месторождениях АО «СНПС-Актобемунайгаз», опираясь на инженерные решения с учетом следующих требований:

- предупреждение осложнений в процессе бурения;
- снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую среду;
- доступность и технологическая эффективность химреагентов.

Хорошие кольматирующие свойства, низкая фильтрация при высокой температуре и давлении, хорошая смазывающая способность раствора позволяющая создавать противодавление на пласт, поддерживать стабильность ствола скважины и до минимума уменьшить вероятность осложнений.

При прохождении первых 50м продуктивного горизонта обеспечить достаточное содержание в растворе реагентов ZD-1 и EP, для обеспечения кольматирующих свойств, после вскрытия продуктивных пластов поддерживать стабильные параметры бурового раствора, не допускать значительных отклонений. Обеспечить все необходимые технологические условия, для предотвращения возникновения осложнений.

Основные типы и параметры бурового раствора для бурения и вскрытия продуктивных пластов представлены в таблице 6.1., компонентный состав бурового раствора и характеристики в таблице 6.2

Особое внимание уделяется выбору раствора при вскрытии продуктивного пласта, с учетом следующих требований «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года №355:

Персонал буровой установки обучается методам раннего обнаружения газонефтевого проявления (далее ГНВП), практическим действиям по герметизации устья скважин и ее глушению, правилам эксплуатации противовыбросового оборудования (далее ПВО), использования средств индивидуальной защиты (далее СИЗ), оказания доврачебной помощи.

Для раннего обнаружения ГНВП осуществляется контроль прямых и косвенных признаков согласно технологического регламента по всем показателям; обеспечивается жесткий контроль за химическими и реологическими свойствами бурового раствора, для чего все основные параметры должны измеряться каждые 4 часа, плотность через 10-15 минут (при проявлениях через 5 минут) и условная вязкость через 10-15 минут.

Так как скважина является оценочно-разведочной с глубины 2220м до забоя устанавливается станция геолого-технических исследований (ГТИ).

При контроле технологического процесса строительства скважины и выполнении мероприятия, обеспечивающих своевременное распознавание предаварийных ситуации предотвращение выбросов и открытых фонтанов гарантировано. Буровые бригады, работающие на буровых, где ожидается ГНВП, должны знать признаки проявления.

Прямые:

- снижение плотности промывочной жидкости и разгазирование ее;
- увеличение объема циркулирующей промывочной жидкости в приемных емкостях буровых насосов;
- выделение газа из скважин;
- перелив промывочной жидкости из скважины при прекращении ее промывки;
- увеличение газопоказаний на станциях газокаратажа.

Косвенные:

- увеличение механической скорости бурения;



- уменьшение гидравлических сопротивлений на выкиде насосов;
- увеличение веса инструмента на крюке (по показания ГИВ) и др.

Основным средством, предотвращающим ГНВП в бурящихся скважинах, является применение промывочных жидкостей надлежащего качества, которые способны:

- создавать своим весом необходимое противодействие на пласт;
- надежно глинизировать пористые пласты, создавая в стенках скважины тонкую, плотную корку (иметь низкую водоотдачу);
- обладать минимально допустимой вязкостью и статическим напряжением сдвига для обеспечения дегазации.

Плотность бурового раствора должна быть немедленно увеличена в случае небольшого непрерывного движения раствора из скважины при остановленной циркуляции.

Мероприятия по предупреждению проявлений:

При обнаружении признаков ГНВП буровая бригада обязана действовать согласно п.77,78 «Правила обеспечения промышленной безопасности...» от 30 декабря 2014 года №355:

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.

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) после герметизации устья передает сообщение ответственному лицу контроля и оператору станции ГТИ;

8) дальнейшие работы по ликвидации проявления ведутся по указанию руководства организации при участии АСС, в зависимости от соотношений остаточных давлений на стояке и в обсадной колонне по методике ликвидации ГНВП и специальному плану согласованному с АСС и утвержденному руководством организации.

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.

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) после герметизации устья передает сообщение ответственному лицу контроля и оператору станции ГТИ;

5) 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 немурфовой 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 соединяет патрубок планшайбы с колонной 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.

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.

Контроль параметров бурового раствора определяется в соответствии с проектом, технологическим регламентом с записью в журнале:

- рецептура и методика приготовления, обработки, утяжеления и очистки бурового раствора соответствуют технологическим регламентам.

- показатели свойств бурового раствора не реже одного раза в неделю контролируются специалистами буровой организации.



Таблица 6.1

Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м	Параметры бурового раствора												
		Плотность, г/см ³	Условная вязкость, сек	Водоотдача, мл	СНС, Па		Корка, мм	Содержание песка	Содержание твердой фазы, %	pH	Минерализация, г/л	Пластическая вязкость, МПа.с	ДНС, Па	Плотность до утяжеления, г/см ³
					1	10								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Амфотерно – ионно-полимерный глинистый раствор	0-1085	1,05-1,15	38-45	< 6	0-2	1-6	< 1	≤0,8	-	11-12	45-55	8-15	3-8	1,05
Амфотерно – ионно-полимерный глинистый раствор	1085-1845	1,15-1,20	45-55	≤4,5-5	1-3	3-15	< 0,5	≤0,6	15-35	9,5-10	25-40	12-25-60	6-15	1,15
	1845-2220	1,20-1,28												1,20
Амфотерно-ионно-сульфатно-полимерный глинистый раствор	2220-3320	1,14-1,17	50-65	≤5	0,5-2	1-5	< 0,5	≤ 0,5	< 8	9-10	30-40	18-25	7-10	1,14



Таблица 6.2

Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент

Номер интервала	Интервал, м		Название раствора	Плотность раствора	Смена рас-ра для бур. интерв.	Название компонента	Концентрация, %
	от (верх)	До (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8
I-II	0	1085	амфотерно – полимерный глинистый раствор	1.05-1.15	нет	Бентонит Na ₂ CO ₃ NaOH FA 367 XY-27	5 0,1 0,1 0,3 0,1
III	1085	1845	амфотерно – сульфатный глинистый раствор	1.15-1.20	нет	Бентонит Na ₂ CO ₃ NaOH FA 367 XY-27 PAC-LV	5,5 0,2 0,3 0,3 0,1 0,3
	1845	2220	соленасыщенный	1.20-1.28		PAC-RL SMP-2 NaCl	0,1 2 31,13
IV	2220	3320	Амфотерно-ионно-полимерный глинистый раствор	1.14-1.17	да	Бентонит Na ₂ CO ₃ NaOH FA 367 PAC-LV PAC-RL KC1 EP-1 ZD-1	5 0,1 0,2 0,3 0,3 0,2 5 2 3



Таблица 6.3

Потребность бурового раствора и компонентов для его приготовления, обработки и утяжеления

№	Наименование	Тип	Ед. изм-я	Расход		
				Под кондуктор	Под тех. колонну	Под. экс. колонну
1	2	3	4	5	6	7
1	Коагулянт	FA-367	кг/м ³	3	5	4
2	Разжижитель	XY-27	кг/м ³	1	1	2
3	Стабилизатор	SMP-2	кг/м ³	-	30	-
4	Кольматант	ZD-1	кг/м ³	-	-	30
5	Кольматант	EP-1	кг/м ³	-	-	20
6	Кальцинированная сода	Na ₂ CO ₃	кг/м ³	1	2	1
7	Каустическая сода	NaOH	кг/м ³	1	3	2
8	Бентонит		кг/м ³	50	55	50
9	Понижитель фильтрации	PAC-LV	кг/м ³	-	2	4
10	Понижитель фильтрации	PAC-RL	кг/м ³	-	3	2
11	Хлористый натрий	NaCl	кг/м ³	-	25% от объема	-
12	Ингибитор	KCl	кг/м ³	-	-	50
13	Барит	BaSO ₄	кг/м ³	По необходимости		

Таблица 6.4

Потребность барита для утяжеления бурового раствора

Интервал бурения, м	Плотность бурового раствора, гс/см ³		расхода барита, кг/м	Потребность барита, т
	в начале интервала	в конце интервала		
1	2	3	4	5
Бурение 0-1085м	1.05	1.15	-	-
Бурение 1085-1845м	1.15	1.20	-	-
ин-л 1845-2220м	1.20	1.28	соленасыщенный	-
Бурение 2220-3320м	1.14	1.17		по необход-ти 50
Резервный				



Таблица 6.5

Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки раствора	Плотность компонента, г/см ³	Норма расхода на обработку 1м ³ раствора, кг/м ³	Количество, тн
1	2	3	4	5	6
1	Направление	Кальцинированная сода	2.5	5	28
2	Кондуктор	Кальцинированная сода	2.5	5	412
3	Промежуточная	Кальцинированная сода	2.5	5	422
4	Эксплуатационная	Кальцинированная сода	2.5	5	266

Таблица 6.6

Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки раствора	Плотность компонент, г/см ³	Норма расхода на обработку 1м ³ рас-ра, кг/м ³	Количество, тн
1	2	3	4	5	6
1	Направление	Графит ГС-1	2.2	5	0,06
2	Кондуктор	Графит ГС-1 Крахмал КМЦ-500	2.2 - 1.7	5 10 5	1,0 2,0 1,0
3	Промежуточная	Нефть КМЦ-500	0.86 1.7	50 2	10,0 0,4
4	Эксплуатационная	Нефть Графит ГС-1	0.86 2.2	60 5	8,4 0,7

* Допускается применение аналогичных хим.реагентов другого производства



Таблица 6.7

Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер или шифр	Количество, шт	Использование очистных устройств		Примечание
			Интервал, м		
			от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6
1. Глиномешалка	HQ-200B	1	2200	3320	
2. Вибросито	ATL-1000 x 2	1			
3. Гидроциклон	NCS-12 x 12	1			
4. Илоотделитель	NCN-100 x 2	1			
5. Центрифуга	LW400 x 860	1			
6. Пескоотделитель	NCS-300 x 2	1			
7. Дегазатор	LCN-355	1			



7. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Таблица 7.1

Способы, режимы бурения ствола скважины и применяемые КНБК

Интервал ,м		Вид технологической операции	Типоразмер, шифр элементов долота	Способ бурения	Режимы бурения			
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	подача насосов, л/с	Давление на стояке, кгс/см ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	30	Бурение	III-660PC1	роторный	с навеса до 4	80	55	70
30	1085	Бурение, проработка	III-444,5 SHT-22R1	роторный	2-4	60-110	50-55	20-70
1085	2220	Бурение проработка	III 311,2 MS1952SS	роторный	2-10	80-100	45-50	50-100
2220	3320	Бурение проработка	III-215.9 HJT-517J	роторно-винтовой	2-8	ВЗД+60	26-30	60-130



Таблица 7.2

Потребное количество элементов КНБК

Номер колонны в порядке спуска	Типоразмер, шифр элементов	Вид технологической операции	Интервал работ по стволу, м		Потребное количество на интервал, шт (для УБТ- метры)
			от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6
1	III-660мм PC1 УБТ ϕ 228,6мм ТФ 444,5мм	Бурение	0	30	1
		Бурение		18	18
2	III-444.5мм SHT-22R1 УБТ ϕ 228,6мм КЛС ϕ 444,5мм УБТ ϕ 228,6мм УБТ ϕ 203,2мм УБТ ϕ 177,8мм ТФ-311,2мм	Разбуривание обратного клапана и башмака	20	30	1
		Бурение	30	1085	2-3
		Бурение			18
		Бурение			9
		Бурение			55
		Бурение			78
		Разбуривание обратного клапана и башмака	1065	1085	1
		Бурение	1085	2220	2-3
3	III-311.2 мм MS1952SS III-311.2 мм MS1952SS УБТ ϕ 228,6мм КЛС ϕ 311,2мм УБТ ϕ 228,6мм УБТ ϕ 203,2мм УБТ ϕ 177,8мм	Проработка	1085	2220	1
		Бурение			18
		Бурение			9
		Бурение			28
		Бурение			27
		Бурение			
		Бурение			



продолжение таблицы 7.2					
1	2	3	4	5	6
4	ТФ-215.9 мм	Разбуривание обратного клапана			
	III-215.9 мм НТТ-517J	и башмака	2200	2220	1
	ВЗД Ø172мм	Бурение	2220	3320	3-4
	УБТ Ø 158,7 мм	Бурение			9
	КЛС Ø 214 мм	Бурение			155
	УБТ Ø 158,7 мм	Бурение			

- Отбор керна обычным способом, компоновка для отбора керна в Р₁S-а (20), КТ-I (40м) и КТ-II (40м): Долото Ø215,9 мм-MQJ-215B-0.36м. + Керноприемник MQJ215B-9,23м.+УБТ Ø 158,7 – 100м. + ТБТ Ø127 HWDP–166м. + СБТ Ø127 – ост. Общий метраж 100м.



Таблица 7.3

Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции	Тип оснастки
от(верх)	до (низ)		
1	2	3	4
0	1085	Бурение, спуск обсадных колонн	5 х 6
1085	3320		5 х 6



Таблица 7.4

Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях м	Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)			тип (шифр)	нар-ужный диаметр	марка (группа прочн.)	толщина стенки, мм	тип замкового соедин.		секции	нарастающая с учетом КНБК	статическую прочн.	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение, проработка	0	30	30	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	12	0,4	5,6		
Бурение, проработка	30	1085	1085	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	925	29,8	62,5	5,1	> 1,5
Разбурив. цемента и башмака	1065	1085												
Бурение, проработ.	1085	2220	2220	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	2138	68,8	87,2	2,8	> 1,5
Разбурив. цемента и башмака	2200	2220												
Бурение, проработ.	2220	3320	3320	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	3156	101,6	123,7	2,0	> 1,5



Режим работы буровых насосов

Интервал ,м		Вид технологической операции	Тип буровых насосов	Кол-во насосов, шт	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от(верх)	до(низ)				коэффициент использован. гидравличес. мощности	Ø цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в минуту	производительность, л/с(из характеристики насоса)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	30	Бурение, промывка	F-1300	2	62,0	180	185	0.8	55	46,5x0,8	37,0x2
30	1085	Бурение, проработка, промывка	F-1300	2	63,0	180	207	0.8	55	46,5x0,8	37,0x2
1085	2220	Бурение, проработка, промывка	F-1300	2	65,0	170	207	0.9	50	41,5x0,9	37x2
2220	3320	Бурение, проработка, промывка	F-1300	1	52,0 65	150 170	268 207	0.9 0,9	55 50	32,32x0,9 41,5x0,9	29,0 37

Примечание: Тип бурового насоса может меняться в зависимости от комплектации буровой установки.



Таблица 7.6

Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид техноло- гической операции	Давление на стояке в кон- це интервала, кгс/см ²	Потери давлений (кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке бу- ровой уста- новки
				долоте (насадках)	УБТ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	30	бурение	70	90,0	3.6	0,8	0,2	23,2
30	1085	бурение	20-70	90,0	7.6	22	0.8	9,1
1085	2220	бурение	50-100	130,0	4.5	23	1.7	8,9
2220	3320	бурение	60-130	100,0	3.4	17,0	7.0	26,3



Таблица 7.7

**Характеристика и масса бурильных труб,
УБТ по интервалам бурения**

Название обсадной колонны	Интервал ,м	Характеристика бурильных труб, УБТ				Длина труб на интервале , м	Масса труб, т	
		Тип (шифр)	Наружный диаметр	Марка материала (группа прочности) Толщина стенки, мм	Тип замкового соединения (резьба)		Теоретическая	С нормативным запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление	0-30	УБТ	228,6		NC-61	18	5,2	5,46
Итого:		СБТ	127	G-105	3-133	12	0,4	0,42
				9,19			5,6	5,9
Кондуктор	0-1085	УБТ	228,6		NC-61	18+9	7,8	8,2
		УБТ	203,2		NC-56	55	12,2	12,8
		УБТ	177,8		NC-50	78	12,7	13,3
Итого :		СБТ	127	G-105	3-133	925	29,8	31,3
				9,19			62,5	65,6
Промежуточная	0-2220	УБТ	228,6		NC-61	18+9	7,8	8,2
		УБТ	203,2		NC-56	28	6,2	6,5
		УБТ	177,8		NC-50	27	4,4	4,6
Итого :		СБТ	127	G-105	3-133	2138	68,8	72,2
				9,19			87,2	91,5
Эксплуатационная	0-3320	УБТ	158,7		NC-46	164	22,1	23,2
Итого :		СБТ	127	G-105	3-133	3156	101,6	106,7
				9,19			123,7	129,9
Для работы в эксплуатационной колонне	0-3320	СБТ	88,9	G-9,35	3-102	3320	71,4	75
Итого:							71,4	75



Таблица 7.8

Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологическ. операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с.см ²	Схема промывки до лота(центральная, перифер. комбин.)	Диаметр сопла на центральный. отверстии мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения м/с	Мощность срабатываемая на долоте кВт
от (верх)	до (низ)						кол-во	диаметр		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	30	бурение	0,4	0,015	централь.	23,5	3	16x15x15	128,1	495
30	500	бурение	0,4	0,03	перифер.	23,6	3	16x13x13	128,1	495
500	1085	бурение	0,89	0,045		21,9	3	15x13x13	119,2	456
1085	1845	бурение	0,66	0,045		21,9	3	15x13x13	105,4	465
1845	2220	бурение	1,04	0,045		21,9	3	15x13x13	130,4	245
2220	3320	бурение	1,01	0,051		15,6	2	13x11	123,4	213



8. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

Таблица 8.1

Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Распределение избыточных давлений по длине раздельно спускаемой части колонны					
			глубина, м		наружное, кгс/см ²		внутреннее, кгс/см ²	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Направление	1	0	30	0	1.0	При цементир. 24	17
2	Кондуктор	1	0	1085	0	108	141 При опрессовке 141	242
3	Промежуточная колонна	1			по горному 221	давлению 249		
			1795	2220	221	249	235	237
			200	1795	60	221	232	235
			0	200	0	60	219	232
							при опрессовке 219	
4	Эксплуатационная	1	0	3320	0	245	320 при опрессовке 320	267



Таблица 8.2

Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристика обсадных труб					Рекомендуется к использованию
наружный диаметр	производство	условный код типа соединения	марка труб	толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6
508	Импортное	BC	J-55	11.13	Да
339.7	Импортное	BC	J-55	10.92	Да
244.5	Импортное	BC	L-80	11.05	Да
	Импортное	BC	L-80	11.99	Да
168,3	Импортное	-	90SS	12.07	Да

Примечание: Допускается применение обсадных колонн с другими резьбовыми соединениями, с аналогичными прочностными характеристиками, основным требованием к резьбовым соединениям обсадных труб является сохранение герметичности соединения, в том числе газовой, при высоких уровнях механических нагрузок (растяжение, сжатие, изгиб, кручение).



Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска	Номер равнопрочной секции труб	Интервал установки равнопрочной секции, м	Длина секции, м	Масса секции, т	С нормативным запасом 5%	Характеристика обсадной трубы			Коэффициенты запаса прочности при		
						Номинальный наружный диаметр, мм	Код типа соединения	Марка материала труб Толщина стенок, мм	Избыточное давление наружном	внутреннем	растяжении
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	0-30	30	4,2	4,4	508	BC	J-55*11,13	9,0	3,3	16
2	1	0-1085	1085	98,7	103,6	339,7	BC	J-55*10,92	1,4	1,5	4,4
3	1	1795-2220	425	29,8	31,3	244,5	BC	110T*11,99	2,0	2,7	22,7
	2	200-1795	1595	103,4	108,6	244,5	BC	L-80*11,05	1,2	1,9	3,4
	3	0-200	200	14	14,7	244,5	BC	L-80*11,99	5,4	2,1	3,3
		Итого:	2220	147,2							
4	1	0-3320	3320	158	165,9	168,3	-	90SS*12,07	3,2	2,4	2,4

Примечание: Допускается применение обсадных колонн с другими резьбовыми соединениями, с аналогичными прочностными характеристиками, основным требованием к резьбовым соединениям обсадных труб является сохранение герметичности соединения, в том числе газовой, при высоких уровнях механических нагрузок (растяжение, сжатие, изгиб, кручение).



Режим спуска обсадных труб

Обсадная колонна			Тип,шифр, инструмента для спуска	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины одинаковой допустимой скоростью спуска труб,м	Допустимая скорость спуска труб,м/с	Периодичность долива колонны,м	Промежуточные промывки		
Номер в порядке	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска		Шифр или название	ГОСТ,ОСТ, ТУ на изготовление				Глубина,м	Продолжительность	Расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Направление	1	Элеватор	По рекомендации фирм поставщиков	5А2-АНИ (для импор тных труб	0-30	0,6	30	30	1цикл	50
2	Кондуктор	1	Спайдер- элеватор	тоже	тоже	0-1085	0,6	200	1085	1цикл	50
3	Промежу- точная	1	Спайдер- элеватор	тоже	тоже	0-2220	0,6	250	800 2220	1цикл 1цикл	30 30
4	Эксплуата- ционная	1	Спайдер- элеватор	тоже	тоже	0-2000 2000-3320	1 0,6	250	2000 3320	1цикл 1цикл	20 20
Примечание : При спуске обсадных труб руководствоваться рекомендациями фирм -поставщиков											



Таблица 8.5

Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Натяжение эксплуатационной колонны, тс	Плотность жидкости для опрессовки, г/см ³		Давление на устье скважины при опрессовке, кгс/см ²		Номер равнопрочной секции в раздельно спускаемой части (снизу вверх)
				Раздельно спускаемой части	Цементного кольца	Раздельно спускаемой части	Цементного кольца	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Направление	1	-	-	-	-	-	-
2	Кондуктор	1	-	1,15	1,15	141	10	1
3	Промежуточная	1	-	1,00	1,00	219	60	1.2.3.
4	Эксплуатационная	1	70	1,00	-	320	-	1

Таблица 8.6

Цементирования обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по раздельно спускаемой части колонны		Данные о каждой ступени цементирования		Интервал глубины цементирования, м	
			Номер в порядке спуска	Интервал установки, м	Высота цементного стакана	Название порции тампонажного раствора	От (верх)	До (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Направление	Прямой	1	0-30	5	Буферная Тампонажная Буферная Продавочная	- 0 25 0	- 30 30 25
2	Кондуктор	Прямой	1	0-1085	20	Буферная тампонажная буферная продавочная	- 0 1025 0	- 1085 1065 1025
3	Промежуточная	Прямой	1	0-2220	20	Буферная тампонажная буферная продавочная	- 885 2160 0	- 2220 2200 2160



Продолжение таблицы 8.6								
4	Эксплуатационная	Прямой	1	0-3320	20	Буферная тампонажная буферная продавочная	- 2020 3260 0	- 3320 3300 3260

Таблица 8.7

Характеристика жидкости для цементирования

Номер колонны в порядке Название колонны	Номер части колонны в Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)								
		Тип или название	Объем порции ,м ³	Плотность ,г/см ³	Пластическая вязкость ,сП	Динамическая напряжение сдвига,мгс/см ²	Время начала схватывания,мит	Время,ОЗЦ,ч		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	1	1	Буферная Тампонажная Буферная Продавочная	4 9,4 2 5,0	1,0 1,8 1,0 1,15	- Не регламентируется 15 30 -	- - - -	- 120 - -	- 16 - -
2	Кондуктор	1	1	Буферная Тампонажная Буферная Продавочная	3 112,1 2 87	1.0 1.85 1.0 1.15	Не регламентируется 15 30 Не регламентируется -	- - - -	- 150 - -	- 15 - -
3	Промежуточная	1	1	Буферная Тампонажная Буферная Продавочная	4 105,1 2 86,8	1,7 1.86 1.7 1.30	Не регламентируется - - -	- - - -	- 210 - -	- 24 - -
4	Эксплуатационная	1	1	Буферная Тампонажная Буферная Продавочная	3 37,3 2 55,5	1,02 1,89 1,02 1,12	Не регламентируется - - -	- - - -	- 240 - -	- 24 - -
Примечание : Количество продавочной жидкости уточняется в зависимости от фактической глубины спуска колонн.										



**Компонентный состав жидкостей для цементирования
и характеристики компонентов**

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу- вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность , г/см ³
1	2	3	4	5	6	7
1	Направление	1	1	Буферная Тампонажная	Вода ПЦТ-Марка- G Вода CaCl ₂	1,0 3,15 1,0 2,5
2	Кондуктор	1	1	Буферная Продавочная Буферная Тампонажная	Вода Буровой раствор Вода ПЦТ-Марка- G CaCl ₂	1,0 1,10 1,0 3,15 2,5
3	Промежуточная	1	1	Буферная Продавочная Буферная Тампонажная	Вода Буровой раствор Вода ПЦТ-Марка- G NaCl ₂	1,0 1,15 1,0 3,15 -
4	Эксплуатационная	1	1	Буферная Продавочная Буферная Тампонажная	Вода Буровой раствор ПЦТ-Марка- G Вода	1,0 1,15 3,15 1,0

Примечание: Крепление скважины каждой колонной производится по индивидуальному плану работ, учитывающему фактические условия в стволе скважины. К плану работ прилагается расчет обсадных труб на прочность, исходя из фактического их наличия, и расчет цементажа.



Таблица 8.9

**Потребное количество материалов, цементирующей техники
для цементирования обсадных колонн**

№ № п/п	Наименование	Колонна			
		Направление Ø 508 мм	Кондуктор Ø 339,7мм	Техническая Ø 244,5мм	Эксплуата- ционная Ø 168,3мм
1	2	3	4	5	6
1	ПТЦ марки G, т	12	152	142	50
2	Количество ЦСМ, шт	1	2	2	2
3	Осреднительных ёмкостей, шт	-	1	1	1
4	Станций контроля СКЦ-2М	1	1	1	1
5	Блоков манифольда	1	1	1	1

* Перед цементированием колонн производится анализ цемента в лаборатории, при этом определяется количество и тип необходимых реагентов –добавок.



Оборудование устья скважины
Спецификация устьевоего и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Но- мер схе- мы об- вязки ПВО	Давление опрес- совки устьевоего оборудования и ПВО, кгс/ см ²		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевоего и ПВО оборудования	ГОСТ,ОСТ, ТУ,МУ и т.д. на изготовлени е	Количест- во, шт	Допус- тимое рабочее давлени екгс/см ²	Примечание
Номер в по- рядке спуска	Название		после устано вки	перед вскры- тием напор- ного гори- зонта					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Кондуктор		141	141	FN35x35		комплект	350	
2	Промежуточная		219	219	2FZ 35x35				
3	Эксплуатационная Колонная головка Фонтанная арматура		320	320	ОКК2-35- x168x245x340K2 АФК6-80/65x35K2		комплект	350	При вскрытии продуктивного горизонта руководствоваться п.79 «Правилами ПБОПОНГОП» РК от 30.12.2014г № 355.



9. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

Важным этапом исследования скважин при проведении разведочных работ на нефть и газ является опробование перспективных интервалов, выделенных по геолого-геофизическим данным.

Опробование пластов - комплекс работ, выполняемых в скважине с целью вызова притока пластовых жидкостей и газа, отбора их проб и определения их ориентировочного дебита. Процесс опробования пластов может быть условно разделен на три стадии:

- выбор объектов опробования и подготовка скважины к испытанию;
- испытание пласта;
- исследование пласта.

При наличии нескольких объектов опробования все стадии повторяются, за исключением выбора объектов, но число объектов и их положение уточняются после опробования предыдущих. Выбор объектов опробования проводится по совокупности геологической, технической и геофизической информации не только по данной скважине, но и по всему изучаемому району (месторождению).

Аналогично выполняется и подготовка скважины к опробованию (спуск обсадных колонн, цементирование затрубного пространства, оборудование устья скважины, испытание колонны и устьевой арматуры на герметичность, подбор комплекса оборудования для опробования).

В законченных бурением скважинах, после спуска обсадной колонны, для вскрытия пласта проводится перфорация колонны. Плотность перфорации (число отверстий) и тип перфоратора выбирают в зависимости от строения пласта, его коллекторских свойств, конструкции скважины, температуры и давления в интервале испытания. Процесс испытания в обсаженной скважине осуществляется «снизу вверх». Изоляция испытанных объектов от расположенных выше достигается установкой цементных мостов.

Опробование и испытание входят в этап освоения законченной бурением скважины, после определения герметичности эксплуатационной колонны.

Исходя из существующих на данный момент представлений о месторождении, нормативно-правовых требований и накопленного опыта работы АО «СНПС Актобемунайгаз» общая схема заканчивания скважин в настоящее время состоит из следующих этапов:

Вскрытие объекта производится в основном роторным способом.

При отсутствии поглощения бурового раствора объект вскрывается на всю толщину пласта и спускается эксплуатационная колонна.

Исследование проводится, если получен существенный приток жидкости (более 1—3 м³/сут) или газа (более 1—3 тыс. м³/сут). При этом измеряются дебиты нефти, газа, конденсата или воды при установившихся режимах фильтрации, соответствующие им забойное и устьевое давление и температура, ведутся наблюдения над восстановлением пластового давления и уточняется начальное пластовое давление, выявляются изменения состава жидкостей и газа при различных режимах работы скважины (в том числе при безводных режимах ее эксплуатации), определяется количество выносимой породы.

Испытание объекта в каждой скважине, производится по утвержденному плану, который согласовывается с соответствующими контролирующими органами.

Все операции по освоению корректируются в плане работ геологической службой Заказчика по данным ГИС и другим показателям.



Цели и задачи испытания пластов

- 1) Определение нефтегазонасыщенности пластов отложений КТ-I и КТ-II данной структуры.
- 2) Определение коллекторских свойств продуктивных пластов.
- 3) Получение данных температуры и давления пластов. Гидродинамическая характеристика резервуара.
- 4) Установление физико-химических свойств пластовых флюидов, определение типа пластового флюида. При получении притока углеводородов - провести замер дебита, полный анализ свойств флюидов и замер статического давления пластов.
- 5) Уточнение геометрии структуры и литологического состава пород. Объекты испытаний определяются по результатам ГИС. При выборе объектов испытания рассматриваются результаты газового каротажа, данные интерпретации детальных геофизических исследований и результаты бурения соседних скважин на структуре Перспективная.

Расчет затрат времени на производимые работы по предоставленному плану приведены в таблице 9.1. (Сборник сметных норм)

Таблица 9.1

п/п	Виды работ	Затрата времени, сут
1	Глушение скважины	1,3
2	Шаблонирование	1,2
3	ПЗР в период испытания	2,6
4	перфорация	2,4
5	Вызов притока	2,7
6	Интенсификация притока	10,8
7	Дополнительные работы при испытании (СКО и т.д.)	9,4
8	Установка цем. моста	3,9
	Итого	34,2

В случае получения притоков нефти и газа, руководствоваться положениями Инструкции по выдаче разрешений на сжигание газа и ЕПпо РК ИН РИД ПИ, а именно:

Исследование скважины на установившихся режимах (не менее 4-х). На каждом режиме необходимо проведение следующих работ: замер дебита, обводненности, замер давления забойного, давления пластового, температуры пластовой, газового фактора, необходимо отобрать устьевые и глубинные пробы жидкости для лабораторных исследований. В результате обработки исследования МУО должна быть выбрана рациональная депрессия, при которой будет получен оптимальный дебит.

По опыту проведения испытаний на пробуренных поисковых скважинах структуры Ащисай и Северная Трува, исследование скважины (одного объекта) методом установившихся отборов (МУО) на 4-х режимах (5, 7, 9, 11мм штуцерах) занимает 35 суток.

Проведение гидродинамических исследований при неустановившемся (метод восстановления – падения давления) режиме работы скважины, а также исследование методом ДТР занимает 10-15 суток. По результатам гидродинамических исследований определяют фильтрационно-емкостные свойства пласта и насыщающих его флюидов – коэффициенты проницаемости, пьезопроводности, гидропроводности, продуктивности, скин-эффект.



Таким образом, расчетная продолжительность испытания одного объекта составит от 34 суток до 84 суток ($34,2 + 35 + 15 = 84$), кроме того возможны повторные СКО + 5 суток, монтаж оборудования, заключительные работы (демонтаж ПВО, установка АФК, демонтаж установки КРС и прочие оборудования КРС, зачистка территории.) 12-16суток.

Итого предварительная длительность работ по испытанию одного объекта 84-89 суток, подготовительных и заключительных работ 12-16 суток. Всего на скважине предусмотрено испытание 4х объектов. Максимальная продолжительность испытания одного объекта составляет 90суток.

Определение предполагаемого объема сжигаемого газа на проведение испытаний одного объекта

На основе данных по поисковых скважин на разведочном блоке принимаем следующие расчетные показатели:

Дебит нефти – ≈ 80 т/сут;

Газовый фактор - $230 \text{ м}^3/\text{т}$;

Период испытания 90 дней.

Максимальное количество выбросов на объект газа не превысит:

$$90 \text{ дн.} \times 80 \text{ т/сут} \times 230 \text{ м}^3/\text{т} = 1,656 \text{ млн. м}^3$$

Таблица 9.2

Основные сведения по испытанию скважины

№ П/П	ПОКАЗАТЕЛИ	ИСПЫТАНИЕ
1	2	3
1	Индекс стратиграфического подразделения	P _{1s} -a, КТ-I, КТ-II
2	Интервал, по вертикали	2220-2401, 2401-2580, 2655-3320
3	Мощность объекта, м	Согласно ГИС
4	Способ вскрытия и тип перфоратора	Перфорация, SDP44RDX38-1
5	Количество отверстий на 1 погонный метр	16
6	Ожидаемый продукт	нефть
7	Метод испытания	перевод на ингибированную нефть
8	Удельный вес раствора хлористого кальция, гс/см ³	1,18
9	Фонтанная арматура	АФК6-80/65х35К2
10	Дежурство ЦА	постоянно
11	Интенсификация притока	СКО



**Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне
Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)**

Номер лифтовой колонны НКТ	Номер секции НКТ (снизу-вверх)	Интервал установки секции, м	Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции (теоретическая), т	Коэффициент запаса прочности на избыточное давление	
			Номинальный наружный диаметр, мм	Тип	Марка (группа прочности стали)	Толщина стенки, мм	Теоретическая масса 1 м/кг			Наружное	Внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	0-2655	88,9	-	SM 90SS	6,45	13,2	2655	35	>1,15	>1,3
Примечание : При изменении глубины спуска НКТ и исходя из наличия труб, составляется контрольный расчет и согласуется с проектной организацией											



Таблица 9.3

Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название или шифр	Количества вызовов	Источник норм времени	Продолжительность работы, сут
1	2	3	4	5
1	Подготовительные работы перед испытанием		Сборник сметных норм времени на испытание, ВНИИОЭНГ 1985г.	2,1
	Первичная перфорация ЦА-400	1		2,8
	Вызов притока ЦА-400	1		2,6
	Шаблонирование колонны ЦА-400	1		1,1
	Задавка скважины ЦА-400	1		1,3
	Итого:			10
	Дежурство цементирующей техники			
	-первичная перфорация ЦА-400	1		2,8
	Работа спец.техники при СКО 2 раза ЦА-400	1		5,6
		1		5,6



Таблица 9.4

Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название или шифр	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4
1	Хлористый кальций	т	10,4
2	Ингибитор MnO_2 или КО-101	т	0.1
3	Нефть	т	100
4	Соляная кислота ингибированная, марка А, 24-27% концентрации	т	24 x 2=48
<p>Примечание : 1. При испытании скважины на продуктивность проектируется применять раствор хлористого кальция. Расход раствора: $0.785 \times 0.0147 \text{ кв. м} \times 3320 + 30 = 68,3 \text{ м}^3$ Расход хлористого кальция: $68,3 \times 0.153 = 10,4 \text{ т}$ При согласовании с геологической отделом АО «СНПС-Актотобемунайгаз» при испытании скважины на продуктивность допускается применять и другие растворы, в частности буровой раствор, оставшиеся после бурения под эксплуатационную колонну и запасной буровой раствор.</p> <p>2. Для СКО предусматривается применять нефть. Расход нефти для двух СКО $50 \times 2 = 100 \text{ т}$</p> <p>3. Для защиты оборудования от сероводородной агрессии применяется нейтрализатор сероводорода- двуокись марганца 0.1% или КО-101–10%, а также другие, имеющиеся у заказчика и подрядчика. Расход ингибитора и нефти принято соответственно 0.1т и 100т. Тара: мешки- для ингибитора Автоцистерны – для нефти</p>			



10. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

Бурение скважины начинают проконтролированным инструментом и спуско-подъемным оборудованием. Неразрушающий их контроль производится по единому графику, составленному Буровым Подрядчиком.

После аварии с буровым инструментом или спуско-подъемным оборудованием и перед проведением ответственных работ производится внеочередной контроль. Контроль буровых труб проводится также перед ответственными операциями.

Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурового инструмента, проводятся по методике изготовителя в установленном порядке, согласно межгосударственному стандарту принятому Межгосударственным Советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол № 8 от 12 октября 1995 г.) и СТ РК ИСО 11961-2009 Промышленность нефтяная и газовая. Трубы буровые стальные. Дата введения с 2010.07.01.

Таблица 10.1

Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурового инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории

Название обсадной колонны	№ п/п	Тип контролируемых буровых труб и УБТ	Периодичность дефектоскопии сут		Вид операции дефектоскопии
			Участка трубных резьб	Зона сварного шва труб	
1	2	3	4	5	6
Техническая	1	СБТ	60	60	Зона сварного шва, резьбы и др. оборудования
Эксплуатационная	2	СБТ	30	45	

Таблица 10.2

Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина скважины, м	Используемая для операции техника		Максимальная давления, кгс/см ²
			тип (шифр)	кол-во, шт	
1	2	3	4	5	6
Перед началом бурения	Обвязка буровых насосов	0	ЦА-400М	1	300
Кондуктор	Обсадная колонна	1085	ЦА-400М	1	141
	Башмак Цем. кольцо			1	10
Промежуточная	Обсадная колонна	2220	ЦА-400М	1	219
	Башмак Цем. кольцо			1	60
Эксплуатационная	Обсадная колонна	3320	ЦА-400М	1	320
	Устьевое оборудование				320
	Бур.трубы				300



11. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ

Таблица 11.1

Средства механизации и автоматизации

№ №	Наименование приспособлений и устройств	Изготовитель
1	2	3
1	Пневматический клиновый захват или механизм для удержания труб.	импортный (КНР)
2	Механизированный (пневматический, гидравлический или др.) буровой ключ.	импортный (КНР)
3	Пневматический раскрепитель бурильных свеч.	импортный (КНР)
4	Влагоотделитель для пневмосистемы.	импортный (КНР)
5	Приспособление для безопасного бурения шурфа под ведущую трубу турбобуром или электробуром.	импортный (КНР)
6	Приспособление против скатывания труб со стеллажей.	импортный (КНР)
7	Накаты трубные	импортный (КНР)
8	Вилка для захвата вкладышей ротора.	импортный (КНР)
9	Механизм для крепления, перепуска и изменения нагрузки неподвижной ветви талевого каната.	импортный (КНР)
10	Ограничитель подъема талевого блока.	импортный (КНР)
11	Приспособление для правильной намотки на барабан лебедки.	импортный (КНР)
12	Предохранитель к манометрам буровых насосов.	импортный (КНР)
13	Комбинированный колпачок для перемещения долот	импортный (КНР)
14	Приспособление для отвинчивания 3-х шарошечных долот.	импортный (КНР)
15	Приспособление для рубки стальных канатов.	импортный (КНР)



16	Устройство для долива скважины при подъеме бурильного инструмента или доливная ёмкость.	импортный (КНР)
17	Устройство против разбрызгивания бурового раствора.	импортный (КНР)
18	Предохранительный клапан со срезающим шплинтом (для сброса жидкости из нагнетательного трубо-провода буровых насосов при превышении давления выше допустимого).	импортный (КНР)
19	Подсвечник с подогревом.	импортный (КНР)
20	Съемник гидравлический для буровых насосов.	импортный (КНР)



Средства контроля

№№	Наименование, а так же тип, вид, шифр	Страна изготовитель	Кол-во, шт.
1	2	3	4
1.	Плотномер	КНР	2
2.	Прибор определения условной вязкости	КНР	1
3.	Прибор определения статического напряжения сдвига	КНР	1
4.	Прибор водоотдачи	КНР	1
5.	Прибор измерения концентрации водородных ионов рН-метр, (лакмусовая бумага)	КНР	1
6	Индикаторы давления, показывающие	КНР	9
7.	Прибор определения концентрации твердой фазы в растворе	КНР	1
8.	Уровнемер в приемных емкостях	КНР	1
9	Рулетка 0-20 м	КНР	2
10	Кронциркуль и штангенциркуль	КНР	3
11	Гидравлический индикатор веса	КНР	2
12	Роторный манометр	КНР	1

Примечание: Допускается применение аналогичных средств контроля другого производства.



Таблица 11.3

Средства диспетчеризации

№№	Наименование, а так же тип, вид, шифр	Страна изготовитель	Кол-во, шт
1	2	3	4
1	Радиостанция типа «KENWOOD»	(производство Сингапур)	1
2	Носимая радиостанция типа «ТС-600»	(производство КНР)	4

* Для обеспечения устойчивой связи подрядчик самостоятельно может определять тип связи.

Таблица 11.4

Средства контроля воздушной среды

№ п\п	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-172-8 канал, Япония	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-82, Япония	2.0	



12. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ.

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.

На площадке проектируемой буровой также размещается жилищно-бытовой блок (полевой лагерь), оснащенный всем необходимым для проживания людей. Расстояние от вышки до этого блока будет превышать высоту вышки плюс 10м; он размещается с учетом сезонной (на период бурения) розы ветров и направления отводов превентера.

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.

Стирка постельных принадлежностей и спецодежды производится в прачечной.

Буровая и жилые комплексы обеспечиваются аптечками с медикаментами и средствами оказания первой медицинской помощи.

4. Предупреждение газонефтепроявлений (ГНВП) и открытых фонтанов (стр.42 настоящего проекта)

Для использования в практической деятельности, а также для обучения буровых бригад и ИТР методам предупреждения и ликвидации ГНВП и открытых фонтанов необходимо применять «Методику глушения скважин при газонефтепроявлении», Закон РК о гражданской защите от 08.04.2016 г. №188-V.



Таблица 12.1

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"> 1. Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования. 2. Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способами. 3. Отраслевая инструкция по безопасности труда при ведении спуско - подъёмных операций в бурении. 4. Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении утяжеления и химической обработке бурового раствора. 5. Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину обсадных труб. 6. Нормативно-техническая документация по предупреждению нефтегазопроявления. 7. Инструкция по использованию нейтрализаторов сероводорода при бурении скважин на месторождениях, содержащих сероводород . 8. Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при стройтельно – монтажных работах в бурении. 9. Методические рекомендаций по профессиональному отбору рабочих бурения и машинистов технологических компрессоров на основе психофизиологических критериев.
3	Рабочий персонал строящейся буровой должен быть обеспечен следующей нормативно-технической документацией по безопасности труда : <ol style="list-style-type: none"> 1. Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда для рабочих по приготовлению бурового раствора . 2. Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда для вышкомонтажников . 3. Сборник типовых инструкций по охране труда для рабочих буровых бригад . 4. Сборник типовых инструкций по охране труда для мотористов цементирувочных агрегатов и рабочих по цементированию скважин.
4	Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара на



5	<p>строящейся буровой ИТР и рабочий персонал должен быть обеспечен следующей нормативно-технической документацией по пожарной безопасности:</p> <ol style="list-style-type: none">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 в нефтегазодобывающей промышленности . <p>Согласно «Правилам пожарной безопасности в нефтяной промышленности» каждая строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения.</p>
---	---



Таблица 12.2

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 ³ (по бензолу) см. таблицу 13.3.
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



Таблица 12.3

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				



Таблица 12.4

Средства коллективной защиты от шума и вибрации

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр, и т.п.	Место установки на буровой
1	2	3
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



Таблица 12.5

Нормы электрической освещенности

№№ 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)



13. Сокращения, типы, шифры, условные код - технических средств, инструмента и хим.реагентов.

Таблица 13.1

№ п\п	Сокращения, виды, шифры	Номера таблиц	Расшифровка условных обозначений
1	2	3	4
1	УБТ	8.7	Трубы бурильные утяжеленные
2	СБТ	8.7	Трубы бурильные импортные 5АХ АНИ
3	ВС	9.2	Трубы высокогерметичные
4	ПЦТ-1-100	9.10	Портландцемент тампонажный
	ПЦТ- марки G	9.10	Портландцемент тампонажный используется до температуры 100°C
5	FZ 35x35	9.11	Превентор плащечный гидравлический
6	FH35x35	9.11	Превентор универсальный гидравлический
7	FA-367	7.3	Коллоидный защитный реагент
8	XY-27	7.3	Реагент для снижения вязкости
9	ZD	7.3	Закупоривающий материал
10	EP	7.3	Противоразрушительный реагент для бурения
11	NaOH	7.3	Реагент для повышения Рн
12	SMP-2	7.3	Реагент для снижения водоотдачи



Раздел II. Организация строительства



1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Таблица 1.1

Водоснабжение

Потребность в технической воде									
Расчетная потребность в технической воде м ³ /сут	Объем запасных емкостей для воды м ³	Необходимо ли (да нет)		Характеристика источника водоснабжения				Характеристика водопровода	
		Бурить скважину для водоснабжения	Строить водопровод	Наименование	Месторождение	Рабочий расход м ³ /ч	Расстояние до буровой	Длина, м	Диаметр, мм
72 При бурении 43 При подготовительных работах Общий расход воды: $43 \times 2 + 72 \times 75 +$ $= 5486 \text{ м}^3$	100	да	-	Скважина	В пределах буровой	До 3,6	0,15	160	100
Питьевое и бытовое водоснабжение									
Характеристика источника водоснабжения					Расчетная потребность				
Вода привозится в цистернах					150 литров на 1 человека в сутки (СНИП 4.01-02-2009) Водоснабжения и наружные сети и сооружения $4,5 \times 1,3 \times 97 = 567.5 \text{ м}^3/\text{год}$				



2. ПОТРЕБНОСТЬ В МАТЕРИАЛАХ

Таблица 2.1

Потребность в ГСМ

Потребность в ГСМ для двигателей буровой установки					Потребность жидкого топлива для котельной установки, кг/час	База снабжения ГСМ	
всего	в том числе					наименование	расстояние до буровой, км
	Топлива , м³/сут		Масла кг/сут	Смазки кг/сут			
	Летний период	Зимний период					
1	2	3	4	5	6	7	8
	5,0	5,5	50	20	75	вахт. пос. Жанажол	120
По установленным нормам расхода на установку.							



Таблица 2.2

Ведомость потребности в материалах и оборудовании

№ № п/п	Наименование материалов	Единица измерения	Всего на скважину	В том числе по этапам строительства					
				подготовительные работы к строительству	СМР	бурение и крепление		испытание (освоение)	
						название колонны	значение	в процессе бурения	в экспл. колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Бентонит	кг/м ³	155,0				155,0		
2	Na ₂ CO ₃	кг/м ³	4,0				4,0		
3	NaOH	кг/м ³	6,0				6,0		
4	FA 367	кг/м ³	9,0				9,0		
5	XY-27	кг/м ³	2,0				2,0		
6	PAC-LV	кг/м ³	6,0				6,0		
7	SMP-2	кг/м ³	20,0				20,0		
8	PAC-RL	кг/м ³	3,0				3,0		
9	Барит	кг/м ³	по необх				по необх		
10	ZD	кг/м ³	30,0				30,0		
11	EP	кг/м ³	20,0				20,0		
12	KCl	кг/м ³	50,0				50,0		
13	III 660,4 PC1	шт	1				1		
14	III 444.5 мм SHT-22R1	шт	2-3				2-3		
15	ТФ 311,2 мм	шт	1				1		
16	III 311,2 мм MS1952SS	шт	2-3				2-3		
17	ТФ 215.9 мм	шт	1				1		
18	III 215.9 мм HJT-517J	шт	3-4				3-4		
19	СБТ 127 x 9.19 G-105	м	3156				3156		
20	J55-508 x 12.7	т	4,8				4,8		
21	J55-339.7 x 10.92	т	98,7				98,7		



Индивидуальный технический проект на строительство оценочной скважины АК-12 на структуре Акжол

22	110Т-244,5х11,05мм	т	29,8				29,8		
23	L-80-244,5х11,05мм	т	103,4				103,4		
24	L-80 -244,5х11,99мм	т	14				14		
25	90SS-168.3х12,07мм	т	158				158		
26	СБТ 89 х 9.35	т	71,4						71,4
27	89 х 6.45 SM 90 SS	т	35						35
28	ПЦТ-марки G	т	226				226		
30	Башмак БК-508	шт	1				1		
31	Башмак БК-340	шт	1				1		
32	Обратный клапан ЦКОД -340	шт	1				1		
33	Центратор ЦЦ-340/394	шт	29				29		
34	Башмак БК-245	шт	1				1		
35	Обратный клапан ЦКОД-245	шт	1				1		
36	Центраторы ЦЦ-245/295	шт	47				47		
37	Центраторы ЦЦ-168/216	шт	45				45		
38	Башмак БК-168	шт	1				1		
39	Обр.клапан ЦКОД-168	шт	1				1		



3. СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Таблица 3.1

Маршрут транспортировки грузов и вахт

Пункты размещения промбаз предприятия		Номер пункта	Характеристика маршрута			
Наименование организации пробазы, карьеры	Пункт		Общая протяженность, км	Вид транспорта (наземный, морской)	Наземные пути	
					Тип дороги	Вид транспортного средства
1	2	3	4	5	6	7
Актобе	Вахтовый поселок	1	244	Наземный	Асфальтированная грунтовая	Автомобиль
Актобе	Новый вахтовый поселок	2	299,7	То же	То же	То же
Актобе	Кенкияк ЦИТС КНГДУ	3	203,1	То же	То же	То же
Актобе	Новая база УПТОиК	4	248,7	То же	То же	То же
Актобе	ЦДНГ-3 ОНГДУ	5	311,8	То же	То же	То же
Щебзавод	Вахтовый поселок	6	1,3	То же	То же	То же
Новая база УПТОиК	База «Актобемунай сервис»	7	6,1	То же	То же	То же
Новая база УПТОиК	Кенкияк ЦИТС КНГДУ	8	45,6	То же	То же	То же
Новая база УПТОиК	ЦДНГ-3 ОНГДУ	9	65,0	То же	То же	То же

