

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



ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
на строительство сложно-наклонно - направленной скважины 8080
месторождения Кенкияк-подсолевой

Актобе
2026

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



Утверждаю:

Генеральный директор

АО «СНПС - Актөбемұнайгаз»

Жу Шитао **Жу Шитао**

» _____ 2026г

ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
на строительство сложно-наклонно - направленной скважины 8080
месторождения Кенкияк-подсолевой

Ақтобе
2026

Состав исполнителей

Первый зам. директора

 Б.С. Табилов

Заместитель директора

 Г.С. Нургалиева

И.о. начальника отдела ТБид

 С.А. Оспанов

Заместитель начальника ОТБид

 Г.С. Сугурбаева

Ведущий инженер
II отдела разработки

 А.Т. Бисенова

Инженер по охране окружающей
среды 1 категории ОТБид

 Г.А. Бектенгалиева

Инженер 2 категории ОТБид

 Н.М. Танжарикова

Согласовано:

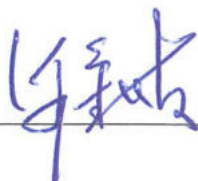
Заместитель генерального директора
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Чай Хуэй

« ____ » _____ 2026г.

Главный инженер
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Хэ Цзиньбо

« ____ » _____ 2026г.

Директор департамента разработки
нефтегазовых месторождений
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Го Хунмин

« ____ » _____ 2026г.

Директор департамента бурения
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Ван Хайтао

« ____ » _____ 2026г.

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер
АО «СНПС - Актобемунайгаз»
Хэ Цзиньбо

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на составление проекта на строительство скважины 8080
месторождения Кенкияк-подсолевой

1	Заказчик	АО «СНПС-Актобемунайгаз»
2	Месторождение	Кенкияк-подсолевой
3	Номер скважины	8080
4	Вид скважины	Сложно-наклонно-направленная
5	Проектная глубина, м	4997
6	Способ бурения	Роторно-винтовой, верхний привод(Top Drive)
7	Вид привода	ДВС
8	Тип буровой установки	ZJ-70
9	Содержание сероводорода, моль %	0,80
10	Конструкция, крепление скважины: - направление - удлиненное направление - кондуктор - техническая колонна - эксплуатационная колонна - фильтр или «открытый ствол»	720,0 мм – 15 м - цемент до устья 508мм – 210м - цемент до устья 339,7мм – 1200 м - цемент до устья 244,5мм – 3700м - 1000м от устья 177,8мм – 4616м - 1000м от устья 139,7мм – 4616м- 4997м
11	Оборудование устья: - ПВО - колонная головка - фонтанная арматура	Устанавливается в зависимости от комплектации бурового оборудования ОКК2-105-178 x 245 x 340K ₂ АФК6-80/65x105K ₂
12	Рекомендация по выбору обсадной колонны	Согласно утвержденной заявки АО «СНПС-АМГ»
13	Безамбарная технология бурения	Согласно программе по бурению
14	Водоснабжение: - техническая - питьевая	Предусматривается бурение водяной скважины Доставка автотранспортом
15	Количество технического проекта	5 экземпляров

Директор департамента
бурения АО «СНПС- АМГ»



Ван Хайтао

ПАСПОРТ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

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

ПАСПОРТ

Индивидуальный технический проект на строительство сложно - наклонно -
направленной скважины 8080 месторождения Кенкияк-подсолевой

Месторождение – Кенкияк-подсолевой

Цель бурения и назначение скважины – эксплуатационная

Вид скважины – сложно-наклонно-направленная

Главный инженер проекта

с.д. [подпись]

« _____ » _____ 2026г

2026



Реферат

Индивидуальный технический проект на строительство сложно наклонно-направленной скважины 8080 в высокопроницаемой зоне (ВПЗ) месторождения Кенкияк-подсолевой разработан НИИ по разработке нефтегазовых месторождений АО «СНПС-Актобемунайгаз» согласно задания на проектирование и в соответствии с Проектом разработки подсолевых залежей нефтяного месторождения Кенкияк, 2019г и Анализом разработки подсолевых залежей месторождения Кенкияк, 2025г.

Нефтяное месторождение Кенкияк является крупным месторождением в северо-восточной части Прикаспийской впадины, в разрезе которого выделяется два этажа нефтеносности, т.е. надсолевой и подсолевой. В подсолевом разрезе месторождения разрабатываются залежи в каменноугольных и нижнепермских отложениях.

В 1971г на площади Кенкияк в скважине П-88 получен промышленный приток нефти из подсолевых терригенных нижнепермских отложений, в 1979г при испытании скважины 107 получен фонтанный приток нефти из подсолевых карбонатных отложений башкирского яруса.

В 1997г «СНОДС» получена лицензия по совместной разработке данного месторождения.

В 2004г Нефтегазовым научно-исследовательским институтом при Синьцзянском нефтяном управлении («ННИИШУ») и ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз» был составлен «Проект опытно-промышленной разработки подсолевых залежей нефтяного месторождения Кенкияк», утвержденный ЦКР РК (Протокол №26 от 9 апреля 2004г.).

В 2010г по результатам бурения новых скважин и опытно-промышленной разработки месторождения ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был подготовлен отчет по «Пересчету запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Кенкияк подсолевой Актыбинской области Республики Казахстан (по состоянию на 01.01.2009г)» и утвержден ГКЗ РК. ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» на новые запасы УВС был разработан и принят ЦКР РК (протокол №63 от 28.06.2010г) проект «Уточненный проект разработки подсолевых залежей нефтяного месторождения Кенкияк», 2012г

В 2017г. был выполнен отчет «Прирост, уточнение запасов нефти и растворенного газа, пересчет извлекаемых запасов по нижнепермским горизонтам месторождения Кенкияк подсолевой» (по состоянию изученности на 02.01.2017г.).

В 2019г. выполнен отчет: «Прирост и перевод запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенкияк подсолевой» (по состоянию изученности на 01.11.2018г.), утвержден ГКЗ РК (Протокол №2036-16-У).

В 2019г утвержден «Проект разработки подсолевых залежей нефтяного месторождения Кенкияк», утвержденный протоколом ЦКР РК №13/9 от 12-13 сентября 2019г., согласно которому ведется промышленная разработка месторождения.

Согласно Проекта разработки подсолевых залежей месторождения Кенкияк (ПР-2019г), был утвержден IV вариант разработки месторождения (комбинация: IV варианта по I объекту и II вариант по II объекту), (Протокол заседания ЦКРР РК №13/9 от 12-13.09.2019г.).

Согласно ПР-2019г, предусматривалась разработка I объекта разработки (карбонатная залежь) с применением ППД и II объект - разработка на естественном режиме.

В рамках «Анализа разработки подсолевых залежей месторождения Кенкияк по состоянию на 01.01.2025» были уточнены технологические показатели разработки.

В геологическом строении месторождения Кенкияк-подсолевой в надсолевой части принимают участие осадочные отложения палеозоя - пермские, мезозоя - триас, юра, мел и четвертичного возраста, представленные песчано-глинистыми терригенными и редко карбонатными известково-мергельными породами. Верхнепермские отложения (P₂) залегают



на размытой поверхности сульфатно-терригенной толщи кунгурского яруса, мощность которой изменяется в зависимости от степени размыва. Литологически разрез верхней перми сложен песчано-алевритово-глинистыми породами преимущественно серовато-бурой, темно-кирпично-красной окраски. Кунгурский ярус нижней перми (P_{1kq}) в разрезе проектируемой скважины залегает с гл. 3029м и имеет мощность 670м, представлен каменной солью с переслаиванием сульфатно-терригенных пород верхней и нижней частях разреза.

Для разреза подсолевых отложений характерно наличие двух толщ: верхней терригенной (ТР-I) и второй карбонатной (КТ-II). Отложения КТ-II представлены известняками светло-серыми, органогенно-обломочными, пористыми с подчиненными прослоями аргиллитов темно-серых, алевритистых и соответствуют среднекаменноугольному возрасту. На эрозионной поверхности КТ-II залегают отложения верхней терригенной толщи. Отложения ТР-I в возрастном отношении соответствуют отложениям ассельских, сакмарских, артинских ярусов и представлены аргиллитами с многочисленными прослоями более грубозернистых пород (алевролитов, песчаников, гравелитов) в основании отложений.

Цель бурения и назначение скважин – добывающая
Проектный горизонт – КТ-II (C_2b - Башкирский ярус)
Проектная глубина – 4997м (верт.гл.4379,4м)

Сокращения, типы, шифры, условные коды технических средств, инструмента и химических реагентов указаны в таблице 14.2.



Раздел I Общая пояснительная записка



1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

На основании распоряжения №7Г-02 от 04.02.26г. и №7Г-17 от 10.04.26г. АО «СНПС Актобемунгаз» проектируется проектная документация и предусматривается строительство сложно-наклонно-направленной скважины 8080 месторождения Кенкияк-подсолевой, глубиной по стволу 4997м.

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

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

- направление $\varnothing$ 720,0 мм х 15 м
- удлиненное направление $\varnothing$ 508,0 мм х 210 м
- кондуктор $\varnothing$ 339,7 мм х 1200 м
- техническая колонна $\varnothing$ 244,5 мм х 3700 м
- эксплуатационная колонна $\varnothing$ 177,8 мм х 4616м
- фильтр или «открытый ствол» $\varnothing$ 139,7 мм 4616 - 4997м

Проектная продолжительность цикла строительства скважины за исключением освоения – 245 суток.

Таблицы, не содержащие информацию, в проект не включены.



Таблица 1.1

Основные проектные данные

Наименование	Значение
1	2
1. Номер скважины, строящейся по данному проекту	8080
2. Площадь (месторождение)	Кенкияк
3. Расположение (суша, море)	Суша
4. Цель бурения и назначения скважины	эксплуатационная
5. Проектный горизонт	КТ- II
6. Проектная глубина, м по вертикали	4379,4
по стволу	4997
7. Вид скважины	сложно-наклонно-направленная
9. Азимут бурения, град	230,11 ⁰
10. Максимальный зенитный угол, град	70,85 ⁰
11. Глубина по вертикали кровли КТ-II, м	4275
12. Отклонение от вертикали, м	960
13. Способ бурения	Роторно-винтовой
14. Вид привода	ДВС
15. Вид монтажа (первичный, повторный)	первичный
16. Тип буровой установки	ZJ -70
17. Тип вышки	JJ 450/45K ₅
18. Наличие механизмов АСП (ДА. НЕТ)	Нет
19. Максимальная масса колонны, тн:	
Обсадной	254,3
Бурильной	161,6
20. Продолжительность цикла строительства за исключением освоения, сут	245
монтаж, демонтаж	20
подготовительные и земляные работы, сут	25
бурение и крепление	200
21. Проектная скорость бурения, м/ст. мес	749,5
Примечание: допускается применение электрического силового привода	



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
Направление	720	0	15	0	15
Удлиненное направление	508	0	210	0	210
Кондуктор	339,7	0	1200	0	1200
Промежуточная	244,5	0	3700	0	3700
Эксплуатационная	177,8	0	4254,4	0	4616
фильтр или «открытый ствол»	139,7	4254,4	4379,4	4616	4997



2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1.

Список документов, которые являются основанием для проектирования

№ п\п	Название документа (проект геологоразведочных работ, технологические схемы разработки площадей, задание на проектирование), номер, дата, должность, фамилия, утвердившего документ.
1	2
1	«О разработке ПСД» - распоряжение №7Г-02 от 04.02.26г. и №7Г-17 от 10.04.26г. АО «СНПС Актобемунайгаз» на проектирование сложно-наклонно-направленной скважины 8099 месторождения Кенкияк-подсолевой.
2	«Проект разработки подсолевых залежей месторождения Кенкияк, 2019г.»
3	«Анализ разработки подсолевых залежей месторождения Кенкияк», 2025г.



3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1.

Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст,название)
1	2
Площадь (месторождение)	Кенкияк- подсолевой
Блок (номер и/или название)	
Административное расположение:	
республика	Казахстан
область (край)	Актюбинская
район	Темирский
Год ввода площади в бурение	1960
Год ввода площади (месторождения) в эксплуатацию	2002
Температура воздуха, °С	
среднегодовая	7,0
наибольшая летняя	+ 29,8
наименьшая зимняя	- 14,8
Среднегодовое количество осадков, мм	296,3
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1.5
Продолжительность отопительного периода в году, сут	197
Продолжительность зимнего периода в году, сут	151
Азимут преобладающего направления ветра, град	45-90
Максимальная скорость ветра, м/с	21
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	Холмистая равнина
Состояние местности	полупустыня
Толщина, см	
снежного покрова	17
почвенного покрова	20
Растительный покров	полупустынный
Категория грунта	вторая



Таблица 3.3

Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Наименование участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Буровая установка ZJ- 70 с буровой вышкой соответственно JJ450/45K ₅	2.1	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	договорная	-	автоцистерны
- для дизелей и котлов (ПКН-2С)	договорная	-	автоцистерны
- питьевая вода	договорная	-	бутилированная
Электроснабжение	дизель-электростанция	0.15	CAT 3512
Связь	радиостанция	непосредственно	«Kenwood», транковая
Стройматериалы (гравий, щебень, песок)	карьер	-	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 – Кенкияк асфальтированная	217	нет	-	-
	Кенкияк – буровая (с гравийной отсыпкой)	9,7			



4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Геологическая часть к проекту на бурение скв. 8080

№ скв: 8080

Тип скважины: сложно наклонно-направленная

Географические координаты места заложения скважины:

сев.широта: 48°32'00,1788", вост.долгота: 57°12'13,8914"

(Выкопировка со структурной карты месторождения Кенкияк подсолевой. Рис.1)

Параметры	
Кровля толщи КТ-II в верт.проекция ствола (устье)	4275 (-4086)
Верт. глубина т. А, на отклонении в 600м	4245 (-4056)
Верт.глубина т. В, на отклонении в 1000м	4379,4 (-4190)
Азимут направления бурения	230,11°
Зенитный угол	70,85°
Общее отклонение ствола от вертикали, м	960м
Забой (вертикальная глубина), м	4379,4 (-4190)

Альтитуда земли 180,7м

Предполагаемая альтитуда ротора 189,9м

Горизонт вскрытия: карбон (КТ-II: C_{2b})

Литология:

Кайнозой: песчано-глинистые отложения, мощность 5м

Мезозой: переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов, глубина залегания от 5 до 620м.

Верхняя пермь: от 620м до 3029м

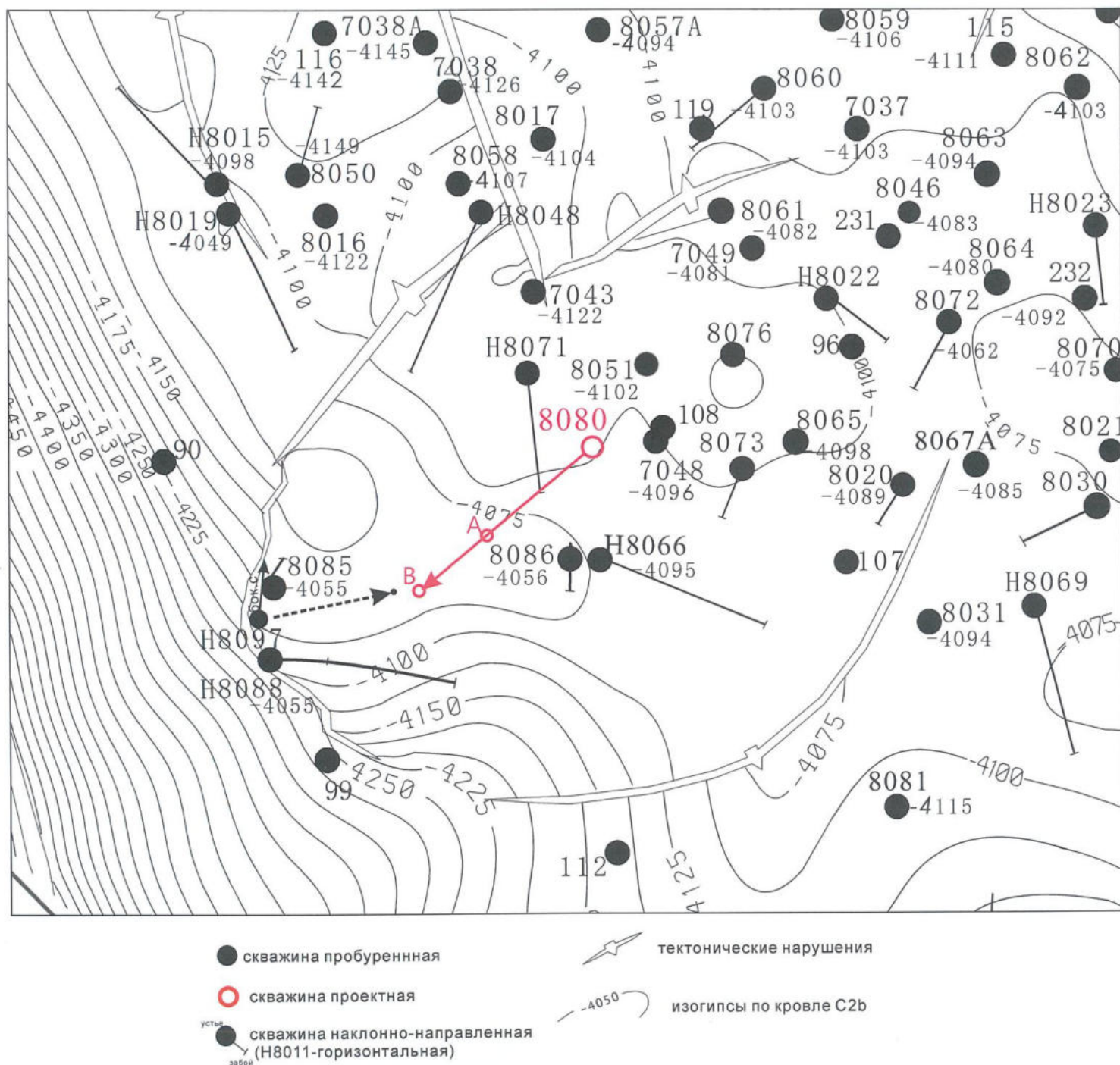
Нижняя пермь:

Кунгур: глубина залегания от 3029 до 3700м; представлен толщей каменной соли и в нижней части переслаивание ангидритов, аргиллитов, песчаников. Артинский, сакмарский, ассельский ярусы: глубина залегания от 3700м до 4245м (верт.гл. на проекции ствола), переслаивание песчаников, аргиллитов, алевролитов.

Карбон: глубина залегания от 4245м до 4379,4м (верт.гл.), представлен биокластовыми, органогенными, оолитовыми известняками с редкими прослоями аргиллита. (Рис.2)



Рис. 4.1



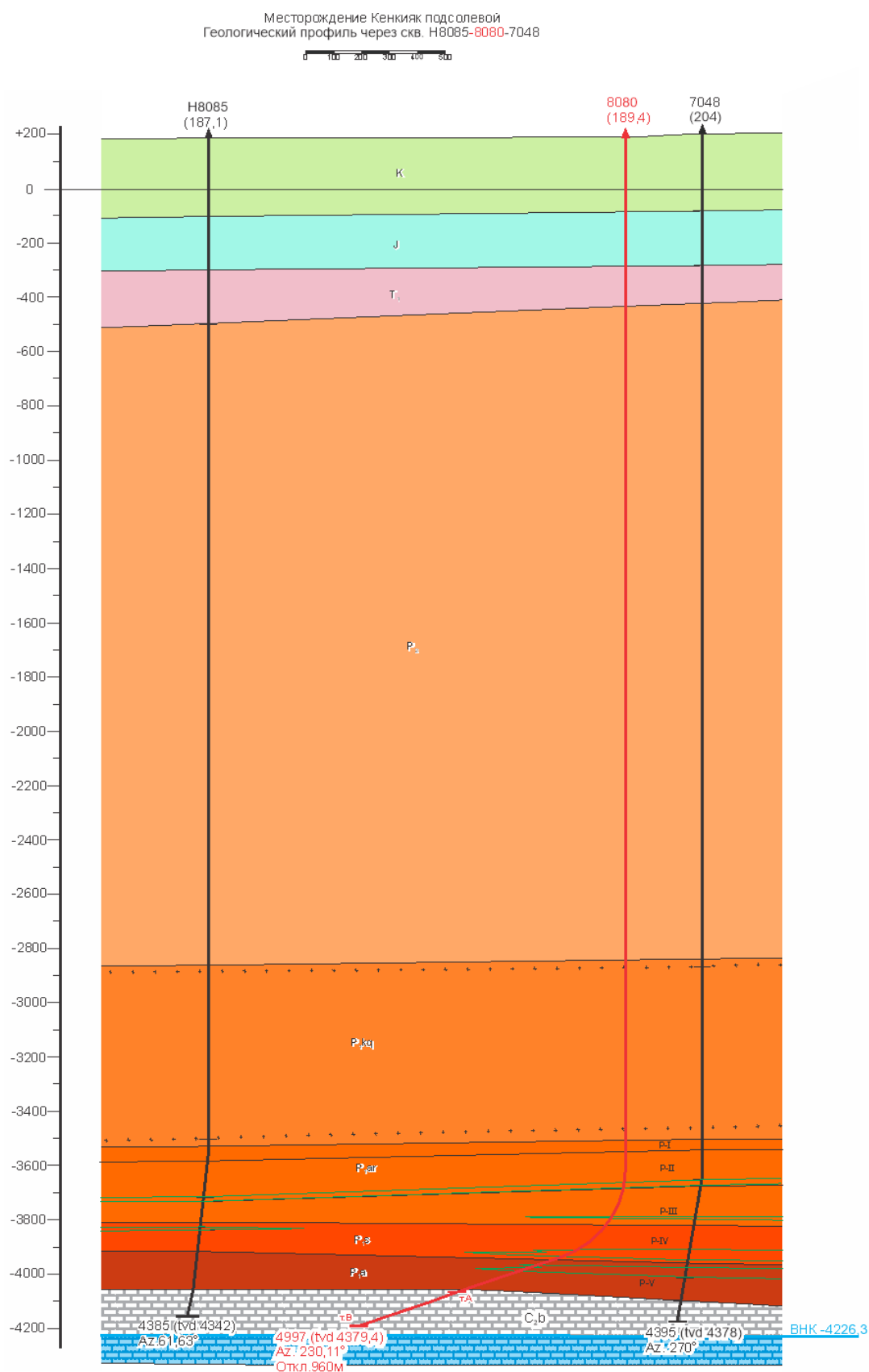


Рис. 4.2



Таблица 4.1

Литолого –стратиграфическая характеристика разреза скважины
Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания по стволу, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пласта по подошве, по направлению от скв.7048 к Н8085	Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол	
1	2	3	4	5	6
0	273	Меловая система	К	субгоризонт	1,2
273	474	Юрская система	J	субгоризонт	1,2
474	620	Триасовая система	T ₁	2°	1,2
		Пермская система	P		
620	3029	Верхний отдел	P ₂	0°30'	1,2
		Нижний отдел	P ₁		
3029	3700	Кунгурский ярус	P ₁ kq	0°30'	1,25
3700	4021 (tvd 4006)	Артинский ярус	P ₁ ar	0°30'	1,2
4021	4257 (tvd 4135)	Сакмарский ярус	P ₁ s	2°	1,2
4257	4590 (tvd 4245)	Ассельский ярус	P ₁ a	3°	1,2
		Каменноугольная система	C		
		Средний отдел	C ₂		
4590	4997 (tvd 4379,7)	Башкирский ярус	C ₂ b		1,2



Таблица 4.2

Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического 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
Q	0	35	Суглинки	100	Суглинки, местами с галькой песчаника и мергеля
K	35	273	Глины Пески Алевролиты	30 50 20	Пески серые, разномеристые, полимиктовые Глины серые и зеленовато-серые, мергелистые, алевритистые Алевролиты серые, крепкие, массивные, содержат примесь песчаных зерен.
J	273	474	Глины Алевролиты Песчаники	50 30 20	Глины серые, слюдистые, алевритистые Алевролиты серые, разномеристые, песчаные Песчаники серые, мелкозернистые
T ₁	474	620	Глины Алевролиты Песчаники	50 35 15	Глины серые, слюдистые, алевритистые Алевролиты среднезернистые, глинистые Песчаники кварцево-слюдистые, среднезернистые
P ₂	620	3029	Глины Песчаники Алевролиты Аргиллиты Ангидриты	55 15 15 10 5	Глины темно-серые, плотные, известковистые, местами красноцветные. Песчаники пестроцветные, мелкозернистые, известковистые, полимиктовые. Алевролиты серые тонкослоистые. Аргиллиты темно- серые, плотные. Ангидриты серые массивные, крепкие.



1	2	3	4	5	6
P ₁ kq	3029	3700	Соль Ангидриты Гипсы Аргиллиты Алевролиты	80 5 5 5 5	Каменная соль светло-серая, массивная, кристаллическая Ангидриты белые, светло-серые, крепкие, массивные. Гипсы серые, плотные. Аргиллиты темно-серые, плотные, крепкие. Алевролиты серые, глинистые.
P ₁ ar-s-a	3700	4590 (tvd 4245)	Аргиллиты Алевролиты Песчаники Гравелиты	50 20 25 5	Аргиллиты темно-серые, микрослоистые с пропластками алевролитов и песчаника. Алевролиты схожи с мелкозернистыми песчаниками либо аргиллитами, в зависимости от того, в каких породах образуют прослои. Песчаники серые, буровато-серые, слоистые и микрослоистые, полимиктовые, крупнозернистые. Гравелиты преимущественно в основании алевропесчаных пачек, массивные, серые, хорошо окатанные и полуокатанные, сцементированные глинистым и карбонатным материалом
C ₂ b	4590	4997 (tvd 4379,4)	Известняки Аргиллиты	90 10	Известняки буровато-серые, органогенные, окатаннозернистые желвачковые, оолитовые, обломочные, комочковые, пористо-кавернозные. Аргиллиты темно-серые, плотные, слоистые.



Таблица 4.3

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по стволу, м	Краткое название горной породы	Плотность г/см ³	Пористость %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплошность породы	Твердость кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория пород по промысловой классификации (мягкая, средняя и жесткая)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, кгс/мм ²
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
К- Т ₁	5-620	Пески, глины, песчаники	1,9-2,22	20-40	0,01-1,5	10-95	3-10	0,3-1	1-4	17-90	1-3	1-8	мягкие, средние	0,17-0,45	0,1-3,9
P ₂	620-3029	Глины, песчаники, галит, ангидриты	2,4	до 15	0,001-0,25	1-90	1-50	0,5	1-4	26	3	1-7	средние	0,25-0,45	0,1-3,9
P _{1kq}	3029-3700	Ангидриты, глины, алевролиты, песчаники, галит	2,42	1-10	0,001-0,25	1-90	1-15	1-100	1-3	12-200	1-3	1-7	мягкие, средние	0,17-0,45	0,1-3,9
P _{1ar} -P _{1s-a}	3700-4590	Аргиллиты, алевролиты, конгломераты гравелиты	2,42	1-10	0,001-0,8	5-80	5-87	1-3	1-4	60-130	1-3	1-7	средние	0,1-0,35	0,1-3,0
C ₂	4590-4997	Известняки, аргиллиты	2,5	2-10	0,0001-0,125	5-15	80-90	1-3	2-3	90-170	4	2	средние твердые	0,25-0,33	0,4-6,7



Таблица 4.4

Нефтегазоносность по разрезу скважины
Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по стволу скважины, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Вязкость пласт. нефти, мПа·с	Содержание серы, % в нефти	Содержание парафина, % по весу	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		В пластовых условиях	После дегазации				Газосодержание м ³ /м ³	Содержание сероводорода, мол %	Содерж. углекислого газа моль %	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости	Давление насыщен. в пласт. условиях, атм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
P _{1ar} : P- II P- III	3850 3985	3874 3995	поровый	0,674	0,8253	4,5	0,37	3,43	494	-	0	0,783	20,93E-04	315
P _{1s} : P-IV	4158	4221	поровый	0,674	0,8253	4,5	0,37	3,43	494	-	0	0,783	20,93E-04	315
P _{1a} : P-V	4314	4371	поровый	0,674	0,8253	4,5	0,37	3,43	494	-	0	0,783	20,93E-04	315
C _{2b}	4590	4997	трещинно-поровый	0,637	0,8282	3,45	0,51	3,92	419,5	0,80	0,29	0,753	20,6E-04	339

Примечание: данные взяты из «Анализ разработки подсолевых залежей нефтяного месторождения Кенкияк» 2025г



Таблица 4.5

Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по стволу скв., м		Тип коллектора	Плотность, г/см³	Свободный дебит м³/сут	Химический состав воды Q-P в мг-эквивалентной форме						Степень минерализации, мг-экв/л	Тип воды по Сулину СФН – сульфатонатрие-вый, ГКН- гидрокарбонатно-натриевый, ХЛМ - хлормagneзий, ХЛК - хлоркальциевый	Относится к источнику питьевого водоснабжения (ДА, НЕТ)
	от (верх)	до (низ)				анионы			катионы					
						Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Q+ T ₁	0	620	поровый	1,0-1,05	до 800	1,4-22,2	17,9-3482,1	5,8-37,2	38,6-78,7	0,6-52,8	0,7	79,8-7042,6	ГКН	Нет
P ₂	620	3029	поровый	1,05-1,15	до 150	1,7	1441	58,7	175,8	99,4	1222	7954,01	ХЛК	Нет

Примечание: водоносность дана без учета непроницаемых пластов



Таблица 4.6

Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по стволу скв., м		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		Источник получения		
			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	620	1,0	1,0	Данные бурения соседних скважин	Данные отсутствуют (измерения не проводились)			1,71	1,8	Проект опытно-промышленной разработки подсолевых залежей нефтяного м/р Кенкияк	1,95	1,95	Проект опытно-промышленной разработки подсолевых залежей	20°	ГДИ по скважинам Н8088, Н8090 Данные бурения скважин
P ₂	620 2500	2500 3029	1,0 1,2	1,15 1,55					2,07	2,07		2,23	2,23		50° 61°	
P _{1kq}	3029	3700	1,6	1,7					2,09	2,1		2,25	2,25		74°	
P _{1ar-s-a}	3700	4590 (tvd 4245)	1,6	1,6					2,05	2,11		2,29	2,29		75°	
C _{2 b}	4590	4997 (tvd 4379,4)	1,2	1,2					2,11	2,11		2,32	2,32		82°	



Таблица 4.7

Возможные осложнения по разрезу скважины
Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразд.	Интервал по стволу скв., м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/(см ² м)		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8
P _{1ar} : P- II P- III	3850 3985	3874 3995	Частичное поглощение	да	> 1,7	Нет данных	Превышение гидростатических давлений над пластовыми
P _{1s} : P-IV	4158	4221	Частичное Поглощение	да	> 1,7		
P _{1a} : P-V	4314	4371		да	> 1,7		
C _{2b}	4590	4997	Частичное поглощение	да	> 1,3		



Таблица 4.8

Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по стволу скв., м		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
K+J+ T ₁	30	620	амфотерный полимерный глинистый раствор	1,11-1,15	Фильтрация не более 8 см ³ /30мин	проработка, промывка скважины
P ₂	620 2500	2500 3029		1,15-1,26 1,26-1,63	Фильтрация не более 6 см ³ /мин	то же
P _{1ar-s-a}	3700	4590		1,66-1,71*	Фильтрация менее 5см ³ /30мин	то же

Примечание * - В соседней скв. Н8097 при бурении на гл. 4423,7-4540м (tvd 4201-4233-P_{1a}) произошло поглощение бурового раствора (ρ=1,93-2,06 г/см³), при ликвидации поглощения – прихват инструмента, ликвидация прихвата -безуспешно. В результате скважина не выполнила геологических задач, эксплуатировалась в дальнейшем боковым стволом на горизонт P₁.



Таблица 4.9

Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфическо го подразделения	Интервал по стволу скв., м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Плотность в поверхностных условиях г/см ³	Условия возникно вения	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 _{1ar} : P- II P- III	3850 3985	3874 3995	Нефть Нефть	0,8253	при снижении Рзаб над Рпл	Перелив воды, увеличение водоотдачи, пузырьки газа, в виде пленок нефти, снижение удельного веса
P _{1s} : P-IV	4158	4221	Нефть	0,8253		
P _{1a} : P-V	4314	4371	Нефть	0,8253		
C _{2b}	4590	4997	Нефть	0,8282		

Примечание: данные взяты из работы «Анализ разработки подсолевых залежей нефтяного месторождения Кенкияк», 2025г



Таблица 4.10

Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфиче ского подразделения	Интервал по стволу скв., м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообраз ования 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	Водо- отдача, см ³ /30 мин	смазываю щие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q+K+ T ₁	0	620	сальникообразование	амфотерный полимерный	1,11-1,15	<10	*	да	При бурении интервалов глин на растворе с высокой водоотдачей
P ₂	620	3029	то же	глинистый раствор	1,15-1,26 1,26-1,63	<11	то же	да	
P _{1kq}	3029	3700	в результате текучести пород	соленащенный	1,7-1,81	≤7	то же	да	
P _{1ar-a}	3700	4590	перепад давления	амфотерный полимерный глинистый раствор	1,66-1,71	≤4	то же	да	
C _{2b}	4590	4997			1,26-1,3	<3,0	то же		
* Использование химреагентов и смазывающих добавок ХОС <6 ppm согласно Положения об управлении по качеству химических реагентов, 2021г. и Положения по управлению химреагентами в АО «СНПС-Актобемунайгаз» подписанный генеральным директором АО «СНПС-Актобемунайгаз», 24.05.2024г.									



Таблица 4.11

Исследовательские работы
Отбор керна, шлама и грунта

Индекс стратиграфического подраздел.	Параметры отбора керна		Интервал, м		Метраж отбора керна, м	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по стволу скв., м		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
			Отбор керна не предусмотрен		при	бурении-отбор	шлама				Отбор керна боковым грунтоотборником не предусмотрен			
						P _{1ar-s-a}	3700	4590	3					
						C _{2b}	4590	4997	3					
					при	наличии	признаков	нефти:						
						P _{1ar-s-a}	3700	4590	1					
						C _{2b}	4590	4997	1					



Таблица 4.12

Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся			Скважинная аппаратура и приборы	
		на глубине (по стволу), м	в интервале по стволу, м		тип	группа сложности
			от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5	6	7
КВ,ПР,ГК,НГК,ПС,2ст. з, инкл.	1 : 500	1200	0	1200		
КВ,ПР,ГК,НГК, АК, ПС,2ст. з, инкл.	1 : 500	3700	1000	3700		
КВ,ПР,ГК,НГК,АК,ПС,2ст. з, инкл.	1 : 500	4616	3650	4616		
Геолого-технологические исследования		4997	3700	4997		
Виды каротажа после бурения						
Р₁ - (те же виды исследований, что и на КТ-II):	1 : 200	4616	3700	4616	ECLIPSE	
С_{2b} - (КТ-II):						
DLL – БК, боковой каротаж	1 : 200	4997	4616	4997		
MSFL – МБК, боковой микрокаротаж	1 : 200	4997	4616	4997		
CNL – КНК, компенсированный нейтронный каротаж	1 : 200	4997	4616	4997		
ZDL - литолого-плотностной каротаж	1 : 200	4997	4616	4997		
GR – ГК, гамма каротаж	1 : 200	4997	4616	4997		
SP – ПС, каротаж потенциалов	1 : 200	4997	4616	4997		
самопроизвольной поляризации		4997	4616	4997		
АС – АК, акустический каротаж	1 : 200	4997	4616	4997		
CAL – КВ, кавернометрия	1 : 200	4997	4616	4997		
DAL-цифровой акустический каротаж	1 : 200	4997	4616	4997		
Виды каротажа по контролю за качеством цементирования						
АКЦ	1 : 500	1200	0	1200		
АКЦ, ГК	1 : 500	3700	1000	3700		
АКЦ, ГК	1 : 500	4616	1000	4616		

Примечание: Интервалы и объемы исследований корректируются геологической службой АО «СНПС-Актотемунгаз» 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. 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.

Допускается использование центров интеллектуальной поддержки и центров онлайн-бурения, обеспечивающих инженерное сопровождение, геонавигацию и контроль строительства скважин в режиме реального времени (24/7). Применение цифровых технологий обработки данных с буровой позволяет оптимизировать затраты, повысить безопасность и обеспечить возможность удалённого принятия решений.

- Онлайн-наблюдение и передача данных: сбор телеметрии в реальном времени, передача данных по защищённым каналам связи, контроль параметров бурения.

- Технологический контроль: инженерное сопровождение скважинных операций, оптимизация режимов бурения, выявление нештатных ситуаций на ранней стадии.

Передача с промысла в центральный офис данных, получаемых от комплексной каротажной станции, включая технологические параметры бурения, параметры бурового раствора, данные по содержанию сероводорода, а также видеотрансляцию с камер наблюдения, обеспечивает дистанционный мониторинг. Указанные решения повышают оперативность принятия инженерных решений и эффективность контроля за строительством скважины, в том числе при выполнении противовыбросовых мероприятий.



Таблица 4.13

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

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал по стволу, м		Тип конструкций продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Пласт фонтанирующий (ДА, НЕТ)	Количество режимов (штуцеров) испытания, шт	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)					максимальное снижение уровня, м	плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
C _{2b}	1	4616 (верт. 4254,4)	4997 (верт. 4379,4)	Открытый ствол	Да	Не менее 3-х	Замена раствора на воду, обработанную ингибитором (КО-101), смена воды на нефть	1763	0,81



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, и шурф, м
Наружный диаметр, м	длина, м	марка материала	толщина стенки, мм	масса, т		
1	2	3	4	5	6	7
720,0	15	J-55	8		5СТ API	Шахта под направление 3,0х 2,2 х 2,0м
508	210	J-55	11,13	8,4	5СТ API	Направление
244,5	18	125ТТ	11,99	1,3	ГОСТ 632-80	Удлиненное направление
						Ствол под шурф для квадрата, бурится турбобуром долотом d311,2мм 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

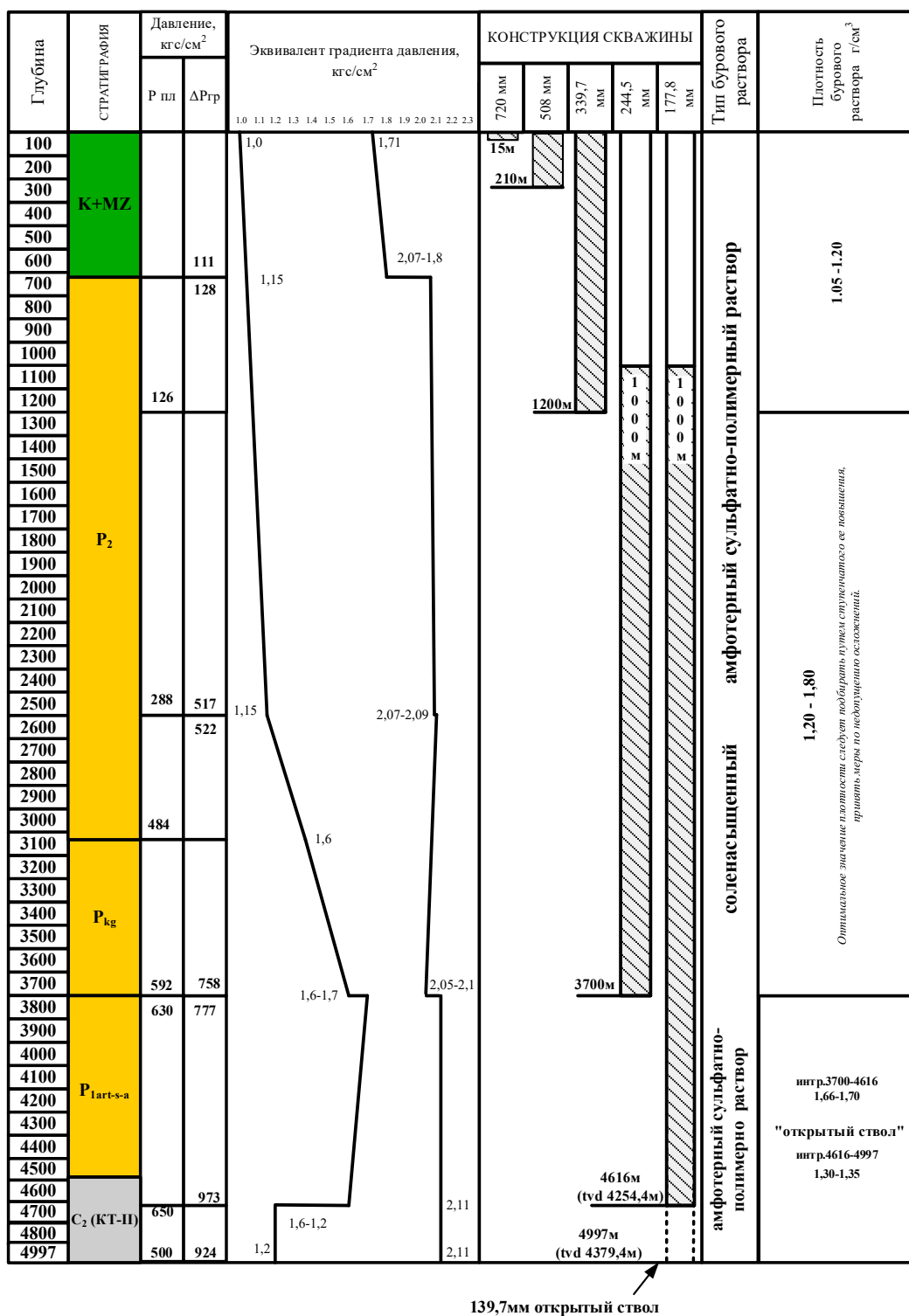


рис.5.1



5.1. 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	0-15	740,0	0	1	1	0-15	Для перекрытия неустойчивых верхних горизонтов.
2	Удлиненное направление	0-210	660,4	0	1	1	0-210	Защиты от загрязнения, распространенного на территории работ месторождения пресных вод
3	Кондуктор	0-1200	444,5	0	1	1	0-1200	Для перекрытия неустойчивых пород в нижнемеловых, юрских, триасовых и верхней части пермских отложений, склонных к осыпям и обвалам.
4	Промежуточная колонна	0-3700	311,2	1000	1	1	0-3700	Для перекрытия верхнепермских отложений, склонных к осыпям и обвалам и соленосной толщи кунгура, склонной к кавернообразованию; создание герметичности ствола.
5	Эксплуатационная колонна Фильтр или «открытый ствол»	0-4616 4616-4997	215,9 139,7	1000	1	1	0-4616 4616-4997	Разобшение нефтеносных горизонтов



Таблица 5.3

5.2. 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	720	0-15	8	1	1	BC	740	0-15
2	1	1	1	508	0-210	11,13	1	1	BC	533	0-210
3	1	1	1	339,7	0-1200	12,19	1	1	BC	365	0-1200
4	1	1	1	244,5	0-3700	11,99	1	1	BC	314,9	0-3700
5	1	1	1	177,8	0-4616	12,65	1	1	-	190,5	0-4616
Фильтр или «открытый ствол»				139,7	4616-4997						4616-4997



Таблица 5.4

**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 30-620м 620-2500м 2500-3029м 3700-4590м
4	Содержание соли в буровом растворе перед вскрытием кунгурских отложений довести до 320 г/л.	Предупреждение кавернообразования
5	Перед началом бурения и перед подъемом бурильных труб в интервале нефтегазопроявлений, промывать скважину в течении одного цикла.	Предупреждение нефтегазопроявлений
6	При бурении интервалов 3850-3874м, 4985-3995м, 4158-4221м, 4314-4371м, 4590-4997м плотность, вязкость, СНС и реологические показатели поддерживать минимально допустимыми.	Предупреждение поглощения бурового раствора
7	За 100 метров до вскрытия интервала продуктивных пластов с флюидами, содержащими сероводород составляется ПОР, акт готовности объекта и выполняется установка станции ГТИ при бурении и обнаружении признаков ГНВП и сероворода.	Предупреждение проявлений ГНВП и агрессии сероводорода
8	Снизить скорость спускоподъемных операций. При вскрытии продуктивных отложений руководствоваться «Правилами по вскрытию сероводородосодержащих горизонтов».	Предупреждение агрессии сероводорода
9	Обеспечить дегазацию промывочной жидкости и установить контроль за доливом её во время подъема бурильной колонны.	До вскрытия продуктивного горизонта



6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

6.1 Общие положения по искривлению скважины

На строительство сложно-наклонно-направленных скважин предлагается применение стандартного наземного оборудования, серийно выпускаемых долот, забойных двигателей, бурильных и обсадных труб, а также специальных элементов низа бурильной колонны. Выбранный тип профиля широко применяется на практике и на данном месторождении.

При проводке скважины должен осуществляться контроль за отклонением ствола.

При бурении наклонного и горизонтального участков ствола осуществляется постоянный визуальный и инструментальный контроль за износом и состоянием бурильной колонны согласно технологическому регламенту. При обнаружении износа, деформации применение труб не допускается. При спуске обсадных колонн обеспечивается проходимость в интервалах отклонения ствола.

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

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

6.2 Проект профиля

Тип проектного профиля - трех - участковый:

1. Участок вертикальный;
2. Участок набора кривизны;
3. Участок наклонно-прямолинейный;

Таблица 6.1

Таблица результатов расчета траектории проектного профиля ствола 8080

Глубина скважины (по оси), м	Глубина скважины по вертикали, м	Зенитный угол, градус	Азимутный угол, градус	Координата севера, м	Координата востока, м	Интенсивность на 10 м проходки градус/10м	Отклонение от вертикали, м	Примечание
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
3800.00	3800.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
4223.85	4124.34	70.64	230.11	-147.38	-176.34	5.00	229.82	
4612.07	4253.02	70.64	230.11	-382.27	-457.38	0.00	596.09	
4616.24	4254.40	70.85	230.11	-384.80	-460.40	1.50	600.03	Точка А
4997.30	4379.40	70.85	230.11	-615.64	-736.60	0.00	960.00	Точка В



Таблица 6.2

Результат расчета профиля ствола скважины 8080

Глубина скважины (по оси), м	Глубина скважины по вертикали, м	Зенитный угол, градус	Азимутный угол, градус	Координата севера, м	Координата востока, м	Интенсивность на 10 м проходки градус/10м	Отклонение от вертикали, м	Примечание
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
3780.00	3780.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
3800.00	3800.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
3810.00	3810.00	1.67	230.11	-0.09	-0.11	5.00	0.15	
3840.00	3839.91	6.67	230.11	-1.49	-1.78	5.00	2.32	
3870.00	3869.52	11.67	230.11	-4.55	-5.45	5.00	7.10	
3900.00	3898.60	16.67	230.11	-9.26	-11.08	5.00	14.44	
3930.00	3926.92	21.67	230.11	-15.58	-18.64	5.00	24.29	
3960.00	3954.29	26.67	230.11	-23.45	-28.06	5.00	36.57	
3990.00	3980.47	31.67	230.11	-32.82	-39.27	5.00	51.18	
4020.00	4005.29	36.67	230.11	-43.62	-52.20	5.00	68.03	
4050.00	4028.54	41.67	230.11	-55.77	-66.73	5.00	86.97	
4080.00	4050.05	46.67	230.11	-69.17	-82.76	5.00	107.86	
4110.00	4069.66	51.67	230.11	-83.72	-100.17	5.00	130.55	
4140.00	4087.22	56.67	230.11	-99.32	-118.83	5.00	154.87	
4170.00	4102.59	61.67	230.11	-115.83	-138.59	5.00	180.62	
4200.00	4115.66	66.67	230.11	-133.14	-159.30	5.00	207.61	
4223.85	4124.34	70.64	230.11	-147.38	-176.34	5.00	229.82	
4230.00	4126.38	70.64	230.11	-151.11	-180.79	0.00	235.62	
4260.00	4136.32	70.64	230.11	-169.26	-202.51	0.00	263.93	
4290.00	4146.27	70.64	230.11	-187.41	-224.23	0.00	292.23	
4320.00	4156.21	70.64	230.11	-205.56	-245.94	0.00	320.54	
4350.00	4166.15	70.64	230.11	-223.71	-267.66	0.00	348.84	
4380.00	4176.10	70.64	230.11	-241.86	-289.38	0.00	377.14	
4410.00	4186.04	70.64	230.11	-260.01	-311.10	0.00	405.45	
4440.00	4195.99	70.64	230.11	-278.16	-332.81	0.00	433.75	
4470.00	4205.93	70.64	230.11	-296.32	-354.53	0.00	462.06	
4500.00	4215.88	70.64	230.11	-314.47	-376.25	0.00	490.36	
4530.00	4225.82	70.64	230.11	-332.62	-397.97	0.00	518.66	
4560.00	4235.76	70.64	230.11	-350.77	-419.68	0.00	546.97	
4590.00	4245.71	70.64	230.11	-368.92	-441.40	0.00	575.27	
4612.07	4253.02	70.64	230.11	-382.27	-457.38	0.00	596.09	
4616.24	4254.40	70.85	230.11	-384.80	-460.40	1.50	600.03	Точка А
4620.00	4255.63	70.85	230.11	-387.08	-463.12	0.00	603.58	
4650.00	4265.47	70.85	230.11	-405.25	-484.87	0.00	631.92	
4680.00	4275.31	70.85	230.11	-423.42	-506.61	0.00	660.26	
4710.00	4285.16	70.85	230.11	-441.60	-528.36	0.00	688.60	
4740.00	4295.00	70.85	230.11	-459.77	-550.10	0.00	716.94	
4770.00	4304.84	70.85	230.11	-477.95	-571.85	0.00	745.28	
4800.00	4314.68	70.85	230.11	-496.12	-593.59	0.00	773.62	
4830.00	4324.52	70.85	230.11	-514.30	-615.34	0.00	801.96	
4860.00	4334.36	70.85	230.11	-532.47	-637.09	0.00	830.30	



4890.00	4344.20	70.85	230.11	-550.64	-658.83	0.00	858.64	
4920.00	4354.04	70.85	230.11	-568.82	-680.58	0.00	886.98	
4950.00	4363.89	70.85	230.11	-586.99	-702.32	0.00	915.32	
4980.00	4373.73	70.85	230.11	-605.17	-724.07	0.00	943.66	
4997.00	4379.40	70.85	230.11	-615.64	-736.60	0.00	960.00	Точка В

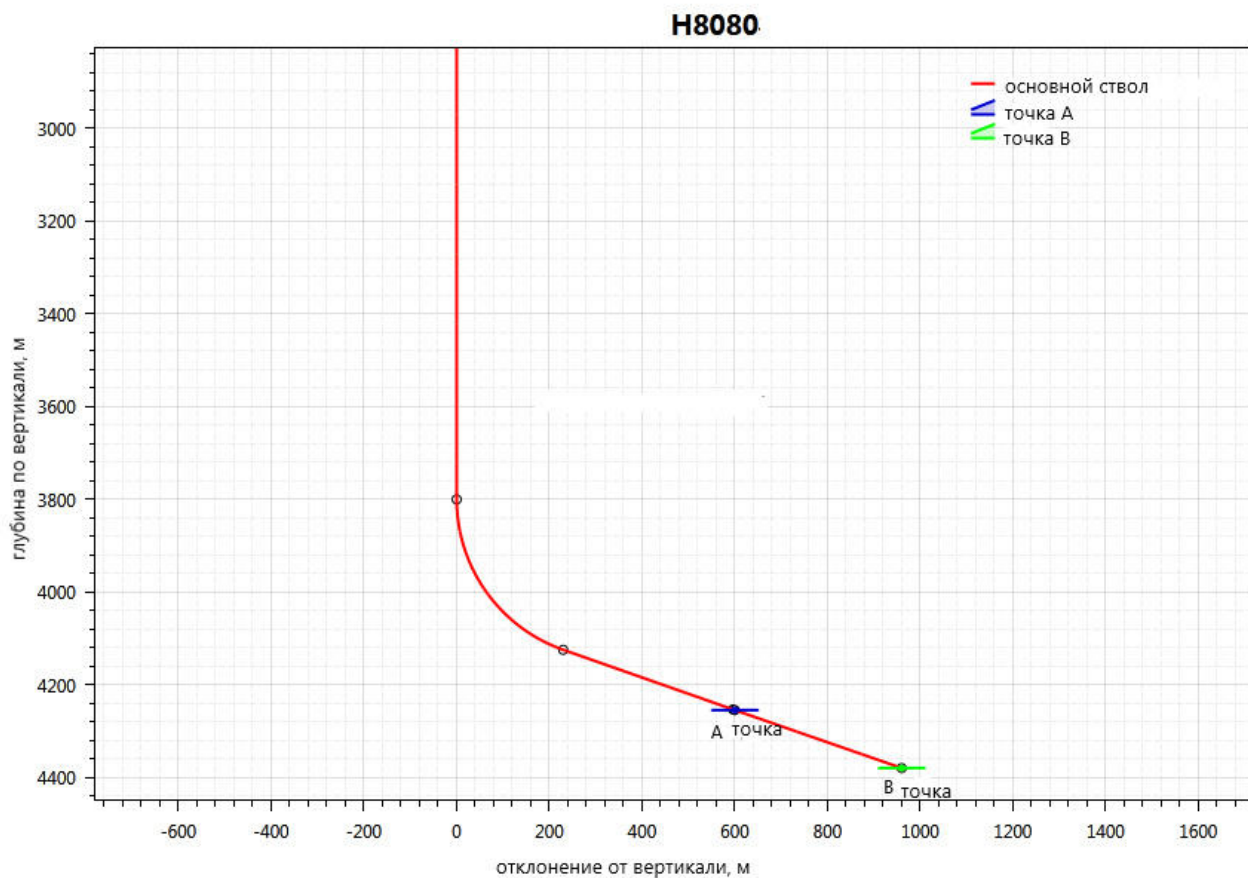


Рис. 6.1 Проектный профиль ствола скважины 8080



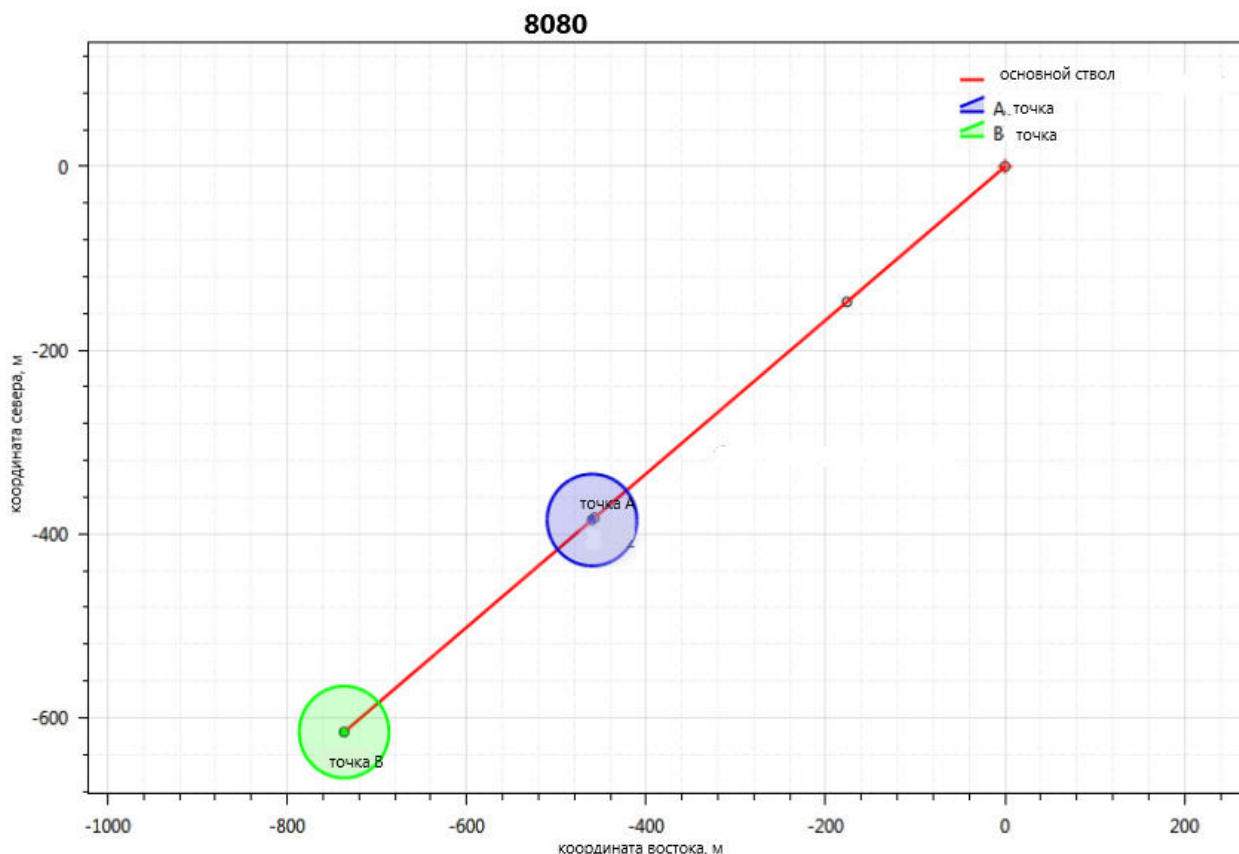


Рис 6.2. Горизонтальная проекция профиля ствола скважины 8080

Конструкция скважины выбрана в соответствии с конструкцией скважин, установленной типовым проектом для данного месторождения.

Бурение скважины с наклонно - направленным положением ствола обеспечивается компоновками низа буровой колонны, подготовленными подрядной организацией.

6.3 Технические средства и специальные технологические требования

6.3.1 Участок вертикальный и наклонно-направленный

1. Предлагается следующая компоновка низа буровой колонны:

Долото Ш-215,9 мм + ВЗД Ø172 мм 7м + КЛС Ø212 мм х 1,32м + MWD Ø178 мм х 0,70м + УБТн/м Ø159 мм х 9м + ТБТ Ø127мм х 270м + СБТ Ø127мм х 9,19 мм-G-105.

2. Технологические требования для вертикального участка ствола скважины:

2.1. Для создания лучших условий бурения участка ствола скважины, при бурении вертикального участка ствола скважины предлагается использовать калибраторы с целью получения гладкой траектории ствола скважины и уменьшения осложнений в интервале наклонно-направленного участка ствола скважины.

2.2 В верхнем интервале ствола скважины до точки набора угла максимальный угол не должен превышать $3-5^{\circ}$, смещение не более 30м.

2.3. Глубина начала зарезки наклонного участка скважины (3800м) будет уточняться по результатам фактического замера кривизны в вертикальном участке.

6.3.2 Участок набора кривизны

1. Контроль кривизны ствола скважины в интервале 3800-4997м стандартным прибором, указанным в рабочем проекте или аналогичными стандартными приборами.



2. В процессе проводки наклонного участка скважины винтовым двигателем необходимо шаблонировать ствол скважины на длину пробуренного интервала через каждые 50 м.

6.3.3 Участок наклонно прямолинейный

1. КНБК для бурения наклонно-прямолинейного участка скважины по рекомендации подрядной организации.
2. Технические требования и мероприятия для проводки наклонно-прямолинейного участка ствола скважины:
 - a. Необходимо обеспечить требуемые моменты свинчивания соединений между долотом и другими опорно - центрирующими устройствами.
 - b. При вынужденных остановках в процессе бурения наклонного участка необходимо постоянно расхаживать инструмент.
 - c. В интервале бурения наклонного участка ствола скважины расход промывочной жидкости должен быть не менее 20-25 л/сек.

6.2.4 Технические требования применения бескабельной телесистемы MWD.

1. Необходимо обеспечить равномерную подачу буровых насосов.
2. Чтобы обеспечить нормальную работу винтового двигателя, в системе циркуляции необходимо использовать фильтры для улавливания в растворе крупных частиц.
3. Чтобы обеспечить качественную работу прибора MWD, в буровой раствор в процессе бурения нельзя добавлять наполнитель крупных фракций для ликвидации поглощений.
4. Спуск инструмента с прибором MWD должен производиться плавно. Под прибором MWD установить обратный клапан.
5. Производительность буровых насосов должна быть не менее 25л/сек.
6. Буровая должна быть непрерывно обеспечена электрической энергией (220 В, 50-60 гц). В случае ожидаемого отключения электроэнергии необходимо предварительно поставить об этом известность инженера технолога «Подрядчика».
7. Для нормальной работы приборов бурильная колонна должна быть прошаблонирована.
8. Нельзя изменять параметры бурового раствора без согласования с «Заказчиком».

6.2.5 Другие технические требования

1. Бурильные трубы:

При бурения сложно-наклонно-направленных скважин, в сравнении с вертикальными скважинами, возникают большие сопротивления трения и большая вероятность затяжки и посадки бурового инструмента при спуско – подъёмных операциях. Поэтому буровую необходимо комплектовать новой бурильной колонной или перед началом бурения наклонного участка обеспечить контроль за состоянием бурильных труб неразрушающими методами.

Буровые растворы:

Хорошие свойства бурового раствора являются важным фактором успешного выполнения бурения наклонно-направленных скважин. Если большая водоотдача и толстая глинистая корка, то может возникнуть набухание глинистых пород, обвалы стенок скважин и сужения диаметра ствола скважины. Все это приводит к ухудшению ствола скважины. Поэтому при бурении сложно-наклонно-направленных скважин необходимо обеспечить хорошие свойства бурового раствора в соответствии с проектом.



7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

7.1 Общие положения

Параметры, тип бурового раствора и химические реагенты для его обработки выбраны основываясь на большом опыте бурения скважин на месторождениях АО «СНПС-Актотемунайгаз», 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 7.1., компонентный состав бурового раствора и характеристики в таблице 7.2

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

- 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.

По данным «Анализа разработки подсолевых залежей нефтяного месторождения Кенкияк», 2025г. содержание сероводорода составляет 0,80 моль% (таблица 4.4.). При контроле технологического процесса строительства скважины и выполнении мероприятий, обеспечивающих своевременное распознавание предаварийных ситуации предотвращение выбросов и открытых фонтанов гарантированно. 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 плашечный;

5) в случае закрытия плашечного 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 немужфтовой части колонны против плашек превентора. Закрепляют тормоз лебедки, клинья демонтируют (убирают элеватор);

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

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

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

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

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

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

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

5. Действия вахты при промыслово-геофизических работах:

1) бурильщик подает сигнал «Выброс», дает указание об остановке проведения



геофизических работ и немедленном подъеме приборов из скважины, вахте сообщает о проявлении;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

16) дальнейшие работы выполняются по утвержденному специальному плану.

7. Действия вахты при СПО с электроцентробежным насосом:

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

2) бурильщик с помощниками наводят на устье планшайбу с открытой задвижкой и с закрепленным уплотнительным кольцом и соединяет патрубок планшайбы с колонной трубой;

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 спускоподъемных 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 спускоподъемных 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 7.1

7.2. 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	AV, МПа.с	PV, 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 – полимерный глинистый раствор	0-210	1,05-1,15	45-55	< 8	1-2	3-8	< 1	≤ 0,8	-	7,0-7,5	-	13-25	7-10	-
Амфотерно – полимерный глинистый раствор	210-1200	1,15-1,20	45-70	< 10-6	1-2	3-8	< 1-0,5	≤ 0,6	< 10	7,0-8,0	50-60	20-35	7-10	1,10
Амфотерно полимерный соленащенный глинистый раствор	1200-3700	1,20-1,80	45-90	≤ 5	1-3	3-15	< 1	≤ 0,5	< 36	7,0-8,0	40-50	32-70	7-15	1,20
Амфотерно – сульфатно-полимерный глинистый раствор	3700-4616	1,66-1,70	70-90	≤ 3,5	2-6	8-20	< 1,0	< 0,3	< 40	7,0-9,5	30-40	55-75	10-20	1,80
	4616-4997	1,30-1,35	70-100	≤ 3,0	3-6	10-25	< 1,0	< 0,3	< 40	7,0-9,5	25-35	60-80	10,20	

Оптимальное значение плотности следует подбирать путем ступенчатого ее повышения, принять меры по недопущению осложнений.



Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент

Циркуляционная система буровой предусматривает замкнутый цикл использования бурового раствора, исключая его выброс и загрязнение окружающей среды. Хранение и использование химических реагентов производится в специально отведенных местах, для хранения и складирования сыпучих веществ, применяются контейнера. Жидкие химические реагенты доставляются на буровую в специальных контейнерах, а сухие - в контейнерах и мешках.

Таблица 7.2.

Номер интервала	Интервал, м		Название раствора	Плот- ность раство- ра	Смена рас-ра для бур. интерв.	Название компонента	Концент- рация, %
	от (верх)	До (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	11
I-II	0	1200	амфотерный сульфатно полимерный глинистый раствор	1,05- 1,20	нет	бентонит Na ₂ CO ₃ NaOH FA 367 XY-27 JT-888 SMP-2	4-5 0,1 0,1 0,1 0,3 0,1 2
III	1200	3700	амфотерный сульфатно полимерный глинистый раствор соленасыщен- ный	1,20- 1,80	нет	Бентонит Na ₂ CO ₃ NaOH FA 367 XY-27 JT-888 SMP-2 NaCl	6-8 0,2-0,3 0,2-0,3 0,6 -0,8 0,6 -0,8 0,6 -0,8 3 35
IV	3700	4616	амфотерный сульфатно полимерный глинистый раствор	1,66- 1,70	да	Бентонит Na ₂ CO ₃ NaOH FA 367 XY-27 SMP-2 JT-888 ZD EP	3-4 0,2 0,2-0,3 0,5-0,75 0,8-1,0 3,0 0,5-0,6 3,0 2,0
	4616	4997		1,30- 1,35			
Примечание: 1. Плотность и параметры бурового раствора будут уточняться и корректироваться по фактическим данным бурения скважины. 2. Типы буровых растворов и компонентный состав могут быть изменены по усмотрению Заказчика.							



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

№	Наименование	Тип	Планируемый объем	
1	2	3	4	5
1	Коагулянт	FA-367	т	15,0
2	Стабилизатор	JT-888	т	9,0
3	Разжижитель	XY-27	т	11,5
4	Стабилизатор	SMP-2	т	44,0
5	Кольматант	ZD	т	8,0
6	Кольматант	EP	т	8,0
7	Кальцинированная сода	Na ₂ CO ₃	т	4,0
8	Каустическая сода	NaOH	т	8,5
9	Бентонит		т	26,0
10	Барит		т	1300
11	Пеногаситель	YHP-008	т	4,0
12	Нейтрализатор H ₂ S	2Zn CO ₃ 3Zn (OH) ₂	т	2,0
13	Хлористый натрий	NaCl	т	350,0
14	Стабилизатор	PAC-LV	т	2,0
15	Регулятор реологии, понижитель фильтрации	PAC-RL	т	3,0
Дополнительная обработка бурового раствора реагентом нейтрализатором				
16	Нейтрализатор сероводорода	MnO ₂ – 0.1% или KO-101 – 10%,	т	По необходимости



Таблица 7.4

Потребность барита для утяжеления бурового раствора

Интервал бурения, м	Плотность бурового раствора, гс/см ³		Расход барита, кг/м	Потребность барита, т
	в начале интервала	в конце интервала		
1	2	3	4	5
Бурение 0-1200м	1,05	1,20	Сметный расход	600
Бурение 1200-3700м	1,20	1,80		600
Бурение 3700-4616м	1,66	1,70		100
ин-л 4616-4997м	1,30	1,35		1300
Итого:				
Примечание: 1.Плотность и параметры бурового раствора будут уточняться и корректироваться по фактическим данным бурения скважины. 2.Типы буровых растворов и компонентный состав могут быть изменены по усмотрению Заказчика.				

Таблица 7.5

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, кг
1	2	3	4	5	6
1	Направление	Кальцинированная сода	2.5	5	14
2	Удлиненное направление	Кальцинированная сода	2.5	5	192
3	Кондуктор	Кальцинированная сода	2.5	5	456
4	Промежуточная	Кальцинированная сода	2.5	5	703
5	Эксплуатационная	Кальцинированная сода	2.5	5	415



Таблица 7.6

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	SB150	1			
2. Вибросито	GW-2х3	3			
3. Гидроциклон	ZQJ300	2			
4. Илоотделитель	NCN125	1			
5. Центрифуга	JL35-DZ (45кВт)	1			
6. Пескоотделитель	NCS-300 х 2	1			
Механическая сепарация					
7. Дегазатор	ZCQ240-28 RSD/ZCQ270	1	3700	4616	
8. Газосепаратор	YQF-8000/1.5., NQF-1200/1.0	1	3700	4616	
Возможно использование другого типа с аналогичными техническими характеристиками для приготовления и очистки бурового раствора от выбуренной породы.					



8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Таблица 8.1

8.1. 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, тн	скорость вращения, об/мин	подача насосов, л/с (факт.)	давление на стояке, кгс/см ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	210	Бурение	III-660 PC-1	роторное	до 6	60-80	30-35	
0	1200	Бурение Проработка	III-444,5 MP1	то же	5-8	110-120	55-60	40-50
1200	3700	Бурение Проработка	III-311,2 HJT-517G	роторно-винтовой	5-10	ВЗД+60-70	40-50	120-200
3700	4616	Бурение Проработка	III-215,9 HJ537	роторно-винтовой	5-8	ВЗД+60-70	20-25	120-220
4616	4997	Бурение	III-139,7 HA-517J	роторно-винтовой	3-6	ВЗД+30-60	10-15	115-190

Допускается применение долот других производителей с аналогичными техническими характеристиками соответствующие стандарту API.



Таблица 8.2

8.2. Потребное количество элементов КНБК

Номер колонны в порядке	Типоразмер, шифр элементов	Вид технологической операции	Интервал работ по стволу, м		Потребное количество на интервал, шт (для УБТ, ВЗД-метры)
			от (верх)	до(низ)	
1	2	3	4		5
1	Ш-660,4 РС-1 УБТ $\varnothing$ 228,6мм ТФ 444,5 мм	Бурение Бурение Разбур.обрат.клап. и башмака	15	210	1 27 1
2	Ш-444,5мм МР-1 Ш-444,5мм МР-1 УБТ $\varnothing$ 228,6 мм КЛС $\varnothing$ 444,5 мм УБТ $\varnothing$ 228,9 мм УБТ $\varnothing$ 203,2 мм УБТ $\varnothing$ 177,8мм ТФ $\varnothing$ 311,2мм	Бурение Проработка Бурение Бурение Бурение Бурение Бурение Разбур.обрат.клап. и башмака	210 210 1180	1200 1200 1200	3 1 18 9 81 27 1
3	Ш -311,2мм НЖТ-517G Ш-311,2мм НЖТ-517G ВЗД $\varnothing$ 203мм УБТ $\varnothing$ 228,6 мм КЛС $\varnothing$ 311,2 УБТ $\varnothing$ 228,6мм УБТ $\varnothing$ 203,2мм УБТ $\varnothing$ 177,8мм ТФ $\varnothing$ 215,9	Бурение Проработка Бурение Бурение Бурение Бурение Бурение Разбуривание обр.клап. и башм.	1200 1200 3680	3700 3700 3700	7-8 1 18 9 81 27 1



4	Ш-215,9 HJ537	Бурение	3700	4616	2-3
	Ш-215,9 HJ537	Проработка	3700	4616	1
	ВЗД ø172мм	Бурение			
	MWD ø 170мм	Бурение			
	УБТн/м ø 158,7мм	Бурение			9
	КЛС ø 215,9мм	Бурение			
5	УБТ ø 158,7мм	Бурение			135
	Ш -139,7мм HA-517J	Бурение	4616	4997	1-2
	ВЗД ø120мм	Бурение			
	MWD ø 128мм	Бурение			
	ТБТ н/м ø 89мм	Бурение			27
	КЛС ø 134мм	Бурение			
	ЯСС ø 121мм	Бурение			180
	ТБТ ø 89мм	Бурение			



Таблица 8.3

Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции	Тип оснастки
от(верх)	до (низ)		
1	2	3	4
0	3700	Бурение, спуск обсадных колонн	6х7
3700	4997		6х7



Таблица 8.4

8.3. Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции (бурение скважины, 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)	наружный 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	210	210	1	СБТ	127	G-105	9,19	3 -133	183	5,9	13,6	3,1	> 1,5
Разбурив. цемента и башмака	190	210												
Бурение, проработка	210	1200	1200	1	СБТ	127	G-105	9,19	3 -133	1065	34,1	64,3	3,1	> 1,5
Разбурив. цемента и башмака	1180	1200												
Бурение, проработ.	1200	3700	3700	1	СБТ	127	G-105	9,19	3 -133	3565	114,8	145	1,4	> 1,5
Разбурив. цемента и башмака	3680	3700												
Бурение, проработ.	3700 4616	4616 4970	4616 4616	1	СБТ СБТ	127 89	G-105 G	9,19 9,35	3 -133 3 -102	4472 4790	143,9 100,6	161,6 113,9	1,4	> 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
от(верх)	до(низ)				Ø цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	Подача насосов, л/сек	производительность, л/с, (из хар-ки насоса)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	1200	Бурение, промывка	F-1600	2	180	227	0,8	50-55	46,54x0,8	37,2x2
1200	3700	Бурение, проработка, промывка	F-1600	1	170	255	0,8	40-45	38,05x0,8	30,4
				1	180	227	0,8	40-45	46,54x0,8	37,2
3700	4616	Бурение, проработка, промывка	F-1600	1	160	288	0,8	18-25	36,77x0,8	30
4616	4997		F-1600	1	150	327	0,8	12-15	32,3x0,8	26

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



Таблица 8.6

Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид техноло- гической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давлений для конца интервала в			
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильных трубах, МПа/1000м	кольцевом пространстве, МПа/1000м
				долоте, МПа	УБТ, МПа/100м		
1	2	3	4	5	6	7	8
0	1200	бурение	40-50	0,44	0,89	3,41	0,1
1200	3700	бурение	120-200	0,64	0,74	2,82	0,1
3700	4616	бурение	120-220	0,71-1,11	0,18	0,74	0,38
4616	4997	бурение	115-190	0,38-0,7	0,07	0,30	0,20



**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 Удлиненное направление	0-210	УБТ СБТ	228,6 127	G-105 9,19	NC-61 3 -133	27 183	7,7 5,9 13,6	8,1 6,2 14,3
Итого:								
Кондуктор	0-1200	УБТ УБТ УБТ СБТ	228,6 203,2 177,8 127	G-105 9,19	NC-61 NC-56 NC-50 3 -133	27 81 27 1065	7,8 18 4,4 34,1	8,2 18,9 4,6 35,8
Итого :							64,3	67,5
Промежуточная	0-3700	УБТ УБТ УБТ СБТ	228,6 203,2 177,8 127	G-105 9,19	NC-61 NC-56 NC-50 3 -133	27 81 27 3565	7,8 18 4,4 114,8	8,2 18,9 4,6 120,5
Итого :							145	152,2
Эксплуатационная	0-4616	УБТн/м. СБТ	158,7 127	G-105 9,19	NC-46 3 -133	9+135 4472	17,7 143,9	18,6 151,1
Итого :							161,6	169,7
«открытый ствол»	0-4997	ТБТ СБТ	89 89	G-9,35	NC-50 3-133	27+180 4790	13,3 100,6	14 105,6
Итого:							113,9	119,6
Для работы в эксплуатационной колонне	0-4997	СБТ	89	G 9,35	3 -102	4997	105,0	110,2
Итого:							105,0	110,2



9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

Таблица 9.1

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
2	Кондуктор	1	0	1200	0	126	При опрессовке 205	
3	Техническая колонна	1	0	3700	По горному 397 0	давлению 303 397	421 При опрессовке 421	457
4	Эксплуатацион. колонна	1	0	4616	0	297	420 При опрессовке 420	470



Таблица 9.2

9.1. Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристика обсадных труб				
наружный диаметр	производство	условный код типа соединения	марка труб	толщина стенки, мм
1	2	3	4	5
720	ОТП/Импортное	BC	J-55	8
508	ОТП	-	J-55	11.13
339.7	ОТП	BC	L-80	12.19
244.5	ОТП	BC	125TT	11.99
177.8	ОТП/Импортное	-	90 SS	12.65

Включение в компоновку проектируемых обсадных труб других труб с соответствующими резьбовыми соединениями допускается при отсутствии указанных труб с требуемыми прочностными характеристиками основными требованиями к резьбовым соединениям обсадных труб является сохранение герметичности соединения, при высоких уровнях механических нагрузок (растяжение, сжатие, изгиб, кручение). Допускается применение других марок сталей и толщин стенок обсадных труб с прочностными характеристиками не ниже расчетных и со стойкостью к СКРН для эксплуатационных колонн, необходимо согласовывать с проектной организацией.



Таблица 9.3

9.2. Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска	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
1	0-15	15			720,0	BC	J-55*8	-	-	-
2	0-210	210	29,4	30,8	508,0	BC	J-55*11,13	11,0	37,3	1,5
3	0-1200	1200	121,4	127,5	339,7	BC	L-80*12,19	1,2	1,6	2,9
4	0-3700	3700	254,3	267,0	244,5	BC	125TT*11,99	1,7	1,6	3,6
5	0-4616	4616	240,5	252,5	177,8	-	90SS*12,65	2,6	1,8	3,2
Фильтр или «открытый ствол»	4616-4997	381			139,7					
Включение в компоновку проектируемых обсадных труб других труб с соответствующими резьбовыми соединениями допускается при отсутствии указанных труб с требуемыми прочностными характеристиками основными требованиями к резьбовым соединениям обсадных труб является сохранение герметичности соединения, при высоких уровнях механических нагрузок (растяжение, сжатие, изгиб, кручение). Допускается применение других марок сталей и толщин стенок обсадных труб с прочностными характеристиками не ниже расчетных и со стойкостью к СКРН для эксплуатационных колонн, необходимо согласовывать с проектной организацией.										



Таблица 9.4

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	Кондуктор	1	Элеватор	По рекомендации фирм поставщиков	5А2-АНИ (для импортных труб)	0-1200	0,6		1200	1цикл	50
2	Промежуточная	1	Спайдер/элеватор	тоже	тоже	0-3700	0,6	250	2000 3700	1цикл 1цикл	50 30
3	Эксплуатационная	1	Спайдер/элеватор	тоже	тоже	0-4616	0,6	250	4616	1цикл	20
Контроль заполнения скважины при подъеме инструмента осуществляется с помощью гидродинамических методов, включая замеры давления и температуры, и дифференциальных методов, которые позволяют определить наличие перелива или недостаточного заполнения.											
Контроль вытесненного из скважины раствора при спуске инструмента осуществляется путем мониторинга вязкости, анализа отобранных проб на наличие газа и температуры.											
Примечание : При спуске обсадных труб руководствоваться рекомендациями фирм -поставщиков											



Таблица 9.6

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	205	60	1
3	Промежуточная	1	-	1,00	1,00	421	60	1
4	Эксплуатационная	1	115	1,00	-	420	-	1

Таблица 9.7

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	Удлиненное направление	1	1	Буферная Тампонажная	Вода ПЦТ-Марка- G	1,0 1,8
2	Кондуктор	1	1	Буферная Тампонажная	Вода ПЦТ-Марка- G CaCl ₂	1,0 1,86 2,5
3	Промежуточная	1	1	Буферная Продавочная Буферная Тампонажная	Вода Буровой раствор Вода ПЦТ-Марка- G NaCl ₂	1,5 1,82 1,6 1,89 -
4	Эксплуатационная	1	1	Буферная Продавочная Буферная Тампонажная	Вода Буровой раствор Вода ПЦТ-Марка- G	1,5 1,9 1,5 2,1

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 9.8

9.3. 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	Удлиненное направление	Прямой	1	0-210	10	Буферная Тампонажная Буферная Продавочная	- 0 50 0	- 210 210 200
2	Кондуктор	Прямой	1	0-1200	20	Буферная тампонажная буферная продавочная	- 0 1140 0	- 1200 1180 1140
3	Промежуточная	Прямой	1	0-3700	20	Буферная тампонажная буферная продавочная	- 1000 3640 0	- 3700 3680 3640
4	Эксплуатационная	Прямой	1	0-4616	20	Буферная тампонажная буферная продавочная тампонажная буферная продавочная	- 3500 4556 0 1000 3440 0	- 4616 4596 4556 3500 3480 3440
Примечание : Допускается двухступенчатый способ цементирования для получения более высокой степени уплотнения кольца и надёжности сооружения цементного кольца.								



Таблица 9.9

Характеристика жидкости для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)						
				Тип или название	Объем порции ,м ³	Плотность ,г/см ³	Пластическая вязкость ,сП	Динамическая нагрузка сдвига, мГс/см ²	Время начала схватывания, мин	Время, ОЗЦ, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	1	1	Буферная	4	1.0	Не регламентируется	-	-	-
				Тампонажная	3,2	1.85	15 30	120	16	
				Буферная	2	1.0	Не регламентируется	-	-	-
				Продавочная	6	1.05	-	-	-	-
2	Удлиненное направление	1	1	Буферная	4	1.0	Не регламентируется	-	-	-
				Тампонажная	61,1	1.85	15 30	120	16	
				Буферная	2	1.0	Не регламентируется	-	-	-
				Продавочная	38,2	1.05	-	-	-	-
3	Кондуктор	1	1	Буферная	6	1.0	Не регламентируется	-	-	-
				Тампонажная	145,7	1.82	130 14	150	16-24	
				Буферная	5	1.0	Не регламентируется	-	-	-
				Продавочная	94,6	1.20	-	-	-	-
4	Промежуточная	1	1	Буферная	10	1,5	Не регламентируется	-	-	-
				Тампонажная	185,6	1.86	110-135 12-14	300	48	
				Буферная	8	1.6	-	-	-	-
				Продавочная	145,3	1.80	-	-	-	-
5	Эксплуатационная	1	1	Буферная	3	1,5	Не регламентируется	-	-	-
				Тампонажная	64,3	2,1	125 16,7	261	72	
				Буферная	1	1,5	-	-	-	-
				Продавочная	86,4	1,85	-	-	-	-
Примечание : Тампонажные смеси должны обладать стойкостью к воздействию сероводорода и в полном объеме соответствовать геолого-техническим условиям, предъявляемым к цементированию обсадных колонн. Количество продавочной жидкости уточняется в зависимости от фактической глубины спуска колонн.										



Таблица 9.10

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

№ № п/п	Наименование	Колонна			
		Направление Ø 720 мм + Удлиненное направление Ø 508 мм	Кондуктор Ø 339,7мм	Техническая Ø 244,5мм	Эксплуата- ционная Ø 177,8 мм
1	2	3	4	5	6
1	ПТЦ марки Г, т	86,9	197,1	251,1	86,9
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.



Таблица 9.11

9.4. Оборудование устья скважины
Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки обсадн. колонны, кг/см ²	Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	Количество, шт.	Допустимое рабочее давление, кг/см ²
Номер в по- рядке спуска	Название						
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Техническая	Принято по ГОСТ 13862- 2003г.	421	FN35 - 70 2FZ 35 - 70 FZ 35 - 70	API 16A	комплект	700
2	Эксплуатационная	№6 (типовая схема превенторн ых блоков)	420	ОКК2-105-178x245x340K ₂ АФК6-80/65x105K ₂	API 16A	комплект	700
	Колонная головка		-			комплект	700
	Фонтанная арматура		-			комплект	700

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



10. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

Освоение скважин - комплекс работ по вызову притока жидкости (газа) из пласта в скважину, обеспечивающего ее продуктивность в соответствии с локальными (местными) добычными возможностями пласта. После бурения, вскрытия пласта и перфорации обсадной колонны призабойная зона скважины, особенно поверхность вскрытой части пласта, бывает загрязнена тонкой глинистой взвесью или глинистой коркой. Поэтому и в результате некоторых других физико-химических процессов образуется зона с пониженной проницаемостью, иногда сниженной до нуля. Цель освоения - восстановление естественной проницаемости пород призабойной зоны и достижение притока, соответствующего добычным возможностям скважины.

Сущность освоения скважины заключается в создании депрессии, т. е. перепада между пластовым и забойным давлениями, с превышением пластового давления над забойным. Достигается это двумя путями: либо уменьшением плотности жидкости в скважине, либо снижением уровня (столба) жидкости в скважине.

В первом случае буровой раствор последовательно заменяют водой, затем - нефтью.

Во втором случае уровень в скважине снижают одним из следующих способов: оттартыванием желонкой или поршневанием; продавкой сжатым газом; аэрацией (прокачкой газожидкостной смеси); откачкой жидкости штанговыми скважинными насосами или погружными центробежными электронасосами.

Таким образом, можно выделить следующие шесть основных способов вызова притока: замена скважинной жидкости на более легкую, компрессионный метод, аэрация, откачка глубинными насосами, тартание, поршневание.

Перед освоением на устье скважины устанавливают арматуру в соответствии с применяемым методом и способом эксплуатации скважины. В любом случае на фланце обсадной колонны устанавливают задвижку высокого давления на случай необходимости перекрытия ствола.

Замену скважинной жидкости производят следующим образом. После перфорации эксплуатационной колонны в скважину до фильтра опускают насосно-компрессорные трубы. Затем в кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и спущенными трубами нагнетают воду. Буровой раствор, находящийся в скважине, вытесняется из нее по трубам. Если после замены бурового раствора водой возбудить скважину (т. е. вызвать приток) не удастся, то переходят на промывку скважины нефтью. После промывки скважины (прямой или обратной) водой или дегазированной нефтью можно достигнуть уменьшения забойного давления: Продавка с помощью сжатого газа (газлифтный способ освоения). Сущность метода заключается в нагнетании сжатого газа или воздуха в кольцевое пространство между подъемными трубами и обсадной колонной. Сжатый газ вытесняет жидкость, заполняющую скважину, через спущенные в нее насосно-компрессорные трубы на дневную поверхность. Аэрация - процесс смешения жидкости с пузырьками сжатого газа (воздуха). При аэрации за счет постепенного смешения сжатого газа и жидкости, заполняющей скважину (бурового раствора, воды, нефти), уменьшается плотность жидкости и тем самым плавно снижается давление на забой. Для аэрации к скважине кроме водяной (нефтяной) линии от насоса подводят также газовую линию от компрессора. Жидкость и газ смешиваются в специальном смесителе (эжекторе) или газопроводящей линии скважины, и аэрированная жидкость (газожидкостная смесь) нагнетается в ее затрубное пространство. При замене жидкости, находящейся в скважине, этой смесью давление на забой снижается, и, когда оно становится меньше пластового, нефть начинает поступать из пласта в скважину. Освоение с помощью скважинных насосов применяют в скважинах, которые предполагается эксплуатировать глубинно-насосным способом. В некоторых случаях перед спуском насосных труб забой очищают с помощью желонки. Если ствол и забой чисты, то в скважину спускают насосно-компрессорные трубы, штанговый насос, устанавливают станок-качалку, и пускают



скважину в эксплуатацию. Точно так же осваивают скважины, которые будут эксплуатироваться погружными электронасосами.

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.

Основные этапы работ по освоению скважины:

- установка внутрискважинного и устьевого оборудования,
- обработка скважины,
- очистка призабойной зоны пласта,
- проведение СКО, если есть в этом необходимость,
- обработка скважины через регулируемый штуцер. После выхода скважины на режим обработка должна производиться не менее четырех часов.

Скважина, требующая интенсификации притока на месторождении, будет обрабатываться соляной кислотой с использованием гибких НКТ. Другие методы интенсификации притока, такие как матричная кислотная обработка или гидроразрыв пласта будут проводиться по мере необходимости.

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

Освоение скважины должно производиться по типовым или индивидуальным планам с целью определения гидродинамических характеристик пласта и оптимального режима эксплуатации или нагнетания рабочего агента.

Работы по освоению и испытанию скважин начинаются при наличии акта о готовности скважины к выполнению этих работ и обеспечении следующих условий:

- 1) эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой, герметична при максимально ожидаемом давлении на устье скважины;
- 2) устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии со схемой;
- 3) установлены сепаратор и емкости для сбора флюида. Применение гибких рукавов в обвязке устья сепаратора и емкостей не допускается;
- 4) после принятия мер по устранению дефектов, в случаях установления негерметичности устья, эксплуатационной и промежуточных колонн, наличия межпластовых перетоков и межколонного давления, несоответствие цементированию.



Таблица 10.1

Основные сведения по освоению скважины

№ П/П	ПОКАЗАТЕЛИ	ОСВОЕНИЕ
1	2	3
1	Индекс стратиграфического подразделения	(КТ- II)
2	Интервал, по стволу (по вертикали)	4616-4997 (4245-4379,4)
3	Мощность объекта, м	Согласно ГИС
4	Способ вскрытия и тип перфоратора	«открытый ствол»
5	Количество отверстий на 1 погонный метр	-
6	Ожидаемый продукт	нефть
7	Метод освоения	перевод на ингибированную нефть
8	Удельный вес раствора хлористого кальция, гс/см ³	1,18
9	Фонтанная арматура	АФК6-80/65х105К2
10	Дежурство ЦА	постоянно
11	Интенсификация притока	СКО

Таблица 10.1

**Освоение 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					Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Длина секции	Масса секции (теоретическая),т	Коэффициент запаса прочности на избыточное давление	
			Номинальныйнаружн ый диаметр ,мм	Тип	Марка (группа прочности стали)	Толщина стенки,мм	Теоретическая масса ,1м/кг				Наружное	Внутреннее
1	2	3	4		5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	0-700	88,9		90SS	6,45	13,2	Цемент, колонна	700	9,2	>1,15	>1,3
	2	700-4997	73		90SS	7,01	11,4		4297	48,9	>1,15	>1,3
Примечание : При изменении глубины спуска НКТ и исходя из наличия труб, составляется контрольный расчет и согласуется с проектной организацией												



Таблица 10.2

Продолжительность работы агрегатов при освоении скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название или шифр	Количе ства вызовов	Источник норм времени	Продолжитель- ность работы, ч
1	2	3	4	5
I	Подготовительные работы ЦА-700	1	Сметные нормы на работу и дежурство спец.техники, утв. АО «Актобемунайгаз»	34,6
	Первичная перфорация ЦА-700	1		2,2
	Вызов притока ЦА-700	1		28,1
	Шаблонирование колонны ЦА-700	1		6,8
	Задавка скважины ЦА-700	1		18,8
	Итого:			90,5
	Дежурство цементирующей техники			
	-первичная перфорация ЦА-700	1	т.6	5,8
	-перфорация дополнительных отверстий ЦА-700	1	т.6	5,2х35=182
	Итого:			187,8
	Работа спец.техники при СКО			
	ЦА-700	1	т.4	24,6
	АН-700	1		24,6
	Автоцистерна 4ЦР	1		24,6



Потребное количество материалов для освоения скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
1	Буровой раствор	ГОСТ 6-01-714-72	м ³	84,2
2	Ингибитор И-1-А		т	0,93
3	Нефть		м ³	35
4	Соляная кислота ингибированная, марка А, 14-18% концентрации		т	49
5	Уксусная кислота		м ³	4,65
Примечание: 1. При освоении скважины на продуктивность проектируется применять буровой раствор, оставшийся после бурения под эксплуатационную колонну, запасной.				
Тара: бочка - для ингибитора; автоцистерны- для нефти				



11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

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

После аварии с буровым инструментом или спускоподъемным оборудованием и перед проведением ответственных работ производится внеочередной контроль. Контроль бурильных труб проводится также перед ответственными операциями.

Таблица 11.1

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

Название обсадной колонны	Тип контролируемых бурильных труб и УБТ	Периодичность дефектоскопии сут		Вид операции дефектоскопии и
		Участка трубных резьб	Зона сварного шва труб	
Техническая	Бурильных, ведущих, НКТ, СБТ и элементов трубных колонн	60 или каждые 2000м проходки*	60 или каждые 2000м проходки*	Зона сварного шва, резьбы и др. оборудования
Эксплуатационная		30	45	
Примечание : * в зависимости от того что наступит раньше				

Таблица 11.2

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	
Перед началом бурения	Обвязка буровых насосов	0	ЦА-700М	1	300
Кондуктор	Обсадная колонна Башмак	1200	ЦА-700М	1	205
	Цем. кольцо			1	60
Промежуточная	Обсадная колонна Башмак	3700	ЦА-700М	1	421
	Цем. кольцо			1	60
Эксплуатационная	Обсадная колонна	4616	ЦА-700М	1	420
	Устьевое оборудование				420
	Бур.трубы				300



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

Таблица 12.1

Средства механизации и автоматизации

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



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



Таблица 12.2

Средства контроля

№№	Наименование, тип, вид, шифр	Страна изготовитель	Кол-во, шт.
1	2	3	4
1.	Ареометр для бурового раствора	импортный	2
2.	Прибор определения условной вязкости	импортный	1
3.	Прибор определения статического напряжения сдвига	импортный	1
4.	Прибор водоотдачи	импортный	1
5.	Прибор измерения концентрации водородных ионов рН-метр, (лакмусовая бумага)	импортный	1
6	Индикаторы давления, показывающие	импортный	9
7.	Прибор определения концентрации твёрдой фазы в растворе	импортный	1
8.	Уровнемер в приемных емкостях	импортный	1
9	Рулетка 0-20 м	импортный	2
10	Кронциркуль и штангенциркуль	импортный	3
11	Гидравлический индикатор веса	импортный	2
12	Роторный манометр	импортный	1
Допускается применение аналогичных средств контроля другого производства.			

Таблица 12.3

Средства диспетчеризации

№№	Наименование, тип, вид, шифр	Кол-во, шт
1	2	3
1	Радиостанция типа «KENWOOD»	1
2	Носимая радиостанция типа «ТС-600»	4
* Для обеспечения устойчивой связи подрядчик самостоятельно может определять тип связи.		



Средства контроля воздушной среды

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

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

Таблица 12.4

№ 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. (ПОПБ ОПОНГО №355 от 30.12.2014г. п.1212 пп. 2)
2	Переносные газосигнализаторы (HS-01S, BWClip, GW-2H)	2.0	
3	Проветривания Вентиляторы	-	



13. 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 пожарной безопасности» Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 21 февраля 2022 года №55.

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 13.2, 13.3.

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

Стирка постельных принадлежностей и спецодежды производится в прачечной.

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

4. Мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений (ГНВП) и открытых фонтанов. Руководствоваться требованиями инструкции по предупреждению газонефтепроявлений (ГНВП) и открытых фонтанов при строительстве скважин на месторождениях АО «СНПС-Актобемунайгаз», утвержденный руководством АО от 31.12.2025г.

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 11.04.2014 г. №188-V.



13.1 Мероприятия по предупреждению проявлений

Общие мероприятия по предупреждению ГНВП

1. Персонал буровой установки обучается методам раннего обнаружения ГНВП, практическим действиям по герметизации устья скважин и ее глушению, правилам эксплуатации ПВО, использования СИЗ, оказанию доврачебной помощи.
2. Перед вскрытием и в процессе бурения продуктивного пласта на буровой имеется:
 - 1) запас химреагентов и утяжелителя в количестве, установленном проектом на строительство скважины;
 - 2) два шаровых крана;
4. В процессе бурения ведется тщательный контроль за обнаружением признаков ГНВП.
5. При обнаружении прямых признаков ГНВП немедленно приступить к герметизации устья скважины.
6. При обнаружении поглощения прекратить углубление скважины и остановить буровой насос.
7. Проследить за положением уровня в скважине и долить скважину до уровня устья.
8. При отсутствии уровня на устье, подъем бурильной колонны не допускается.
9. В процессе проведения СПО постоянно контролировать соответствие объемов доливаемого (вытесняемого) бурового раствора объему поднимаемых (спускаемых) бурильных труб.
10. После долива необходимо убедиться, что уровень на устье и скважина не переливает.
11. При наличии перелива определить его характер и немедленно загерметизировать скважину. Дальнейшие работы проводить по ПОР.
12. При бурении продуктивного пласта продолжительность технологических остановок сводится к минимуму.
13. При продолжительных ремонтных работах (более 5 суток) принять меры по предупреждению ГНВП.
14. При обнаружении признаков ГНВП буровая бригада обязана действовать согласно «Инструкции действия членов вахты при ГНВП».
15. При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать аварийный цементный мост.

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

1. Действия вахты при бурении скважин:
 - 1) Бурильщик подает звуковой сигнал «Выброс», приподнимает буровой инструмент на длину ведущей трубы из расчета, чтобы замок первой трубы с шаровым краном был над столом ротора на уровне элеватора или автоматического ключа бурового (далее - ключ АКБ), а против плашек превентора была гладкая часть трубы. Закрепляет тормоз лебедки;
 - 2) второй помощник бурильщика останавливает насосы. Бурильщик с первым и третьим помощниками демонтируют клинья.

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



плашек превентора была гладкая часть трубы. Закрепляют тормоз лебедки, клинья демонтируют;

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

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

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

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

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

2. Действия вахты при СПО.

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

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

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

3) если трубы спущены до кровли проявляющего пласта, то бурильщик с помощниками разгружают колонну на ротор, наворачивают ведущую трубу с шаровым краном и колонну труб подвешивают на талевой системе так, чтобы замок первой трубы был на уровне элеватора или ключа АКБ. Тормоз лебедки закрепляют, клинья демонтируют;

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

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

4. Действия вахты при спуске обсадной колонны.

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

1) после подачи сигнала «Выброс» бурильщик собранной вахте сообщает о проявлении. Нижняя часть обсадной колонны достигла кровли проявляющего пласта;

2) в этом случае бурильщик с помощниками разгружают обсадную колонну, на ротор, устанавливают шаровой кран с переводником, наворачивают ведущую трубу и подвешивают на талевой системе обсадную колонну так, чтобы переводник был на 0,8-1 метр над столом



ротора из расчета нахождения 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 соединяют патрубок планшайбы с колонных труб;

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

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

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

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

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

8. Действия вахты при промыслово-геофизических работах:

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



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

9. Регламент времени на герметизацию устья скважины при ГНВП указан в таблице 13.6.

Таблица 13.6.

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

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



Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике

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



	ремонте бурового оборудования; Отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и пластов РД-08-41-94; Сборник типовых инструкций по технике безопасности по видам работ при глубоком бурении и креплении скважин; Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно-монтажных работах в бурении; Инструкция по предупреждению газонефтепроявлению и открытых фонтанов; План ликвидации возможных аварий при ГНВП; Практические действия членов буровой вахты при ГНВП и выбросах;
3	Буровая установка и вахтовый поселок должен быть обеспечен противопожарным инвентарем и первичными средствами пожаротушения и размещаться таким образом, чтобы обеспечивался свободный доступ к ним любое время. Все работники и руководители должны уметь пользоваться средствами пожаротушения.
4	Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара на строящейся буровой ИТР и рабочий персонал должен быть обеспечен следующей нормативно-технической документацией по пожарной безопасности: 1. Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой промышленности Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355. 2. «Правила пожарной безопасности» Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 21 февраля 2022 года №55:
5	Согласно «Правилам пожарной безопасности в нефтяной промышленности» каждая строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения.



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 «Норм выдачи специальной одежды и других средств индивидуальной защиты работникам организаций различных видов экономической деятельности». 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
6	Необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещенных территориях для обеспечения нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения. Аварийное освещение для продолжения работ должно быть предусмотрено для рабочих поверхностей.



Таблица 13.3

Средства индивидуальной защиты, спецодежда

№№ п/п	Наименование, 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 13.4

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 13.5

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)



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

Таблица 14.1

№ п\п	Сокращения,виды,шифры	Номера таблиц	Расшифровка условных обозначений
1	2	3	4
1	KB	4.16	Кавернометрия
2	ПР	4.16	Промежуточный каротаж
3	ГК	4.16	Гамма каротаж
4	НГК	4.16	Нейтронный гамма-каротаж
5	ПС	4.16	Каротаж методом собственной поляризации
6	АК	4.16	Акустический каротаж
7	ГГПК	4.16	Гамма гамма плотностной каротаж
8	КНК	4.16	Компенсированный нейтронный каротаж
9	АКЦ	4.16	Акустический контроль цементажа
10	ГТИ	4.16	Геолого-технологическое исследование
11	MDT	4.16	Модульный динамический испытатель пластов
12	ХОС	4.12.	Хлорорганические соединения
13	УБТ	8.7	Трубы бурильные утяжеленные
14	СБТ	8.7	Трубы бурильные импортные 5АХ АНИ
15	ВС	9.2	Тип резьбы высокогерметичные
16	-	9.2	Тип резьбы высокогерметичные
17	ПЦТ-1-100	9.10	Портландцемент тампонажный
18	ПЦТ-марки G	9.10	Портландцемент тампонажный используется до температуры 100°C
19	FH35 - 70	9.11	Превентор плащечный гидравлический
20	2FZ 35 - 70	9.11	Превентор универсальный гидравлический
21	FA-367	7.3	Коллоидный защитный реагент
22	XY-27	7.3	Реагент для снижения вязкости
23	JT-888	7.3	Реагент для снижения водоотдачи
24	ZD	7.3	Закупоривающий материал
25	EP	7.3	Противоразрушительный реагент для бурения
26	NaOH	7.3	Реагент для повышения Рн
27	SMP-2	7.3	Реагент для снижения водоотдачи
28	PAC-LV	7.3	Стабилизирующий реагент



Раздел II Организация строительства



1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Таблица 1.1

Водоснабжение

№	Наименование	Источник заданного вида снабжения	Объем запасных емкостей для воды м ³	Водопотребление, м ³
Вода для технических нужд				
1	Вода для приготовления и обработки раствора	Привозная	80-100	732,75
2	Запас бурового раствора при осложнении	Привозная	-	168,40
Итого				901,15
Безвозвратное потребление воды				
3	Вода при креплении скважины (цементаж)	Привозная	-	868,0
Итого для технических нужд				1769,15
Питьевое и бытовое водоснабжение				
Характеристика источника водоснабжения (вода привозится в бутылках и цистернах)			Расчетная потребность 150 литров на 1 человека в сутки (СНИП 4.01-02-2009)	
Водоснабжения и наружные сети и сооружения 6,75 x 1,3 x 245=2149,88м ³ /год			2149,88м ³ /год	



2. ПОТРЕБНОСТЬ В МАТЕРИАЛАХ

Таблица 2.1

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
	6,3	6,8	50	20	75	вахт. пос. Жанажол	45
По установленным нормам расхода на установку ZJ-70							



Таблица 2.2

2.2. Ведомость потребности в материалах и оборудовании

№№ п/п	Наименование материалов	Единица из- мере- ния	Всего на сква- жину	В том числе по этапам строительства					
				Подгото- вительные работы к строи- тельству	СМР	бурение и крепление		освоение	
						название колонны	значение	в процессе бурения	в экспл. колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Глинопорошок	т	10,0				10,0		
2	SMP-2	т	44,0				44,0		
3	FA-367	т	15,0				15,0		
4	JT-888	т	9,0				9,0		
5	XY-27	т	11,5				11,5		
6	PAC-LV / RL	т	2,0 / 3,0				2,0 / 3,0		
7	соль	т	350,0				350,0		
8	Na ₂ CO ₃	т	4,0				4,0		
9	ZD	т	8,0				8,0		
10	EP	т	8,0				8,0		
11	Барит	т	1300,0				1300,0		
12	2ZnCO ₃ , 3Zn (OH) ₂	т	2,0				2,0		
13	NaOH	т	8,5				8,5		
14	Пеногаситель	т	4,0				4,0		
15	III 740	шт	1				1		
16	III 660,4 PC1	шт	1				1		
17	III 444,5 MP1	шт	3				3		
18	III 311,2 HJT-517G	шт	7-8				7-8		
19	III-215,9 HJ537	шт	2-3				2-3		
20	III 139,7 HA-517J	шт	1-2				1-2		
21	ТФ 444,5мм	шт	1				1		
22	ТФ 311,2мм	шт	1				1		
23	ТФ 215,9 мм	шт	1				1		
24	ТФ 181 мм	шт	по необх				по необх		



25	СБТ127 х 9,19 G-105	м	4472				4472		
26	СБТ 89 х 9,35	т	105						105
27	J55-720 х 8мм	м	15				15		
28	J55-508 х 11,1	т	29,4				29,4		
29	L-80-339,7 х 12.19	т	121,4				121,4		
30	125Т Т 244,5х 11.99	т	254,3				254,3		
31	90SS-177,8х12.65	т	240,4				240,4		
32	90SSU-88,9 х 6,45	т	9,2						9,2
33	90SS-73 х 7,01	т	48,9						48,9
34	ПЦТ- марка «G»	т	622				622		
35	Башмак БК-508	т	1				1		
36	Башмак БК-340	шт	1				1		
37	Обратный клапан ЦКОД -340	шт	1				1		
38	Центратор ЦЦ-340/394	шт	33				33		
39	Башмак БК-245	шт	1				1		
40	Обратный клапан ЦКОД-245	шт	1				1		
41	Центраторы ЦЦ-245/295	шт	104				104		
42	Центраторы ЦЦ-178/216	шт	38				38		
43	Центраторы роликовые 178	шт	30				30		
44	Башмак БК-178	шт	1				1		
45	Обратный клапан ЦКОД-178	шт	1				1		
46	Набухающий пакер 178	шт	1-2				1-2		
47	Гидравлический пакер 178	шт	по необх				по необх		



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	Кенкияк КНГДУ	2	203,1	То же	То же	То же
Актобе	Новая база УПТОиК	3	248,7	То же	То же	То же
Щебзавод	Вахтовый поселок	4	1,3	То же	То же	То же
Новая база УПТОиК	База «Актобе мунай сервис»	5	6,1	То же	То же	То же
Новая база УПТОиК	Кенкияк КНГДУ	6	45,6	То же	То же	То же



Исходные данные



Авторский надзор и анализ строительства скважины 8080 месторождения Кенкияк-подсолевой

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

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

2. Авторскому надзору подлежат следующие положения:

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

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

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



Приложения



СОДЕРЖАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА		стр.
Паспорт.....		5
Реферат.....		6
Раздел 1. Общая пояснительная записка.....		8
1. Сводные технико-экономические данные.....		9
2. Основные проектные данные.....		10
3. Общие сведения.....		13
4. Геологическая характеристика		16
5. Конструкция скважины.....		35
5.1. Глубина спуска и характеристика обсадных колонн.....		37
5.2. Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн.....		38
6. Профиль ствола скважины.....		40
6.1. Общие положения по искривлению скважины.....		40
6.2 Проект профиля.....		40
6.3 Технические средства и специальные технологические требования.....		43
6.3.1 Участок вертикальный и наклонно-направленный.....		43
6.3.2 Участок набора кривизны.....		43
6.2.3 Участок наклонно прямолинейный.....		43
6.2.4 Технические требования применения бескабельной телесистемы MWD.....		43
6.3.5 Другие технические требования.....		44
7. Буровые растворы.....		45
7.1 Общие положения.....		45
7.2. Типы и параметры буровых растворов.....		50
8. Углубление скважины.....		55
8.1. Способы, режимы бурения ствола скважины и применяемые КНБК.....		55
8.2. Потребное количество элементов КНБК.....		56
8.3. Конструкция бурильных колонн.....		59
9. Крепление скважины		63
9.1. Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб.....		64
9.2. Параметры обсадных труб.....		65
9.3. Цементирования обсадных колонн.....		68
9.4. Оборудование устья скважины.....		71
10. Освоение скважины.....		72
11. Дефектоскопия и опрессовка.....		77
12. Механиз. и автоматиз. технологических процессов контроля и диспетчеризация....		78
13. Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника.....		82
13.1 Мероприятия по предупреждению проявлений.....		83
14. Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, используемых при принятии проектных решений и в строительстве скважин		94
Раздел II. Организация строительства		95
1.1. Сведения о водоснабжении.....		96
2. Потребность в материалах.....		97
2.1. Потребность в ГСМ.....		97
2.2. Ведомость потребности в материалах, оборудовании.....		98
3.1. Схема транспортировки грузов и вахт		100
Приложение		
Исходный данные		
Авторский надзор		

