

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

**Групповой технический проект на строительство вертикальных
скважин № Т-65039, 65051, 66030 месторождения Кенкияк-
надсолевой**

**Актобе
2026**

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



Утверждаю:
Генеральный директор
АО «СНПС - Актобемунайгаз»
 **Жу Шитао**
« _____ » _____ 2026

**Групповой технический проект на строительство вертикальных
скважин № Т-65039, 65051, 66030 месторождения Кенкияк-
надсолевой**

**Актобе
2026**

Состав исполнителей

Директор НИИ



Чжан Сяньцунь

Первый зам. директора



Б.С. Табилов

Заместитель директора



Г.С. Нургалиева

И.о. начальника ОТБид



С.А. Оспанов

Зам. начальника ОТБид



Г.С. Сугурбаева

Ведущий инженер
II отдела разработки



А.Ж. Айткалиев

Ведущий инженер ОТБид



Г.А. Самен

Инженер ОТБид



М.А. Каплиева

Согласовано:

Заместитель генерального директора
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Чай Хуэй

« ____ » _____ 2026г.

Директор департамента бурения
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Ван Хайтао

« ____ » _____ 2026г.

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

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

1	Заказчик	АО «СНПС-Актобемунайгаз»
2	Месторождение	Кенкияк-надсолевой
3	Номер скважины	№ Т-65039, 65051, 66030
4	Вид скважины	вертикальная
5	Проектная глубина	400м
6	Способ бурения	роторно-винтовой
7	Вид привода	ДВС
8	Тип буровой установки	ZJ-15, ZJ-20, XJ-450
9	Содержание сероводорода, моль %	отсутствует
10	Конструкция, крепление скв. (Т-65039): - направление - кондуктор - эксплуатационная колонна	426мм х 10м- цемент до устья 273мм х 110м- цемент до устья 177,8мм х 400м- цемент до устья
11	Оборудование устья: - ПВО - колонная головка - фонтанная арматура	2FZ 28-14 ОКК1-21-178 х 273 SKR-14-78х52
12	Рекомендация по выбору обсадной колонны	Согласно утвержденной заявке АО «СНПС-АМГ»
13	Безамбарная технология бурения	Согласно программе по бурению
14	Водоснабжение: - техническая, питьевая	Доставка автотранспортом
15	Количество технического проекта	5 экземпляров

Директор департамента
бурения АО «СНПС- АМГ»



Ван Хайтао

ПАСПОРТ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

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

ПАСПОРТ

Групповой технический проект на строительство вертикальных
скважин № Т-65039, 65051, 66030 месторождения Кенкияк-надсолевой

Площадь — Кенкияк - надсолевой

Цель бурения и назначения скважины — эксплуатационная

Вид скважины — вертикальная

Главный инженер проекта



« _____ » _____ 2026

I Общая пояснительная записка

1. Сводные технико-экономические данные

На основании распоряжении 7Г-02 от 04.02.2026г. и 7Г-17 от 10.04.2026г., АО «СНПС-Актобемунайгаз» предусматривается проектирование и строительство вертикальных скважин Т-65039, 65051 и 66030 месторождения Кенкияк – надсолевой.

На основании схожести разреза и основных параметров бурения, принято решение о составлении группового проекта на строительство трех вертикальных скважин. Групповой техничеcкий проект составлен по разрезу скважины Т-65039.

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

- направление	Ø 426мм x 10м
- кондуктор	Ø 273мм x 110м
- эксплуатационная колонна	Ø 177,8мм x 400м

Проектная продолжительность цикла строительства скважины за исключением освоения – 32 суток.



Таблица 1.1.

Основные проектные данные

Наименование	Значение
1	2
1. Номера скважин, строящихся по данному проекту	№ Т-65039, 65051 66030
2. Площадь (месторождение)	Кенкияк
3. Расположение (суша, море)	Суша
4. Цель бурения и назначения скважин	эксплуатационные
5. Целевой горизонт	J ₂
6. Вид скважин (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	вертикальные
7. Проектная глубина, м: (по скв. № Т-65039) по стволу	400
8. Тип профиля	3-х участковый
9.Способ бурения	Роторно-винтовой
10. Вид привода	ДВС
11.Тип буровой установки	ZJ 15, ZJ 20, XJ - 450
12. Наличие механизмов АСП (Да, нет)	нет
13.Максимальная масса колонны, тн:	
Обсадной	13,6
Бурильной	21,6
14. Продолжительность цикла строительства за исключением освоения, сут	32
В том числе:	
подготовительные и земляные работы	17
бурение и крепление	15
15. Проектная скорость бурения, м/ст. мес	800
Примечание: допускается применение электрического силового привода	



Таблица 1.2

Общие сведения о конструкции скважины Т-65039

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Направления	426	0	10	0	10
Кондуктор	273,1	0	110	0	110
Эксплуатационная	177,8	0	400	0	400



2. Основание для проектирования

Таблица 2.1

Список документов, которые являются основанием для проектирования

№ п\п	Название документа (проект геолого-разведочных работ, технологические схемы разработки площадей, задание на проектирование), номер, дата, должность, фамилия, утвердившего документ.
1	2
1	«О разработке ПСД» - распоряжения 7Г-02 от 04.02.2026г. и 7Г-17 от 10.04.2026г., АО «СНПС - Актобемунайгаз» на проектирование вертикальных скважин № Т-65039, 65051 и 66030 месторождения Кенкияк – надсолевой, подписанный руководством АО «СНПС - Актобемунайгаз».
2	Проект разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк 2019г.
3	Анализ разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк» 2024г.



3. Общие сведения

Таблица 3.1

Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название)
1	2
Площадь (месторождение)	Кенкияк- надсолевой
Административное расположение:	
республика	Казахстан
область (край)	Актюбинская
район	Темирский
Год ввода площади в бурение	1960
Год ввода площади (месторождения) в эксплуатацию	1965
Температура воздуха, °С	
среднегодовая	
максимальная наиболее жаркого месяца	+ 29,8
минимальная наименьшая наиболее холодного	- 14,8
Количество выпавших осадков за год, 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
Наибольшая скорость ветра, м/с	30
Метрологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м	отсутствуют
кровля	-
подошва	-

Таблица 3.2

Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, название)
1	2
Рельеф местности	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-15, ZJ-20, XJ-450	1.7	СН-459-74

Таблица 3.4

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

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



Таблица 3.5.1.

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

№	Наименование	Тип	Нагрузка (кН)	Мощность кВт	Примечание
1	Буровой станок	ZJ15/ZJ20	1350/1580	402/470	
2	Вышка	JJ170 41K	1580		Высота вышки 36 м
3	Талевая система	4 x 5			
4	Крюкоблок	YG150	1500-2000		
5	Канат ф-26/29мм		1195		
6	Лебедка	JC ₂ -20		450/600	
6	Буровой насос	1	F-1000	735	Максимальная вход. мощн.
		2	F-1000	735	
7	Ротор	ZP175			1 компл.
8	Вибросито				
9	Пескоотделитель				1 компл.
10	Резервуар для бурового раствора	3x30м ³			3 штуки
10	Превентор	2FZ28-14			1 компл.

Таблица 3.5.2.

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

№	Наименование	Тип	Нагрузка (кН)	Мощность кВт	Примечание
1	Буровой станок	450	1196	354	
2	Вышка	Телеско- пическая	1470		Высота выш- ки 32 м
3	Талевая система	4x4, 4x5	1195		
4	Крюк		1125-1470		
5	Канат ф-26мм				
6	Вертлюг		1088		
7	Лебедка			280	
	Ротор	MR 17,5	1470		
8	Буровой насос	1	F-1000	735	Максимальная вход. мощн.
		2	F-1000	735	
10	Вибросито				1 компл.
11	Пескоотделитель				1 компл.
12	Резервуар для буро- вого раствора	3x30м ³			3 штуки
10	Превентор	2FZ28-14			1 компл.



4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1. Общие сведения о месторождении

Групповой технический проект на строительство вертикальных скважин на IV блоке и грабене месторождения Кенкияк – надсолевые залежи разработан НИИ по разработке нефтегазовых месторождений АО «СНПС-Актобемунайгаз» согласно распоряжению и на основании «Проект разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк» 2019г.

Цель бурения – добыча тяжелой нефти J₂-I, J₂-II, J₂-III горизонтов надсолевых залежей месторождения Кенкияк.

Географические координаты места заложения скважин:

Т-65039 - северная широта: 48° 33' 30,9847", вост. долгота 57° 11' 07,5890"

65051 - северная широта: 48° 33' 40,1801", вост. долгота 57° 11' 01,8258"

66030 - северная широта: 48° 33' 41,7169", вост. долгота 57° 08' 05,6847"

Начальное пластовое давление - 2,9МПа

Начальная пластовая температура - 25°C

Текущее пластовое давление – 2,5 МПа

Текущая пластовая температура – 22-24°C

Проектные горизонты – среднеюрские продуктивные горизонты J₂-I, J₂-II, J₂-III.

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

В отложениях средней юры выделяются образования ааленского, байоского и батского ярусов, залегающие с разрывом на породах нижней юры. Они представлены чередованием песчаных и глинистых пачек различной мощности, содержащих редкие прослои песков и бурых углей. Пески серые, серовато-желтые разномышечные от мелко- до крупномышечных полимиктовые не слоистые рыхлые, в различной степени глинистые, с линзами глин и бурых углей. Глины темно-серые, серовато-бурые и бурые, в различной степени песчаные или алевролитистые плотные, с включением обуглившихся растительных остатков, с линзами бурых углей. К среднеюрским отложениям приурочены продуктивные горизонты J₂-I, J₂-II, J₂-III.

Продуктивный горизонт J₂-I

Для горизонта характерны пластово-сводовые залежи нефти, тектонически и литологически экранированные. Литологически горизонт сложен песками и алевролитами, реже песчаниками, в разной мере глинистыми. Толщина горизонта меняется от 6,4м до 60,7м.

Продуктивный горизонт J₂-II

В данном горизонте сосредоточено 60% геологических запасов всего месторождения, и он является основным объектом разработки.



Впервые продуктивность горизонта была выявлена по промыслово-геофизическим данным и керновым материалам.

Залежь пластово-сводовая, тектонически и литологически ограниченная. Из-за высокой неоднородности выделяемых эффективных толщин по площади, были выделены районы с улучшенным развитием коллекторов.

В результате детальной пластовой корреляции в разрезе J₂-II горизонта выделены четыре пачки (А,Б,В,Г), которые имеют сходные черты строения, толщины их изменяются в широком диапазоне, при этом все эти пласты на востоке образуют единый монолитный нефтеносный коллектор толщиной до 50м.

Породы представлены песками, алевролитами, песчаниками, алевролитами, изредка песчано-алевритовыми породами.

Продуктивный горизонт J₂-III

Третий среднеюрский горизонт залегает ниже второго среднеюрского горизонта. Между ними разделом является хорошо прослеживаемый по площади месторождения пласт глинистой породы толщиной от 7,3 до 20,7м.

Горизонту характерна резкая литологическая изменчивость по площади.

Общая толщина горизонта изменяется по площади от 15,9м до 51,4м.

Коллектора горизонта представлены преимущественно алевролитами и мелкозернистыми песками, реже их сцементированными разностями алевролитами и песчаниками.

Залежь пластово-сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Предполагаемые стратиграфические разбивки по проектным скважинам на основании построенных геологических профилей через пробуренные скважины даны в таблице 4.1.

Таблица 4.1.

Скважина №	Т-65039	65051	66030
Целевой горизонт	J₂		
Альтитуда земли	208,3	206,8	187,8
Предполагаемая альтитуда ротора	212,8	211,3	192,3
Отклонение, м			
Стратиграфия	Глубина по подошве, м		
Q	20	20	20
K ₂	55	67	38
K _{1al}	106	147	120
K _{1ap}	185	184	166
K _{1br}	253	244	230
K _{1h}	280	273	259
J ₂ - I	314	291	289
J ₂ -II (А,Б,В)	344	341	320
J ₂ - II (Г)	369	364	360
J ₂ - III -забой	400	400	400

На основании схожести разреза и соответственно, основных параметров бурения, принято решение о составлении группового проекта на строительство трех вертикальных скважин. Групповой технический проект составлен по разрезу скважины Т-65039.

Скважина Т-65039 является дублирующей, поскольку скважина 65039 (J2-II) выведена из эксплуатации вследствие деформации эксплуатационной колонны и подлежит ликвидации.

Предполагаемые стратиграфические разбивки по проектной скважине Т-65039 на основании построенного геологического профиля даны в таблице 4.2.:

Таблица 4.2.

Стратиграфич. индекс	горизонт	Интервал залегания (вертикал. глубина)	Интервал залегания по стволу, м	Падение пластов, град	Описание литологических свойств
Q		0-20	0-20		Глины, суглинки.
K ₂		20-55	20-55	субгор	Глины известковистые, песчанистые с прослоями белого мергеля, зеленоватых песков.
K _{1al}		55-106	55-106	субгор	Пески, песчаники с прослоями глин.
K _{1ap}		106-185	106-185	субгор	Пески, песчаники, алевролиты полимиктовые, глины плотные.
K _{1br}	Баррем	185-253	185-253	субгор	Глины с прослоями песков, песчаников. Глины плотные, оскольчатые. Песчаники и пески среднезернистые, известковистые с включением пирита.
K _{1h}	Готерив	253-280	253-280	субгор	Глины, алевролиты, мергели, песчаники, пески известковистые.
J ₂	I	280-314	280-314	субгор	Глины серые, смолистые. Пески и песчаники серые, глинистые растительными остатками.
	II (пачки А, Б, В)	314-344	314-344	субгор	Песчано-алевритово-глинистые осадки с обилием обуглившегося растительного детрита, с прослоями бурого угля. Песчаники мелкозернистые на глинисто-карбонатном цементе.
	II (пачка Г)	344-369	344-369	субгор	Алевриты присутствуют в виде тонких прослоек.
	III	369-400	369-400		

Предполагаемые осложнения:

0-400 – осыпи, обвалы стенок скважины; прихватоопасная зона

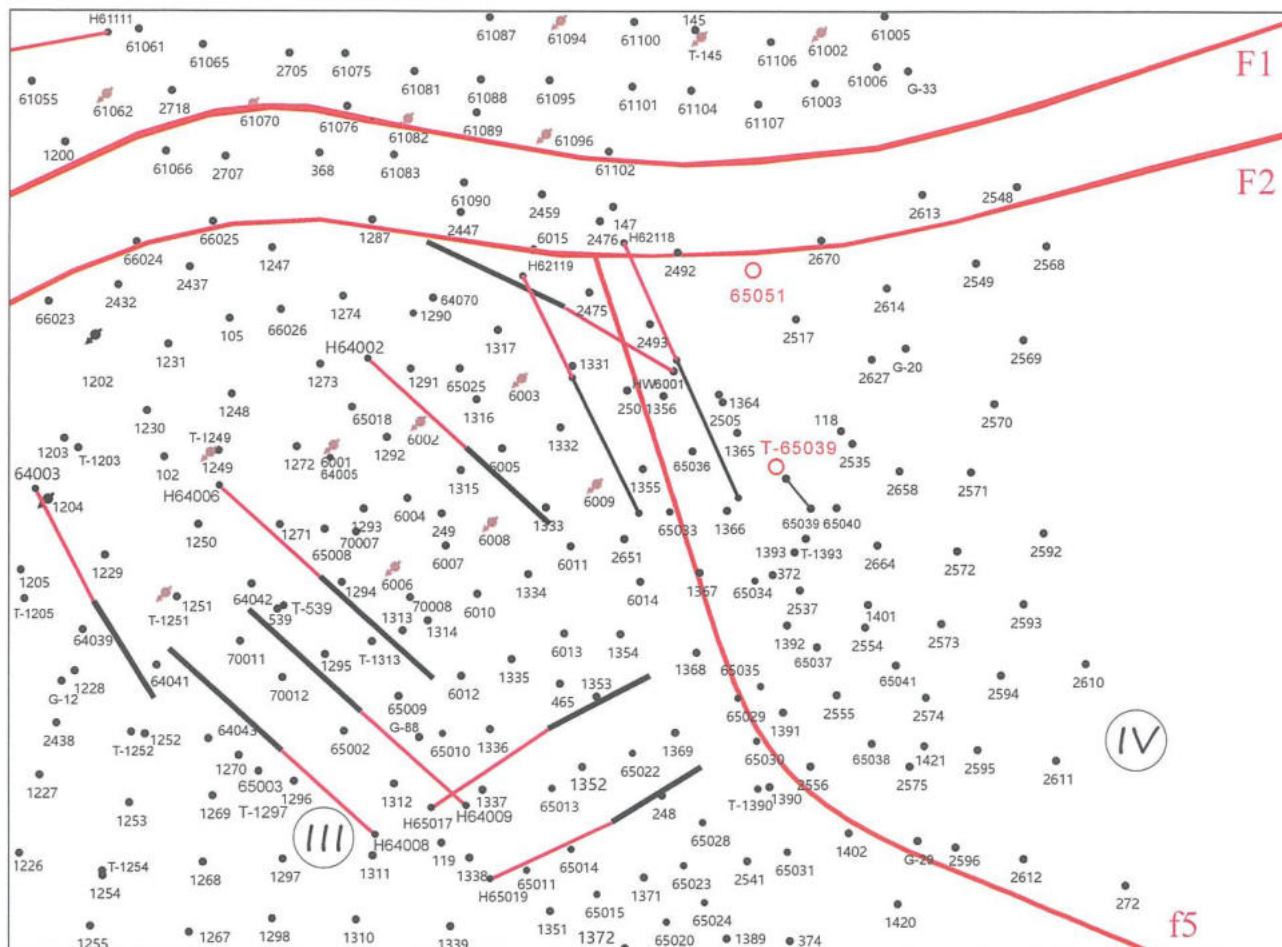
284-292, 318-336 - нефтепроявления, поглощение бурового раствора.

4.3. Физические свойства пород

Таблица 4.3.

Горизонт	Глубина залегания по стволу, м	Краткое описание породы	Тип коллектора	Пористость, % (откр)	Проницаемость, мкм ²	Общая глинистость, %	Карбонатность, %
Баррем	253	Глины, пески песчаники, алевриты, алевролиты	поровый	36,8	0,119	6,6	5-10
Готерив	280			36,1	0,541	5,1	
J ₂ -I	314			34,8	0,04	11,9	3-15
J ₂ -II	369			36,2	0,391	14,57	
J ₂ -III (забой)	400			34,2	0,457	16,4	

Схема расположения скважин
месторождения Кенкияк надсолевой
масштаб 1: 10000

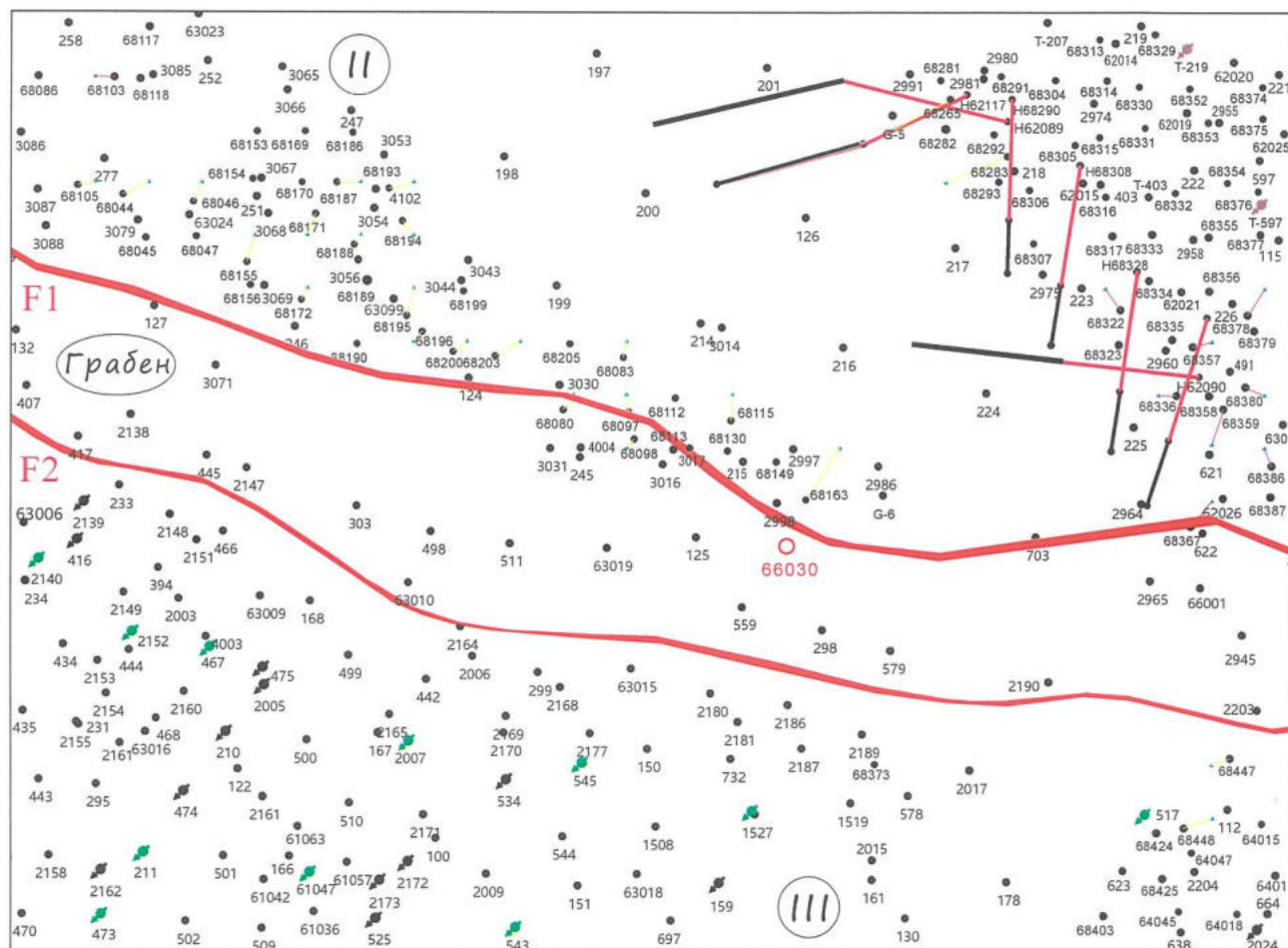


Условные обозначения:

- - пробуренная скважина
- - проектная скважина
- III - блоки
- тектонические нарушения

Рис.4.1

Схема расположения скважин
месторождения Кенкияк надсолевой
масштаб 1: 10000



Условные обозначения:

● - пробуренная скважина

○ - проектная скважина

III - блоки

— - тектонические нарушения

Рис.4.2

Профиль через скв. 1365 - Т-65039 - 2664

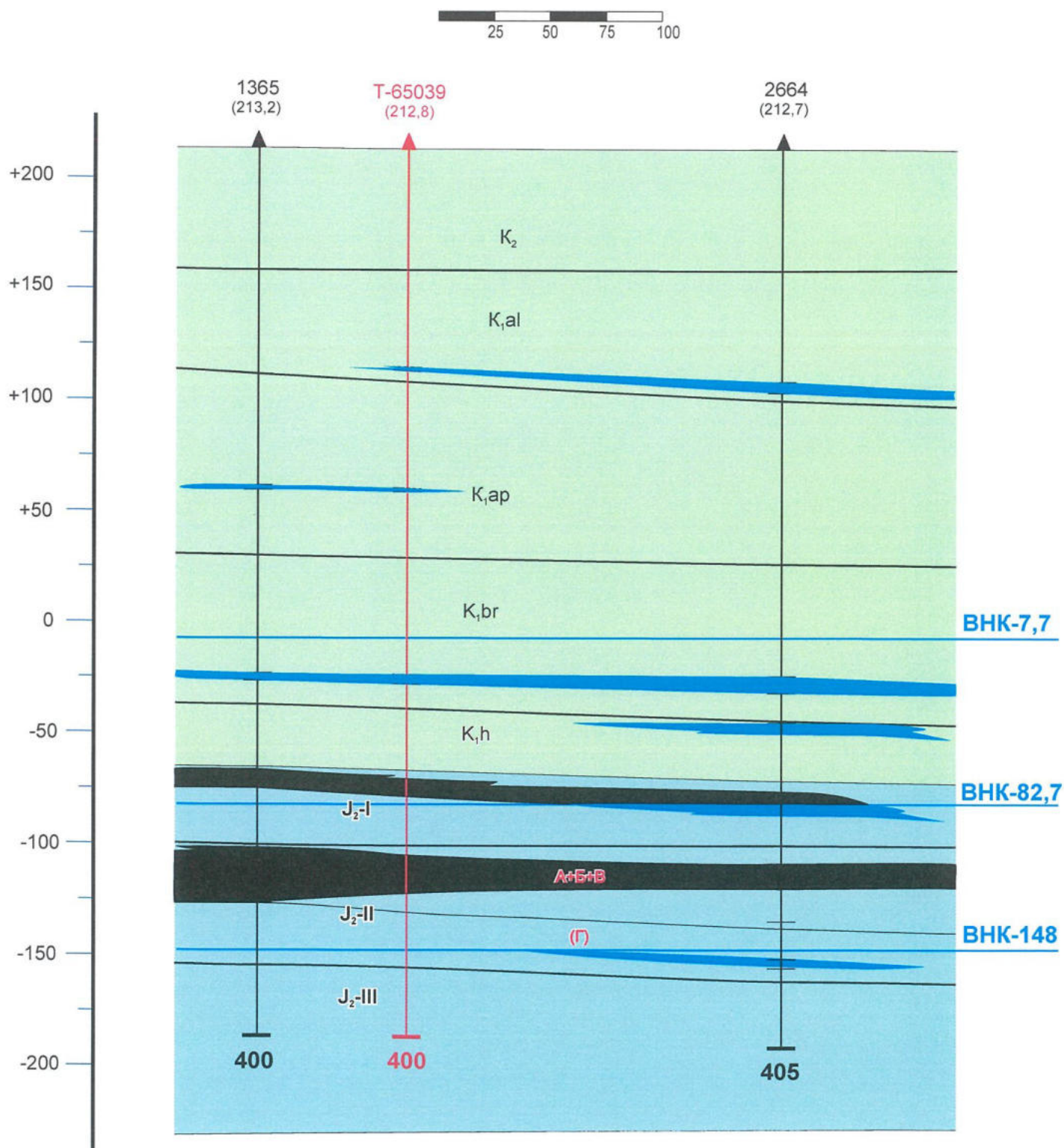


Рис.4.3.

Профиль через скв. 2492 - 65051 - 2517

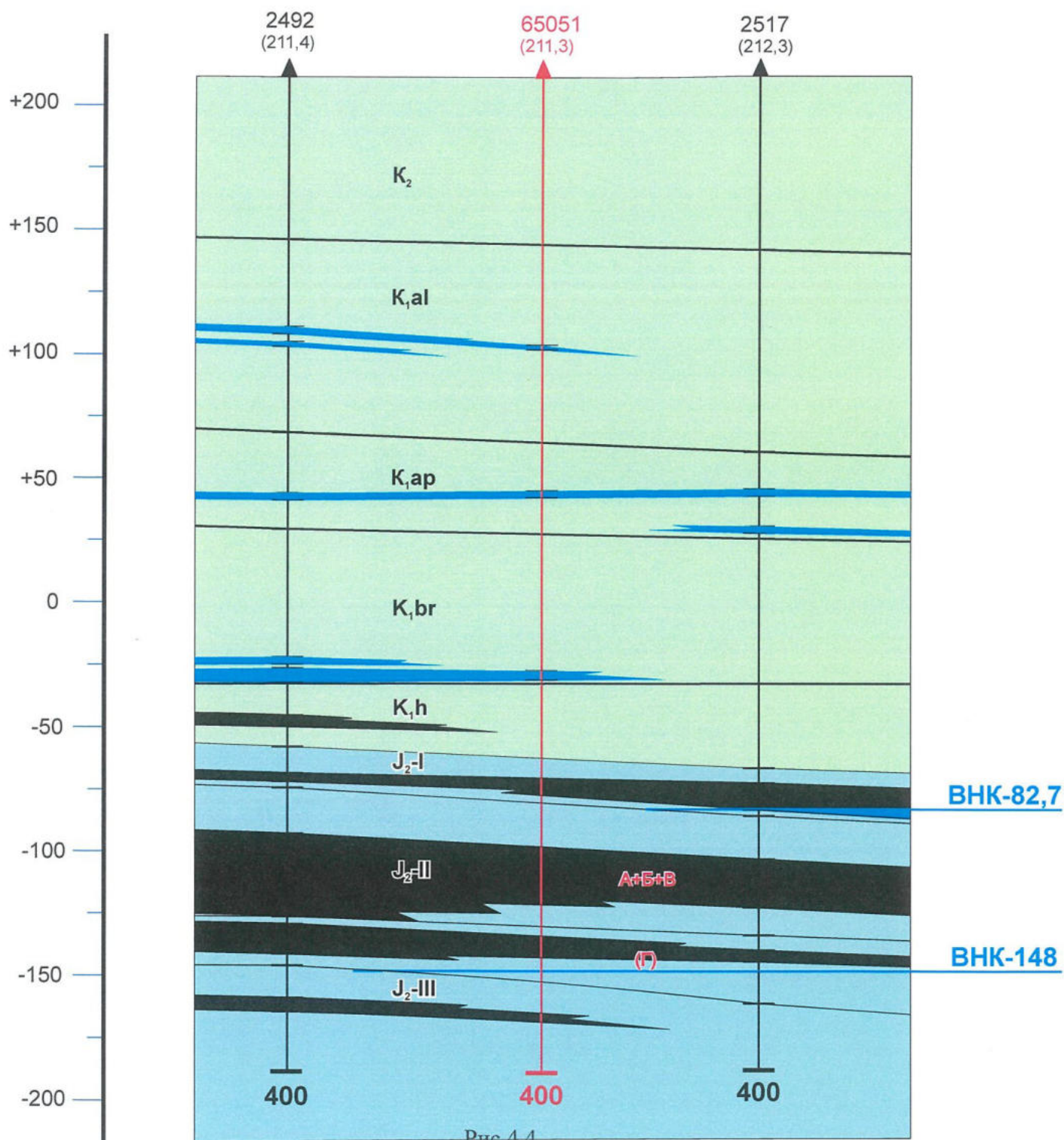
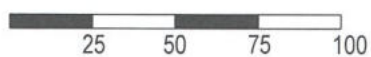


Рис.4.4

Профиль через скв. 125 - 66030 - 298

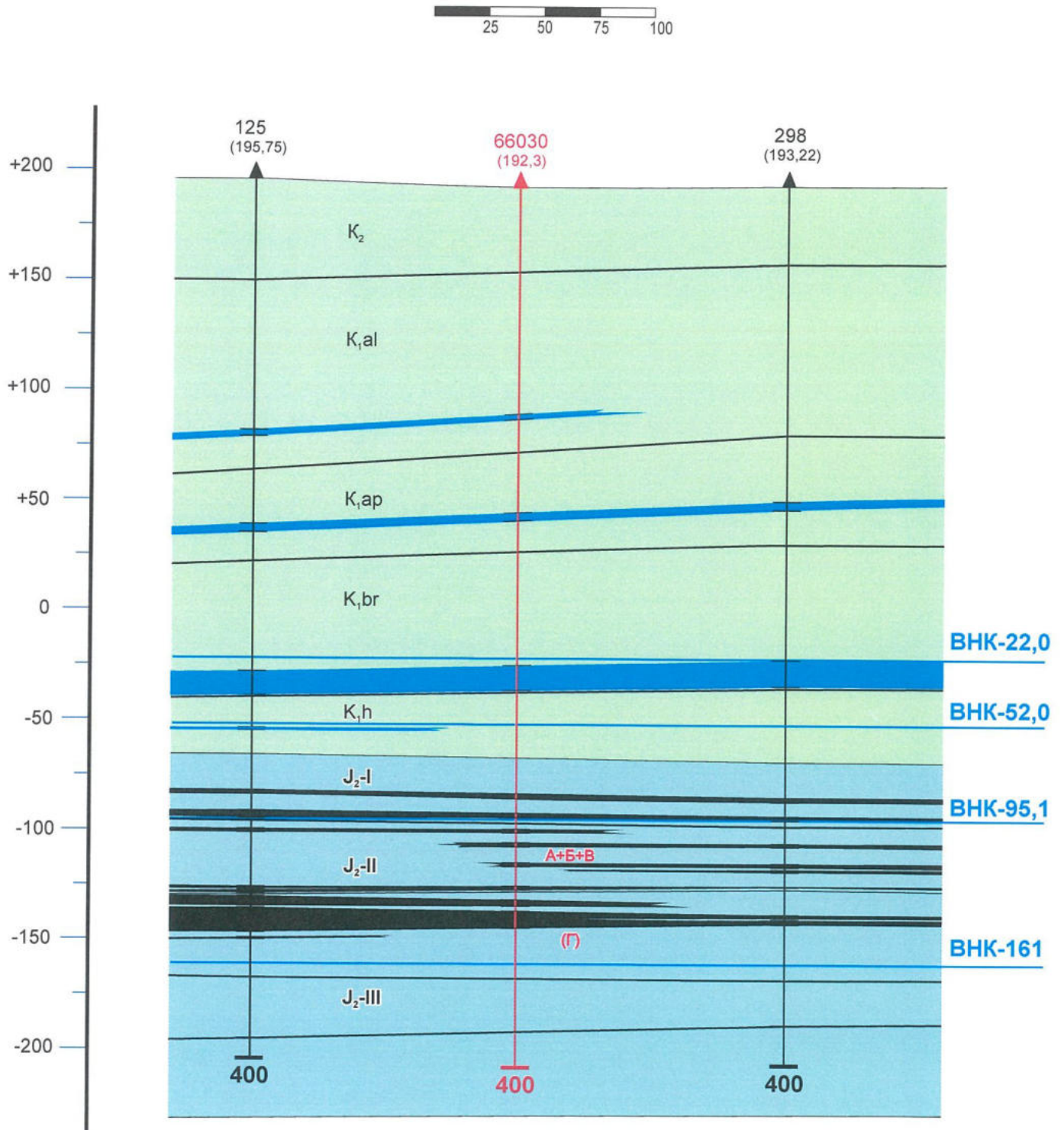


Рис.4.5

Таблица 4.4.

Нефтегазоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по стволу скв., м		Среднее значение пористости Кп, %	Среднее значение проницаемости Кпр, мД	Плотность, кг/м ³		Вязкость <u>пласт.нефти</u> , (при t-16-21°) мПа с	Содержание серы в сепарированной нефти % по массе	Содержание парафина в сепарированной нефти % по массе	Газосодержание, м ³ /м ³	Параметры растворенного газа (крайне низкое значение газосодержания 1,2м ³ /м ³)				
	от (верх)	до (низ)			В пластовых условиях	Сепарированной нефти (в поверхностных условиях)					Содержание сероводорода, моль % (% по объему)	Содержание углекислого газа, моль %	Плотность газа, кг/м ³	Коэффициент сжимаемости	Давление насыщен. в пласт. условиях, МПа
1	2	3		4	5	6	7	8	9	10	12	13	14	15	16
J ₂ :															
I	284	292	34,3-36,2	853-1562	908,0-913,4	913,2-918,6	140,5-155,1	0,71	0,32	1,2-2,25	0,00	1,35	0,780-0,790	6,9-14,2E-04	0,59
II: (А+В+В)	318	336													
III															

Примечание: данные взяты из «Анализ разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк» _2024г.

Требования к геофизическому исследованию скважины:

1. Стандартный каротаж (1:500):
 - интервал 0-110м: ГК+НГК, ПС, 2 ст.зонда, КВ+ПР,
 - инклинометрия (через 20м)
2. Детальные геофизические исследования (1:200):
 - интервал 110-400м: БК, МБК, АК, ГК+НГК, ПС, КВ, ИК, резистивиметрия
 - инклинометрия (через 20м)
3. Каротаж по контролю за качеством цементирования скважины (1:500)
 - интервал 0-110м: АКЦ, ГК
 - интервал 0-400м (tvd 400м): АКЦ, ГК

Требования к охране недр:

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



5 Конструкция скважины

5.1 Принцип проектирования

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

См. табл. 5.1.

Проектная конструкция скважины

Таблица 5.1

Порядок бурения	Ø долота (мм)	Глубина скв. (м)	Обсадная труба				Высота подъема цементного раствора, (м)
			глубина башмака, м	наруж. диаметр (мм)	Марка труб	толщина стенки (мм)	
1	490	10	10	426	-	10	До устья
2	374,6	110	110	273,1	J-55	8,89	До устья
3	241,3	400	400	177,8	N-80	8,05	До устья



6. Компоновка бурильной колонны

С целью обеспечения качества (стабильность и жесткость) ствола скважины принята следующая компоновка бурильных инструментов, см. табл. 6.1.

Таблица 6.1

Проектная компоновка бурильных инструментов

№	Интервал бурения	Компоновка бурильной колонны
1	0 – 10	Долото $\varnothing 490$ мм + ведущая труба $\varnothing 133,4$ мм
2	0 – 110	Долото $\varnothing 374,6$ мм + УБТ $\varnothing 177,8$ мм х 18м + УБТ $\varnothing 158,7$ х 36м + СБТ $\varnothing 127$ мм х 9,19 мм-G-105 + ведущая труба $\varnothing 133,4$ мм
3	110 – 400	Долото $\varnothing 241,3$ мм + УБТ $\varnothing 177,8$ мм х 36м + УБТ $\varnothing 158,8$ мм х 45м + СБТ $\varnothing 127$ мм-G-105-9,19мм + ведущая труба $\varnothing 133,4$ мм

7. Буровой раствор

7.1 Принцип проектирования

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

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

7.2 Буровой раствор под кондуктор

Долото диаметром 374,6мм. Интервал 10-110 м. Вскрытые пласты представлены чередованиями песчаников и глин, слабо сцементированных. В данном интервале диаметр ствола скважины большой и скорость бурения высокая, поэтому нужно повысить качество бурового раствора с целью получения устойчивой стенки ствола скважины и предупреждения поглощений и обвалов.

Система бурового раствора: бентониты + СМС.

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

Требования к параметрам:

- Плотность – 1,05 - 1,10 г/см³



- Вязкость - 40-60 сек
- Фильтрация - $\leq 10 \text{ см}^3 / \text{ за } 30 \text{ мин.}$

Технология приготовления:

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

В процессе бурения вести контроль за параметрами буровых растворов.

Коэффициент использования гидроциклона до 100%.

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

Объем бурового раствора:

$$Q = 90 + (0,3746 - 0,020)^2 \times 1,1 \times 0,785 \times 110 = 101,9 \text{ м}^3$$

где, 90-объем приемных емкостей бурового раствора, м^3 ;

110-глубина скважины под кондуктор, м.

Таблица 7.1

Расход материалов

Наименование	Объем (т)	Наименование	Объем (т)	Наименован.	Объем (т)
Бентониты	8,2	Na_2CO_3	0,4	СМС	0,3

7.3 Буровой раствор под эксплуатационную колонну

Диаметр долота 241,3мм. Бурение в интервале 110-400м.

Вскрытые породы имеют слабый диагенез, песчаники имеют высокую проницаемость, поэтому легко возникают поглощения бурового раствора. В этих интервалах бурения угол отклонения ствола скважины непрерывно увеличивается от 0° до 38°, при этом буровой раствор должен иметь хорошее структурообразование и предотвращения обвала стенок скважины и хорошую смазывающую способность, раствор должен очищать забой скважины от выбуренной породы и выносить ее на поверхность с целью предотвращения прихвата инструмента. Рекомендуется применять полимерную систему бурового раствора.

Буровой раствор при заканчивании скважины:

Приготовление бурового раствора: $\text{H}_2\text{O} + 0,2\% \text{Na}_2\text{CO}_3 + 0,2\% \text{NaOH} + 4\% \text{ бентониты} + 0,3\% - 0,4\% \text{ реагента регулятора вязкости FA-367} + 0,5\% - 0,6\% \text{ полимерный понизитель фильтрации JT-888} + 0,2\% - 0,3\% \text{ дефлокулянт XY-27} + 2\% \text{ смачивающий агент QCX-1} + 3\% \text{ SMP-1}$

Требования к параметрам:

- Плотность: 1,10-1,15 г/см^3 ;
- условная вязкость 50-70 с.
- Водоотдача по API < 5 мл;
- толщина глинистой корки: < 0,5 мм;
- пластичная вязкость: 15-25 $\text{мПа} \cdot \text{с}$;
- величина текучести 5-10 Па ;
- коэффициент сопротивления трения < 0,08; содержание песка < 0,4%.

Объем бурового раствора:

$$Q = 90 + (0,2413 - 0,020)^2 \times 1,15 \times 0,785 \times 400 = 107,7 \text{ м}^3$$

где, 90 - объем приемных емкостей бурового раствора, м^3 ;
400 - глубина скважины под эксплуатационную колонну, м.



Расход материалов

Таблица 7.2

Наименов.	Объем (т)	Наименов	Объем (т)	Наименование	Объем (т)
Бентониты	4,3	Na ₂ CO ₃	0,2	NaOH	0,2
ЛТ-888	0,6	QCX-1	2,1		
FA-367	0,5	SMP-1	3,2		

7.4 Требования к качеству бурового раствора

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

Для очистки бурового раствора: необходимо иметь вибросита и пескоотделитель.

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

Для очистки бурового раствора необходимо иметь:

Вибросито – 1 шт.

Пескоотделитель – 1 шт.

Шламоотделитель – 1 шт.

Резервуарная циклическая система – 1 компл.



8. Проектные параметры бурения

Таблица 8.1

3	2	1	№	Долото			Св-ва бур. раствора	Параметр про-ходки.			Гидравлич. параметры									
				Интервал, м	Размер (мм)	Тип		Кол-во, шт.	Плотность (г/см³)	вязкость (с)	Водоотдача (см³/ за 30 мин)	Нагрузка на долото (тн)	Скорость вращения (об/мин)	Колич. насосов. подача насосов (л/сек)	Давление на насосе (МПа)	Потери давления в трубах, (МПа)	Потери давления в кольцевом пространстве (МПа)	Потери давления в УБТ (МПа)	Потери давления в долотах (МПа)	Примечание
110 – 400	0– 110	0-10																		
241,3	374,6	490																		
HJ-517	JEG-535	JADC 111																		
1	1	1																		
1,10-1,15	1.05-1,10	1,05																		
50-70	40-60	35-40																		
≤ 5	≤ 5-7	≤ 10																		
6-8	4-6	с навеса																		
ВЗД 60-90	60-90	20																		
1-24	1-30	1-20																		
7-9	4-6	0,5																		
1,02	1,8																			
0,19	0,01																			
0,33	0,47																			
1,11	0,41																			
под экспл.колон.	под кондук.	под направл.																		

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



9. Заканчивание и тампонаж скважины

Таблица 9.1

Конструкция обсадной колонны

Размер обсад.трубы (мм)	Тип стали	Тип резьбы	Толщина стенки (мм)	Интервал (м)	Вес (тн)	Прочн. на смятие (МПа)	Прочн.на растяж (кН).	Прочн.на внутр.давл. (МПа).
426	-	-	10	0-10	4,6	4,7	2720	17,2
273,1	J55	BC	8,89	0-110	6,5	10,9	2790	21,6
177,8	N80	BC	8,05	0-400	13,6	26,4	2366	43,7

9.1 Технические мероприятия при спуске колонн

Конструкция компоновки обсадных колонн

Направления: компоновка обсадных колонн

Кондуктор: башмак + компоновка обсадных колонн + центратор.

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

Требования к установке центраторов.

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

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

Таблица 9.2

Требования к крутящему моменту обсадной колонны

Порядок об. трубы	Наружный диаметр (мм)	Тип стали	Толщина (мм)	Тип резьбы	Коэффициенты запаса прочности при:		
					избыточном давлении		растя- жении
					наружном	внутреннем	
Направление	426	-	10	-			
Кондуктор	273,1	J-55	8,89	BC	10,9	2,8	42,9
Эксплуатац. колонна	177,8	N-80	8,05	BC	26,4	4,6	17,4



9.2 Проектирование цементного раствора

Для направления

Приготовление устьевого раствора: цементно-песчаная смесь, с термостойкостью от +200⁰С и выше.

Для кондуктора

Приготовление цементного раствора: ЦПС + 4,5%CaCl₂ (влажное смешение) + 44% H₂O

Параметры цементного раствора: плотность 1,89 г/см³; время загустевания 60-90 мин.

Для эксплуатационной колонны

Приготовление цементного раствора: ЦПС + 3 %CaCl₂ + 44%H₂O

Параметры цементного раствора: плотность 1,89 г/см³; время загустевания 120 мин.

Время ОЗЦ для направления составляет 12часов.

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

9.3 Расчет и требования к работе при тампонаже

Таблица 9.3

Для направления

Закачиваемый раствор	Плотность (г/см ³)	Высота подъема раствора	Теоретический объем подлежащий закачке, (м ³)	Расход сухого цемента с учетом потерь, т
Буферная жидкость	1,03	0	0,1	
Цементный раствор	1,89	0	1,5	2,1

Таблица 9.4

Для кондуктора

Объем цементного раствора и продавочной жидкости:

Закачиваемый раствор	Плотность (г/см ³)	Высота подъема раствора, (м)	Теоретический объем, подлежащий закачке, (м ³)	Расход сухого цемента с учетом потерь, т
Буферная жидкость	1,15	0	2	
Цементный раствор	1,89	0	11,3	15,3

Таблица 9.5

Объем цемента и добавочного реагента:

Наименован.	Ед. измерен.	Добавочный объем (%)	Объем после добавок
Сухой цемент	т		15,3
Вода	м ³	44	10,7
Коагулянт CaCl ₂	т	4,5	0,5



Требования к работе:

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

В процессе закачки цементного раствора постоянно наблюдать за выходом бурового раствора на устье скважины. Если выявлены поглощения и утечка цементного раствора цементирование продолжить согласно расчету.

Время ОЗЦ для кондуктора составляет 24 часа.

Таблица 9.6

Эксплуатационная колонна
Объем цементного раствора и продавочной жидкости:

Тип жидкости закачки	Плотность (г/см ³)	Высота подъема раствора	Теоретич объем, (м ³).	Расход сухого цемента с учетом потерь, т
Жидкость продавоч.	1,03	0	8	
Буферная жидкость	1,3	0	2	
Цементный раствор	1,89	0	14,8	20,1

Таблица 9.7

Объем цемента и добавочного реагента:

Наименование	Ед. измерен.	Объем добавок (%)	Объем после добавок (м ³)
Сухой цемент	т		20,1
Вода	м ³	44	14,1
Ca Cl ₂	т	3	0,4

Примечание:

На буровой иметь запас чистой воды 15 м³.

Требования к работе:

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

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

Подготовительная работа к тампонажу

Подготовка ствола скважины

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

Для обеспечения устойчивости ствола скважины параметры бурового раствора принципиально не регулируются, только соответственно понизить вязкость бурового раствора и статическое напряжение сдвига, регулировать реологическую характеристику. На буровой должны быть все



необходимые химреагенты и качественный буровой раствор с целью обеспечения успешного спуска обсадной колонны.

Подготовка оборудования.

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

Буровая бригада должна проверить динамические системы и систему бесперебойной циркуляции.

Обеспечить чувствительность и надежность приборов давления и индикатор веса.

Подготовка обсадных труб

Провести дефектоскопию и опрессовку обсадных труб на буровой.

Подготовка обсадных труб и их обмер.

Подготовительные работы и требования к спуску обсадных труб.

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

Обеспечить безопасность при спуске колонны.

Установить компоновку нижней части обсадных труб.

Подготовка инструментов

Инструмент для цементирования кондуктора

Инструмент для спуска ϕ 273,1 мм обсадных труб – 1 комплект

Ø273,1 мм башмак – 1 шт.

Ø 273,1 мм центратор – 5 шт.

Ø 273,1 мм продавочная пробка – 1 шт.

Переводник для промывки – 1 шт.

Инструменты для цементирования эксплуатационной колонны

Ø 177,8 мм башмак – 1 шт.

Ø 177,8 мм обратный клапан – 1 шт.

Ø 177,8 мм центратор – 10 шт.

Ø 177,8 мм продавочная пробка – 1 шт.

Герметичная смазка для резьб обсадных труб – 2 ведра

Подготовка тампонажа

По фактическим данным составляется план крепления скважин.

По результатам анализа цемента приготовить тампонажный раствор.

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

Цементировочная техника должна быть готова на месте.

10. Требования к охране недр

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

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

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

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



11. Оборудование устья после заканчивания скважин

1.1. Колонная головка типа ОКК1-21-178х273К1

1.2. Оборудование устья скважины и норма НКТ

Глубина спуска: НКТ спускаются до кровли продуктивного пласта.

Конструкция НКТ: наружный диаметр 73 мм; толщина стенки 5,5 мм; марка стали N-80; тип резьбы - VAM ; глубина спуска – 224м.

Конструкция НКТ и глубина спуска НКТ будет уточняться в процессе работ, и согласовываться с геологической службой и заказчиком.

1.3. Требования к заканчиванию скважины.

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

Опрессовка эксплуатационной колонны водой с плотностью 1.0 г/см³ Роп-9,5 МПа без поглощений считается нормальной.



План расхода основных материалов

№	Наименование	Размер и тип	Единица	Кол-во	Примечание
1	Долото	Ø 490 мм	шт.	1	
		Ø 374,6 мм	шт.	1	
		Ø 241,3 мм	шт.	1	
2	Обсадные трубы	Ø 426мм	т	4,6	-
		Ø 273,1мм J-55 x 8,89мм	т	6,5	ВТС
		Ø 177,8мм N-80 x 8,05мм	т	13,6	ВТС
3	НКТ	Ø 88,9мм N80 x 6,45мм	м	60	
		Ø 73мм N80 x 5,49мм	м	224	
4	Устьевое оборудование	2FZ28-14	к-т	1	
5	Фонтанная арматура	SKR 14-78x52	к-т	1	
6	Колонная головка	ОКК1-21-178x273	к-т	1	
7	Цементно-песчаная смесь	ЦПС с термостойкостью от +200 ⁰ С и выше.	т	37,5	
8	Добавочные реагенты для цемента:				
	быстрозатвердевающий реагент	CaCl ₂	т	5,0	
9	Буферн. жидкость		м ³	15	
10	Вспомогательное оборудование:				
11	Материалы для бурового раствора:				
	бентониты		т	12,8	
	ЛТ-888		т	0,7	
	Na ₂ CO ₃		т	0,6	
	SMP-1		т	3,4	
	Га-367		т	0,6	
	NaOH		т	0,2	
	QCSX-1		т	2,3	
	СМС		т	0,3	



12. План строительства скважины

Таблица 12.1

Порядок бурения	Диаметр долота (мм)	Интервал (м)	Объект строительства скважины	Планир. дней	Суммар кол-во дней
Направление	490	0 - 10	СМР, ПЗР бурению, бурение	1	1
Кондуктор	374,6	10 - 110	Бурение, каротажные работы, цементаж кондуктора	3	4
Эксплуатационная колонна	241,3	110 - 400	Бурение, каротажные работы	4	5
			Крепление экс. колонны, спуск НКТ.	2	5
Период бурения скважины 15.0 дней, равна 0,33 станко-месяцам Проектная скорость бурения 800 м\ ст. месяца.					

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

График строительства скважины

Таблица 12.2

Констр., мм 178 273 426			φ долота, мм	Глуб-а скв., м	Д н и 3 6 9 11 13 15										
			490	10	направление										
			374,6	110	кондуктор										
241,3	400	эксплуатац. колонна													
		заканчива- ние скв.													



13. Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника

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

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

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

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

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

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

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

Основными видами аварий в процессе проводки ствола скважины являются:

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

2. Оставление шарошек на забое;

3. Падение посторонних предметов в скважину;

4. Осложнения: нефтегазопроявления, поглощения бурового раствора.

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

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

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



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 (один под квадратом, второй на аварийной трубе или подвешенный на тросике в буровой);
- 4 В процессе бурения ведется тщательный контроль за обнаружением признаков ГНВП.
5. При обнаружении прямых признаков ГНВП немедленно приступить к герметизации устья скважины.
6. При обнаружении поглощения прекратить углубление скважины и остановить буровой насос.
7. Проследить за положением уровня в скважине и долить скважину до уровня устья.
8. При отсутствии уровня на устье, подъем бурильной колонны не допускается.
9. В процессе проведения СПО постоянно контролировать соответствие объемов доливаемого (вытесняемого) бурового раствора объему поднимаемых (спускаемых) бурильных труб.
10. После долива необходимо убедиться, что уровень на устье и скважина не переливает.
11. При наличии перелива определить его характер и немедленно загерметизировать скважину. Дальнейшие работы проводить по ПОР.
12. При бурении продуктивного пласта продолжительность технологических остановок сводится к минимуму.
13. При продолжительных ремонтных работах (более 5 суток) принять меры по предупреждению ГНВП.
14. При обнаружении признаков ГНВП буровая бригада обязана действовать согласно «Инструкции действия членов вахты при ГНВП».
15. При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать аварийный цементный мост.

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

1. Действия вахты при бурении скважин:
 - 1) Бурильщик подает звуковой сигнал «Выброс», приподнимает буровой инструмент на длину ведущей трубы из расчета, чтобы замок первой трубы с шаровым краном был над столом ротора на уровне элеватора или автоматического ключа бурового (далее - ключ АКБ), а против плашек превентора была гладкая часть трубы. Закрепляет тормоз лебедки;
 - 2) второй помощник бурильщика останавливает насосы. Бурильщик с первым и третьим помощниками демонтируют клинья.
- Примечание:* Если шаровой кран в компоновке бурильной колонны отсутствует (ГНВП произошло из пласта, непредусмотренного проектом на строительство скважины), бурильщик с первым и третьим помощниками разгружают инструмент на ротор (на клинья, элеватор) отворачивают ведущую трубу и устанавливают шаровой кран (обратный клапан), затем снова наворачивают ведущую трубу и инструмент подвешивают на талевой системе так, чтобы замок



первой трубы был над столом ротора на уровне элеватора или ключа АКБ, а против плашек превентора была гладкая часть трубы. Закрепляют тормоз лебедки, клинья демонтируют;

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

4) бурильщик с помощью дублера пульта управления открывает гидроприводную задвижку на линии дросселирования и закрывает универсальный превентор, а если его нет - верхний 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) дальнейшие работы по ликвидации проявления ведутся по указанию руководителя организации при участии АСС.

2. Действия вахты при СПО.

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

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

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

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

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

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

4. Действия вахты при спуске обсадной колонны.

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

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

2) в этом случае бурильщик с помощниками разгружают обсадную колонну, на ротор, устанавливают шаровой кран с переводником, наворачивают ведущую трубу и подвешивают на



талевой системе обсадную колонну так, чтобы переводник был на 0,8-1 метр над столом ротора из расчета нахождения немужфтовой части колонны против плашек превентора. Закрепляют тормоз лебедки, клинья демонтируют (убирают элеватор);

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

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

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

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

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

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

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

5. Действия вахты при промыслово-геофизических работах:

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

16) дальнейшие работы выполняются по утвержденному специальному плану.

7. Действия вахты при СПО с электроцентробежным насосом:

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

2) бурильщик с помощниками наводят на устье планшайбу с открытой задвижкой и с закрепленным уплотнительным кольцом и 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.

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



Таблица 13.1.

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

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



Таблица 13.1

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



Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

№	Основные требования и мероприятия (со ссылкой на действующие документы)
1	2
1	Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве скважины и выполнения основных требований по промышленной санитарии и гигиене труда рабочий персонал должен быть обеспечен: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты от шума и одеждой, спец. обувью, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности рабочих мест
2	Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спец. одежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентирована «Отраслевыми нормами выдачи спец.одежды, спец.обуви и других средств индивидуальной защиты». Согласно указанным документам, весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважин должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, представленными в таблице 13.3.
3	Учитывая наличие паров органических веществ: углеводородов, эфиров, спиртов в воздухе рабочей зоны в соответствии с каталогом «Промышленные противогазы и респираторы» члены буровой бригады и бригады опробования скважины для защиты органов дыхания должны быть обеспечены противогазами марки А, коричневая окраска, время защитного действия (коробка без фильтра)-120 минут при максимальном содержании вредных веществ в диапазоне 2400-2600 мг/м3 (по бензолу).
4	С целью снижения на работающих воздействия шума и вибрации в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации, представленными в таблице 13.4.
5	Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться «Отраслевыми нормами проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности», а также соблюдать требования СН РК 2.04-01-2011 представлены в таблице 13.5.
6	Необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещенных территориях для обеспечения нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения. Аварийное освещение для продолжения работ должно быть предусмотрено для рабочих поверхностей.



Таблица 13.3

Средства индивидуальной защиты, спецодежда

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



Таблица 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	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.	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

* ПОПБ ОПОНГО от 30.12.2014г. №355 (Приложение 6)



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

Таблица 14.1

Средства механизации и автоматизации

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

Таблица 14.2

Средства диспетчеризации

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



Средства контроля

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



Средства контроля воздушной среды

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

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

Таблица 14.4

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



Приложения



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

Таблица 1

Список литературы

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

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

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

Авторский надзор и анализ строительства скважин № Т-65039, 65051, 66030 месторождения Кенкияк-надсолевой

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

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

2. Авторскому надзору подлежат следующие положения:

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

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

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



Исходные данные



СОДЕРЖАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

	стр.
Паспорт.....	
Раздел 1. Общая пояснительная записка.....	4
1. Сводные технико-экономические данные.....	4
2. Основание для проектирования.....	7
3. Общие сведения.....	8
4. Геологическая характеристика.....	11
4.1. Общие сведения о месторождении.....	11
4.2. Геологическое строение месторождения.....	13
4.3. Физические свойства пород.....	14
5. Конструкция скважины.....	22
5.1. Принцип проектирования.....	22
6. Компоновка буровой колонны	23
7. Буровой раствор.....	23
7.1. Принцип проектирования.....	23
7.2. Буровой раствор под кондуктор.....	23
7.3. Буровой раствор под экс. колонну.....	24
7.4. Требования к качеству бурового раствора.....	25
8. Проектные параметры бурения	26
9. Заканчивание и тампонаж скважины.....	27
9.1. Порядок спуска обсадных колонн.....	27
9.2. Проектирование цементного раствора.....	28
9.3. Требования к тампонажу и заканчиванию скважины.....	28
10. Требования к охране недр.....	30
11. Оборудование устья после заканчивания скважин.....	31
12. План строительства скважины	33
13. Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника.....	34
13.1. Мероприятия по предупреждению проявлений.....	35
Общие мероприятия по предупреждению ГНВП.....	35
14. Механизация и автоматизация технологических процессов, средства контроля и диспетчеризация.....	45
Приложение.....	
Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, используемых при принятии проектных решений и в строительстве скважин.....	
Авторский надзор.....	
Исходные данные.....	

