

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр.2 из 276

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

№	Должность	Ф.И.О.	Подпись	Раздел
1	Начальник управления проектирования бурения и ремонта скважин	Аманжолов А.К.		Общее руководство, Том I
2	Эксперт управления проектирования бурения и ремонта скважин	Утеуов Б.А.		Том I (раздел I, II)
3	Эксперт управления проектирования и ремонта скважин	Булда Ю.А.		Том I (раздел I п. 7)
4	Эксперт управления проектирования бурения и ремонта скважин	Муфтахов Х.У.		Том I (раздел I п. 10, 17)
5	Начальник управления геологии и геологоразведки	Юргенс Е.Г.		Общее руководство, Том I (раздел I п. 4)
6	Ведущий инженер управления геологии и геологоразведки	Аспентаев С.Б.		Том I (раздел I п. 4, табл. 4.1-4.15. табл. 4.17-4.26.)
7	Эксперт управления геофизики и петрофизики	Оразалиев С.О.		Том I (табл. 4.16)
8	Начальник управления экологии	Хаманова. Э.М.		Общее руководство, Том II
9	Инженер управления информационного обеспечения	Сарсенбаева М.К.		Оформление проекта

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр.3 из 276

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ	3
СПИСОК ТАБЛИЦ	5
СПИСОК РИСУНКОВ	8
РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ	8
РЕФЕРАТ	9
РАЗДЕЛ I. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА	10
1 СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ	11
2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	16
3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	17
4 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	19
4.1 ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИН	37
4.2 НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ	44
4.3 ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ	48
4.4 ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ	51
4.5 РАБОТЫ ПО ОСВОЕНИЮ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИНЫ, СВЕДЕНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ	54
5 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ	59
6 ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ	66
7 ВЫБОР ТИПА ПРОМЫВочНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ БУРЕНИЯ	67
7.1. Обоснование плотности бурового раствора	67
7.1.1. Общие методические указания	67
7.2. Выбор типа и компонентного состава бурового раствора	70
7.2.1. Основные ожидаемые проблемы и осложнения при бурении скважины	70
7.2.2. Проектные решения	71
7.3. Контроль качества бурового раствора и основные инженерные рекомендации	74
7.4. Перфорационная жидкость	76
8 УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ	87
9 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ	96
9.1 Обсадные колонны	96
9.2 ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН	105
9.3 ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ	114
10 ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ	115
10.1 Испытание пластов в процессе бурения	115
10.2 ОСВОЕНИЕ ГОРИЗОНТОВ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ	117
11 ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА	124
12 СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ	126
12.1 Подготовительные работы к строительству скважины	126
12.2 Объемы строительных и монтажных работ для строительства скважины	129
13 ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН	136
14 МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ	137
15 ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА, САНИТАРНО- ГИГИЕНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН	143
15.1. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРОМЫШЛЕННОЙ САНИТАРИИ И ГИГИЕНЕ ТРУДА	148
15.2. ЗАЩИТА ОТ ШУМА И ВИБРАЦИИ	149
15.3. ОСВЕЩЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ РАБОЧИХ МЕСТ	165
15.4. СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ ВОЗДУШНОЙ СРЕДЫ	168
15.5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ	169
15.6. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРОМЫШЛЕННОЙ САНИТАРИИ	171
15.7. САНИТАРНО-БЫТОВЫЕ ПОМЕЩЕНИЯ	172
15.8. ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ ВОЗДУХА	172

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр.4 из 276

15.9.	ПРОТИВОПОЖАРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И МЕРОПРИЯТИЯ	175
15.10.	ОЦЕНКА ВЕРОЯТНОСТИ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ	176
15.11.	ПЛАНЫ ДЕЙСТВИЙ ПРИ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ.....	177
15.12.	ОПОВЕЩЕНИЕ НАСЕЛЕНИЯ.....	178
15.13.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ АВАРИЙ	178
16.	ПРОТИВОФОНТАННАЯ И ГАЗОВАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	180
16.1.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И РАННЕМУ ОБНАРУЖЕНИЮ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ	180
16.2.	ПРИЗНАКИ РАННЕГО ОБНАРУЖЕНИЯ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ (ГНВП)	181
17.	ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ. ИНСТРУКЦИИ ПО ДЕЙСТВИЮ ПЕРСОНАЛА	197
17.1	ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН	208
17.2	ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИНЫ.....	209
17.3	КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИНЫ	209
17.4	НАДЕЖНОСТЬ	218
17.5	ОХРАНА НЕДР	222
18.	ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ	230
19.	СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН	237
	РАЗДЕЛ II. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА.....	240
1	СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ	241
2	СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ	243
3	СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ	245
4	ПОТРЕБНОСТЬ В МАТЕРИАЛАХ, ОБОРУДОВАНИИ И ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВАХ.....	245
	ПАСПОРТ	247
	ПРИЛОЖЕНИЯ.....	250

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр.5 из 276

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 – Основные проектные данные	11
Таблица 1.2 – Общие сведения о конструкции скважин	13
Таблица 1.3 – Дополнительные сведения для составления сметы.....	13
Таблица 1.4 – Дополнительные сведения по утилизации отходов бурения.....	14
Таблица 1.5 – Сведения об условиях эксплуатации скважин	15
Таблица 1.6 – Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации	15
Таблица 2.1 – Список документов, которые являются основанием для проектирования.....	16
Таблица 3.1 – Сведения о районе буровых работ	17
Таблица 3.2 – Сведения о площадке строительства буровой	17
Таблица 3.3 – Размеры отводимых во временное пользование земельных участков	17
Таблица 3.4 – Источник и характеристики водо- и энергоснабжения, связи и местных стройматериалов	18
Таблица 3.5 – Сведения о подъездных путях	18
Таблица 3.6 – Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях	18
Таблица 4.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания пластов и коэффициент кавернозности пластов.....	37
Таблица 4.2 – Литологическая характеристика разреза скважин.....	38
Таблица 4.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины	41
Таблица 4.4 – Геокриологическая характеристика разреза скважины.....	43
Таблица 4.5 - Нефтеносность.....	44
Таблица 4.6 - Газоносность.....	45
Таблица 4.7– Водоносность.....	46
Таблица 4.8 - Давление и температура по разрезу скважины (в графах 6, 9, 12, 15, 17 проставляются условные обозначения источника получения градиентов: ПСР – прогноз по сейсморазведочным данным, ПГФ – прогноз по геофизическим исследованиям и РФЗ – расчет по фактическим замерам в скважинах) по ГРП (по данным проведенных ГРП).....	47
Таблица 4.9– Поглощение бурового раствора	48
Таблица 4.10– Осыпи и обвалы стенок скважины.....	48
Таблица 4.11– Нефтегазоводопрооявления.....	49
Таблица 4.12– Прихватоопасные зоны	49
Таблица 4.13– Текучие породы	50
Таблица 4.14 - Прочие возможные осложнения	50
Таблица 4.15– Отбор керна, шлама и грунтов	51
Таблица 4.16– Геофизические исследования	52
Таблица 4.17 – Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения, - ИПТ.....	53
Таблица 4.18 – Прочие виды исследований.....	53
Таблица 4.19 - Освоение продуктивных горизонтов в эксплуатационной колонне	54
Таблица 4.20 – Работы по перфорации эксплуатационной колонны при освоении	55
Таблица 4.21 – Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в скважине	56
Таблица 4.22 – Дополнительные работы при освоении	56
Таблица 4.23 – Данные по эксплуатационным объектам.....	57
Таблица 4.24 – Дополнительные данные для определения продолжительности освоения скважины	57
Таблица 4.25– Данные по нагнетательной скважине	58
Таблица 4.26– Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам-аналогам.....	58
Таблица 5.1 – Характеристика и устройство шахтового направления.....	61
Таблица 5.2 – Глубина спуска и характеристика обсадных колонн	61
Таблица 5.3 – Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн	63
Таблица 5.4 – Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважин по проектной конструкции	64
Таблица 5.5 – Максимально-допустимые гидравлические давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций.....	65
Таблица 7.1– Типы и параметры буровых растворов	78
Таблица 7.2 – Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов	79

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр.6 из 276

Таблица 7.3 – Потребность бурового раствора и компонентов для его приготовления, обработки и утяжеления.....	81
Таблица 7.4 – Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов.....	84
Таблица 7.5 – Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн.....	84
Таблица 7.6 – Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину.....	85
Таблица 7.7 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов	86
Таблица 8.1-Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК.....	87
Таблица 8.2 – Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)	87
Таблица 8.3 – Потребное количество элементов КНБК.....	90
Таблица 8.4 – Суммарное количество и масса элементов КНБК.....	91
Таблица 8.5 – Рекомендуются бурильные трубы.....	91
Таблица 8.6 – Конструкция бурильных колонн.....	92
Таблица 8.7 – Характеристика и масса бурильных труб	93
Таблица 8.8 – Оснастка талевой системы.....	93
Таблица 8.9 – Режим работы буровых насосов	94
Таблица 8.10 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой.....	94
Таблица 8.11 – Гидравлические показатели промывки	95
Таблица 9.1– Способы расчёта наружных давлений и опрессовки обсадных колонн	97
Таблица 9.2– Распределение давлений по длине колонны	98
Таблица 9.3 – Рекомендуются типоразмеры обсадных труб	98
Таблица 9.4 – Параметры обсадных труб	101
Таблица 9.5 – Суммарная масса обсадных труб.....	101
Таблица 9.6– Технологическая оснастка обсадных колонн.....	102
Таблица 9.7 – Режим спуска обсадных труб.....	103
Таблица 9.8 – Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны	104
Таблица 9.9 – Общие сведения о цементировании обсадных колонн	105
Таблица 9.10 – Характеристика жидкостей для цементирования.....	106
Таблица 9.11 – Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов.....	107
Таблица 9.12 – Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов).....	109
Таблица 9.13 – Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах.....	111
Таблица 9.14 – Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах	112
Таблица 9.15 – Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники	112
Таблица 9.16 – Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов	113
Таблица 9.17 – Спецификация устьевоего и противовыбросового оборудования (ПВО).....	114
Таблица 10.1– Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах.....	115
Таблица 10.2 – Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах.....	116
Таблица 10.3 – Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле.....	117
Таблица 10.4 – Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ).....	117
Таблица 10.5 – Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов	118
Таблица 10.6 – Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов	119
Таблица 10.7 – Потребное количество материалов для установки цементных мостов	120
Таблица 10.8 – Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне	121
Таблица 10.9 – Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне.....	122
Таблица 10.10 – Потребное количество материалов для освоения скважины в эксплуатационной колонне.....	123
Таблица 10.11 – Оработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел	123

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр.7 из 276

Таблица 11.1– Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ	124
Таблица 11.2 – Опрессовка оборудования и используемая техника	125
Таблица 12.1– Подготовительные работы к строительству скважины	127
Таблица 12.2 – Перечень топографо-геодезических работ	129
Таблица 12.3 – Варианты строительных и монтажных работ	129
Таблица 12.4 - Объёмы работ по монтажу бурового и силового оборудования	130
Таблица 12.5- Объёмы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений для оборудования	134
Таблица 12.6– Объёмы работ по фундаментам под буровое оборудование	135
Таблица 13.1– Продолжительность строительства скважин	136
Таблица 13.2 – Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин.....	136
Таблица 14.1– Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике	137
Таблица 14.2 – Средства механизации и автоматизации	140
Таблица 14.3 – Средства контроля	142
Таблица 15.1– Мероприятия и проектные решения по промышленной безопасности.....	143
Таблица 15.2 – Требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда	148
Таблица 15.3 – Средства индивидуальной защиты, спецодежда	150
Таблица 15.4 – Средства индивидуальной защиты, спецодежда	162
Таблица 15.5 – Оборудование для безопасности и средства индивидуальной защиты.....	163
Таблица 15.6 – Классификация помещений и открытого пространства по классу взрывобезопасности	164
Таблица 15.7 – Нормы освещённости	165
Таблица 15.8 – Средства контроля воздушной среды	168
Таблица 15.9 – Мероприятия по технике безопасности	169
Таблица 15.10 – Санитарно-бытовые помещения	172
Таблица 15.11 – Минимальный расход наружного воздуха.....	173
Таблица 15.12 – Первичные средства пожаротушения	175
Таблица 16.1– Перечень показателей по раннему обнаружению газонефтеводопроявлений.....	182
Таблица 17.1– Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации Инструкции по действию персонала	197
Таблица 17.2 – Надежность	218
Таблица 18.1 – Матрица – вероятность – тяжесть последствий	231
Таблица 18.2 – Вероятность возникновения аварийных ситуаций	231
Таблица 19.1 – Список используемой литературы	237
Таблица 1.1 – Водоснабжение	241
Таблица 1.2 – Водопотребление при строительстве.....	242
Таблица 2.1 – Электроснабжение	243
Таблица 2.2 – Потребность в ГСМ	243
Таблица 3.1 – Маршруты транспортировки грузов и вахт	245
Таблица 4.1 – Ведомость потребности в материалах и оборудовании	245
Таблица 4.2 – Ведомость потребности в строительных машинах и спец. агрегатах	246
Таблица 4.3 – Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки грузов.....	246
Таблица 4.4 – Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки вахт	246

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр.8 из 276

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 4.1 – Обзорная карта района работ	20
Рисунок 4.2 – Картограмма участка Бектурлы Восточный.	23
Рисунок 4.3- Местоположение проектной скважины БВ-4.	34
Рисунок 4.4- Сейсмо-профиль	35
Рисунок 5.1 – График совмещенных давлений	60
Рисунок 9.1– Эпюра избыточных наружных и внутренних давлений, действующих по длине на кондуктора Ø 323,9 мм	99
Рисунок 9.2– Эпюра избыточных наружных и внутренних давлений, действующих по длине на эксплуатационную колонну Ø 244,5 мм.....	99
Рисунок 9.3– Эпюра избыточных наружных и внутренних давлений, действующих по длине на эксплуатационную колонну Ø 168,3 мм.....	100

РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

- Приложение 1. Задание на составление технического проекта
- Приложение 2. Геолого-технический наряд
- Приложение 3. Схема расположения бурового оборудования станка
- Приложение 4. Схема обвязки устья ПВО
- Приложение 5. Схема для испытания и тестирования

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр.9 из 276

РЕФЕРАТ

«Индивидуальный технический проект на строительство оценочной скважины БВ-4 на участке «Бектурлы Восточный» разработан в соответствии с «Методическими рекомендациями по разработке проектной документации на бурение (строительство) скважин на нефть и газ» (г.Астана, 2023г.). Выполнен по форме и содержанию согласно «Макета рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87).

СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ, ИСХОДНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ, КОНСТРУКЦИЯ, БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ, БУРЕНИЕ, КРЕПЛЕНИЕ, ИСПЫТАНИЕ (ОСВОЕНИЕ), ОБЪЕМ РАБОТ ПО МОНТАЖУ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ, ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.

Объектом разработки являются строительство оценочной скважины БВ-4 на участке «Бектурлы Восточный».

Цель работы – расчет конструкции скважин, выбор компоновок низа бурильной колонны, параметров режима бурения, типа и параметров бурового раствора, параметров цементирования скважин, расчет гидравлических потерь в циркуляционной системе буровой установки, освоения скважин, расчет продолжительности проводки скважин, экология.

Данный проект является основным документом на строительство оценочной скважины БВ-4 на участке «Бектурлы Восточный».

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-10 из 276

РАЗДЕЛ I. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-11 из 276

1 СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Таблица 1.1 – Основные проектные данные

№ п/п	Наименование	Значение
1	2	3
1	Номер района строительства скважины	-
2	Номера скважин, строящихся по данному проекту	БВ-4
3	Площадь (месторождение)	участок «Бектурлы Восточный»
4	Расположение (суша, море)	Суша
5	Глубина моря на точке бурения, м	-
6	Цель бурения и назначение скважины	Разведка и оценка залежей УВС в юрских и триасовых отложениях
7	Проектный горизонт	Средний триас
8	Проектная глубина, м: по вертикали по стволу	3000 (±250м) -
9	Число объектов испытания: в колонне в открытом стволе.	6 7
10	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая).	Вертикальная
11	Тип профиля.	-
12	Азимут бурения, град.	-
13	Максимальный зенитный угол, град.	-
14	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град./30 м.	-
15	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м.	1951
16	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м.	-
17	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровле продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м.	не менее 30 м
18	Металлоёмкость конструкции, кг/м.	74,0
19	Способ бурения.	Роторный и забойный двигатель (ВЗД)
20	Вид привода.	Дизельный или электрический
21	Вид монтажа (первичный, повторный, вторичный).	Первичный
22	Тип буровой установки.	Номинальная грузоподъемность буровой установки – не менее 225 тонн, с системой верхнего привода (Top Drive system)
23	Тип вышки.	Мачтовая, телескопическая
24	Тип установки для освоения	Станок для испытания грузоподъемностью не менее 60 тн.
25	Максимальная масса колонны, т: обсадной бурильной	108,32 118,88
27	Продолжительность цикла строительства скважины, сут в том числе:	287,1
	строительно-монтажные работы	10,0
	подготовительные работы к бурению	3,0
	бурение и крепление (в том числе: отбор керна) освоение (испытание), всего	78,5 (8,5) 195,6

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-12 из 276

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3
27	в том числе в открытом стволе в эксплуатационной колонне	15,6 180,0 (шесть объектов 6*30сут.)
28	Проектная скорость бурения, м/ст. мес.	1146

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-13 из 276

Таблица 1.2 – Общие сведения о конструкции скважин

Название колонн	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Направление	426,0	0	20	-	-
Кондуктор	323,9	0	400	-	-
Промежуточная	244,5	0	1500 (±250м)	-	-
Эксплуатационная	168,3	0	3000 (±250м)	-	-

Примечание: по результатам ГИС (БКЗ) возможно изменения фактической глубины бурения и спуска обсадных колонн в сторону увеличения или уменьшения. Конструкция скважины уточняется по расчетам, исходя из горно-геологических условий бурение скважины.

Таблица 1.3 – Дополнительные сведения для составления сметы

Мощность труборемонт ных баз или площадок, тыс. м бурильных труб	Наличие тампонажно й конторы или цеха (ДА, НЕТ)	Среднегодовое количество буровых станков		Время пребывания турбобура (электробура) на забое, %	Время механического бурения на воде, %	Дежурство работы бульдозера , трактора на буровой, ч/сут	Форма оплаты труда буровой бригады: сдельная повременная	Категория УБР (УРБ)	Коэффициент оборачиваем ости бурильных труб, %
		в бурении и испытании	в том числе в турбинном бурении						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	ДА	7	4	-	Нет	По заявке	Договорная	1	-

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-14 из 276

Таблица 1.4 – Дополнительные сведения по утилизации отходов бурения

Содержание полевой лаборатории по контролю промывочной жидкости в интервале, м				Дополнительные рабочие для приготовления утяжелителей и обработки бурового раствора				Дополнительные рабочие			Объём повторно используемого раствора, м³	Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды, нефтепродукты, другие отходы)	Объём отходов, м³			
								количество		Число смен работы в сутки (одна, две, кругл.)			всего	в том числе подлежит		
														слесарей	электро-монтёров	вывозу
при бурении		при испытании		интервал глубины, м		количество	число смен работы	от (верх)	до (низ)	от (верх)			до (низ)			
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)						9	10		11	12	13
У подрядчика по буровым растворам				Исходя из ожидаемых пластовых давлений и обеспечения устойчивости ствола скважины. (У подрядчика по буровым растворам)				1	1	2	-	Шлам	Смотрет проекта том II			
												Отработанный буровой раствор				
												Сточные воды				

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-15 из 276

Таблица 1.5 – Сведения об условиях эксплуатации скважин

Данные о способах эксплуатации			Срок перевода скважины в нагнетательную от начала эксплуатации, год	Максимальные габаритные размеры спускаемых инструментов и приборов при освоении и эксплуатации скважины		Коррозия		Глубина установки пакера, м	Жидкость за НКТ	
название (фонтанный, ШГН, ЭЦН, газлифтный)	период от начала эксплуатации, год					вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год		тип	плотность, г/см³
	от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ШГН, ЭЦН, ВПН	В течении всего срока эксплуатации 2026г.		-	2988	73	-	-	-	Вода ингибированная	1,00

Примечание: Добывающие скважины, в случае получения слабого притока или его отсутствия, могут использоваться под закачку для поддержания пластового давления, либо для перевода на другой горизонт. В свою очередь, нагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности, вначале могут использоваться как добывающие при получении притоков нефти.

Таблица 1.6 – Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации

Номера скважин подлежащих ликвидации	Номера скважин подлежащих консервации на срок		
	до 3 месяцев	от 3 до 12 месяцев	свыше одного года
1	2	3	4
В случае отсутствия промышленного притока углеводородов БВ-4*	Нет	БВ-4**	БВ-4***

Примечания:

* - по решению Заказчика, на случай непромышленного притока углеводородов, ликвидация части скважины (открытого ствола) или скважины в целом осуществляется в соответствии с "Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, и добычи урана приказ МэРК №200 от 22 мая 2018г".

** - по решению Заказчика скважины консервируются, в соответствии с "Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, и добычи урана приказ МэРК №200 от 22 мая 2018г".

*** - по решению Заказчика консервация скважин предусматривается на случай получения углеводородов на период до ввода скважины в эксплуатацию, в соответствии с "Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, и добычи урана приказ МэРК №200 от 22 мая 2018г".

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-16 из 276

2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1 – Список документов, которые являются основанием для проектирования

№ п/п	Название документа (проект геолого-разведочных работ, технологические схемы (проект) разработки площадей (месторождений), задание на проектирование, номер, дата, должность, фамилия и инициалы лица, утвердившего документ
1	2
1	Договор о закупке услуг №41-2025 от 04.09.2025г.
2	Дополнение №9 (Рег.№5452-УВС от 02.04.2025г.) к контракту №4152-УВС-МЭ от 17.06.2015 года на проведение разведки и добычи углеводородов на участке Бектурлы Восточный.
3	Проект пробной эксплуатации месторождения «Восточный Бектурлы» (по состоянию на 01.12.2023г.) (Протокол ЦКРР №51/8 от 16.05.2024г.)
4	Техническое задание на разработку «Индивидуального технического проекта на строительство оценочной скважины БВ-4 на участке «Бектурлы Восточный», согласованное с Первым заместителем генерального директора ТОО «Becturly Energy Operating» Еркулиевым Т.К., и утвержденное Генеральным директором ТОО «Becturly Energy Operating» Кулушевым Е.С.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-17 из 276

3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1 – Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Площадь (месторождение)	Участок Бектурлы Восточный
Блок (номер и/или название)	-
Административное расположение: республика область (край) район	Казахстан Мангистауская Каракиянский
Год ввода площади в бурение	1980
Год ввода площади (месторождения) в эксплуатацию	1981
Температура воздуха, С°: среднегодовая наибольшая летняя наименьшая зимняя	+ 9,1°С выше + 40°С до – 25÷30°С
Среднегодовое количество осадков, мм	100÷150
Максимальная глубина промерзания грунта, м	0,5
Продолжительность отопительного периода в году, сут	158
Продолжительность зимнего периода в году, сут	95
Азимут преобладающего направления ветра, град	Северо-Восточный
Наибольшая скорость ветра, м/с	28
Метеорологический пояс (при работе в море)	-

Таблица 3.2 – Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Рельеф местности	Холмистый, равнинный, пересечённый
Состояние местности	Сор, не заболоченное
Толщина, см: снежного покрова, см почвенного слоя	10÷15 5÷10
Растительный покров	Скудный, полупустынного типа
Категория грунта	Вторая

Таблица 3.3 – Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Назначение участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Строительство буровой установки и размещение оборудования и техники	1,9 га	Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин, СН 459-74

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-18 из 276

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
Техническая вода	пос. Жетыбай	15,0	Автоцистернами
1. Для хозяйственных нужд – пресная вода 2. Для питьевых целей – бутилированная	пос. Жетыбай	25,0	Автоцистернами
Энергоснабжение	ЛЭП-6 кВт Дизель-генератор БУ	0,25 Буровая	На ж/б опорах, провод 70×3 Низковольтная ЛЭП 100м на ж/б или метал. опорах
Связь	Радиосвязь на буровой	-	Радиотелефон, радиостанция, мобильная связь
Местные стройматериалы	Местный карьер	До 30	Автосамосвал

Таблица 3.5 – Сведения о подъездных путях

Протяжённость, км	Характер покрытия (гравийное, из лесоматериалов и т. д.)	Ширина, м	Высота насыпи, см	Характеристики дороги
1	2	3	4	5
Спланированные бульдозером временные дороги				

Таблица 3.6 – Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км	наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км
1	2	3	4	5	6
ДА	г. Актау – пос. Жетыбай	98,0	НЕТ	-	-
ДА	пос. Жетыбай – Узень	75,0	НЕТ	-	-

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-19 из 276

4 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Индивидуальный технический проект на строительство оценочной скважины БВ-4 на участке «Бектурлы Восточный»

Цель бурения:

Разведка и оценка залежей УВС
в юрских и триасовых отложениях

Проектная глубина: по вертикали, м

3000 (±250м)

Проектный горизонт:

Средний триас

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-20 из 276

Геологическая характеристика к индивидуальному техническому проекту на строительство поисково-разведочной скважины на участке «Бектурлы Восточный».

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ РАБОТ

В административном отношении площадь работ расположена на территории Каракиянского района Мангистауской области Республики Казахстан (рис. 1.1).

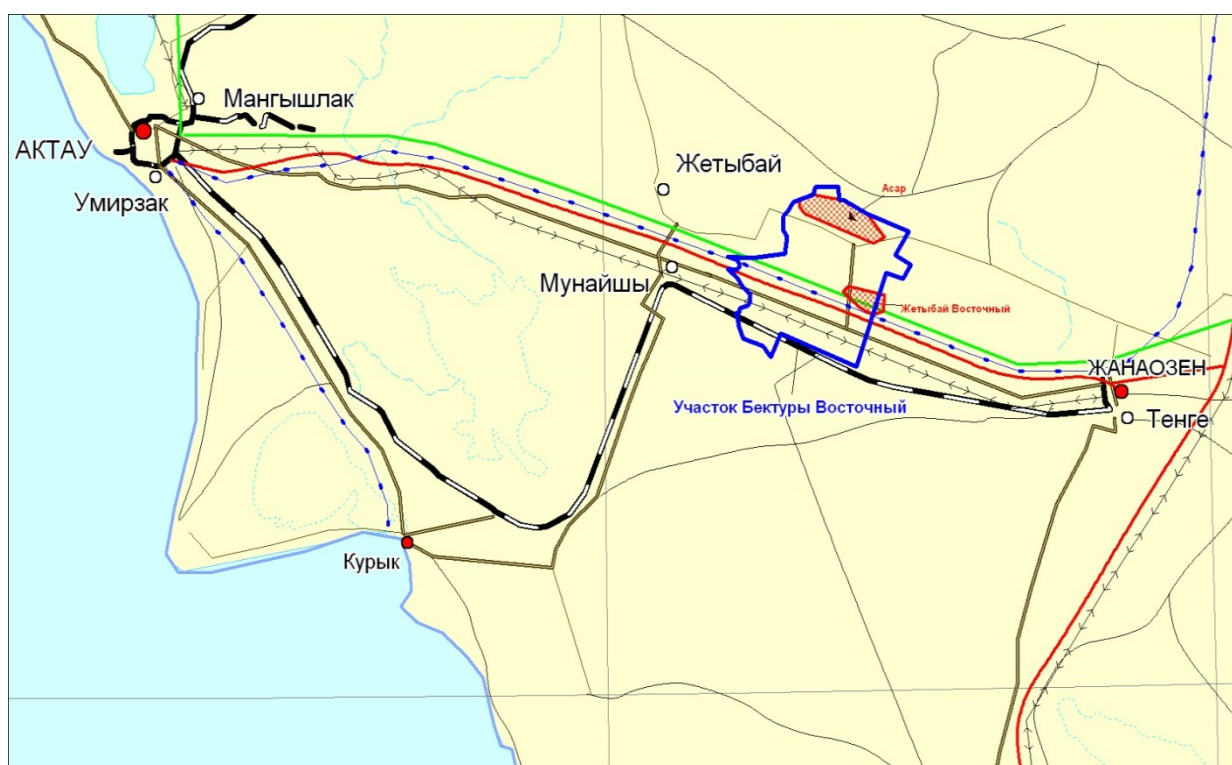


Рисунок 4.1 – Обзорная карта района работ

Сообщение между месторождением и населёнными пунктами осуществляется автотранспортом. Вблизи месторождения проходят асфальтированные дороги Актау – Жанаозен и Жетыбай – Курык. Многочисленные грунтовые дороги, пересекающие территорию в различных направлениях, вполне пригодны для передвижения всех типов автотранспорта в сухое время года. Вдоль автодороги Актау – Жанаозен проложены линии электропередач, телефонной связи, нефтепровод, газопровод и водопровод.

К югу от месторождения Каменистое проходит железная дорога Жанаозен-Жетыбай-Курык-Мангистау-Атырау. Железнодорожная станция Жетыбай находится в 3 км от месторождения.

В городе Актау имеется морской порт с нефтеналивным причалом, к которому подведен магистральный нефтепровод.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-21 из 276

В орографическом отношении район месторождения представляет собой слегка всхолмленную равнину. Отметки рельефа изменяются от + 120 м до + 135 м.

Климат района - резко-континентальный со значительными колебаниями среднесуточных и сезонных температур. Летом температура воздуха достигает + 45оС, зимой – опускается до – 35оС. Часты сильные ветры, преимущественно восточного и юго-восточного направлений.

Редкие осадки выпадают, в основном, в осенне-весенний период, среднегодовое количество осадков не превышает 100-150 мм в год.

Растительный и животный мир характерен для зоны пустынь и полупустынь.

Гидрографическая сеть представлена редкими колодцами с горько-соленой водой, непригодной для питья. Постоянных водотоков нет. Для технических целей используется пластовая альб-сеноманская вода, добываемая из специально пробуренных скважин на альб-сеноманский горизонт. Для питьевых целей вода подвозится автоцистернами из посёлка Жетыбай. В непосредственной близости от Контрактной территории расположены разрабатываемые месторождения Узень, Жетыбай, Жетыбай Восточный, Асар, Шинжир, Каменистое, Актас с развитой инфраструктурой.

Ниже представлены координаты и картограмма Геологического отвода участка Бектурлы Восточный.

Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	43°35'00"	52°21'12"
2	43°35'00"	52°23'30"
3	43°34'05"	52°23'34"
4	43°34'03"	52°24'03"
5	43°33'06"	52°26'20"
6	43°31'48"	52°30'24"
7	43°30'10"	52°29'05"
8	43°29'28"	52°30'35"
9	43°28'32"	52°29'47"
10	43°28'59"	52°28'07"
11	43°22'30"	52°25'00"
12	43°24'52"	52°17'33"
13	43°23'17"	52°16'31"
14	43°24'03"	52°15'45"
15	43°24'35"	52°13'50"
16	43°25'25"	52°13'25"
17	43°26'02"	52°13'15"
18	43°26'20"	52°13'05"
19	43°26'25"	52°13'30"
20	43°26'40"	52°13'30"
21	43°26'51"	52°14'19"
22	43°27'05"	52°14'30"
23	43°27'38"	52°14'35"
24	43°28'15"	52°13'45"
25	43°28'45"	52°13'18"

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-22 из 276

26	43°29'25"	52°12'20"
27	43°29'24"	52°12'44"
28	43°29'20"	52°13'14"
29	43°29'30"	52°13'30"
30	43°29'39"	52°13'35"
31	43°29'49"	52°13'30"
32	43°30'05"	52°13'14"
33	43°30'17"	52°12'22"
34	43°30'10"	52°14'45"
35	43°30'25"	52°18'05"
36	43°31'35"	52°18'20"
37	43°32'00"	52°18'00"
38	43°33'00"	52°18'00"
39	43°33'17"	52°18'23"
40	43°34'00"	52°19'00"
41	43°34'29"	52°21'00"
глубиной исследования до фундамента		

Площадь участка составляет 286,44 кв. км. Из площади участка исключаются горные отводы газонефтяных месторождений Асар и Жетыбай Восточный.

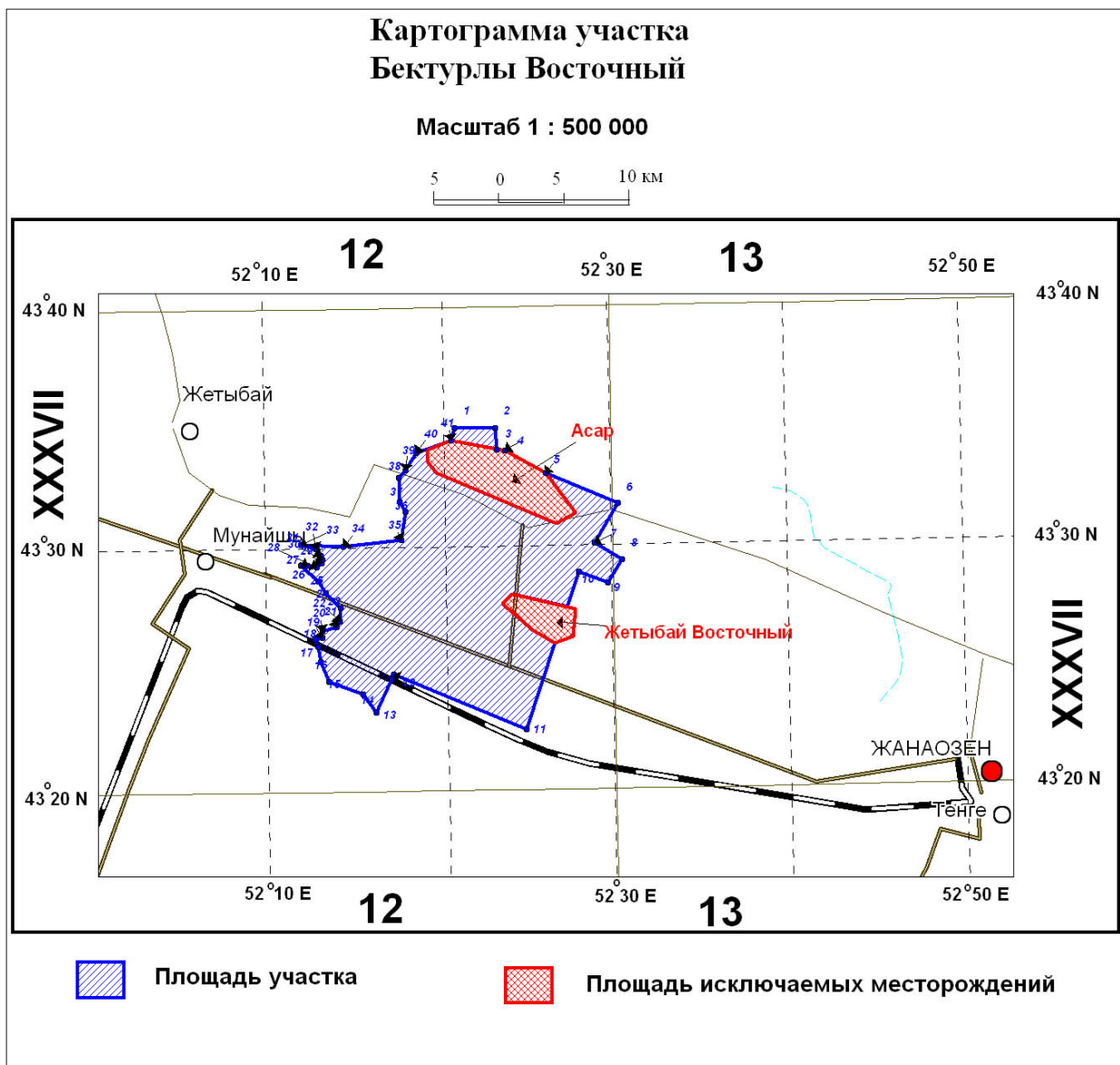


Рисунок 4.2 – Картограмма участка Бектурлы Восточный.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. 1-24 из 276

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения

На контрактном территории Бектурлы Восточный пробуренными скважинами вскрыт разрез нижнего и среднего триаса, юрско-меловых и палеоген-неогеновых отложений на максимальную глубину 3765 м в скважине 2 Юго-Восточного Бектурлы.

Нижнеюрские терригенные отложения с глубоким размывом залегают на гетерогенной поверхности доюрского палеорельефа. В пределах Жетыбай-Узеньской тектонической ступени скважинами вскрыты в основном отложения тоарского яруса.

Среднеюрские отложения на территории Жетыбай-Узеньской тектонической ступени развиты повсеместно. Они представлены терригенными породами, образовавшихся в континентальных (отложения ааленского и низы байосского ярусов) и прибрежно – морских, дельтовых и авандельтовых условиях осадконакопления (верхи байосса, батского и келловейского ярусов).

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза дана на основе анализа результатов литолого-петрографических, палинологических определений керна, отобранного из скважины 1 и 6, а также с использованием материалов ГИС по соседнему месторождению (Бектурлы), где границы стратиграфических подразделений подтверждены фаунистически.

Мезозойская группа (Mz)

Триасовая система (Т)

Разрез триасовых отложений в районе месторождения Бектурлы Восточное представлен средним и нижним отделами. Доюрские отложения изучены бурением скважин на площадях Бектурлы, Восточный Бектурлы, Юго-Восточный Бектурлы, Шинжир и т.д.

В этой части Жетыбай – Узеньской тектонической ступени верхнетриасовые породы размыты полностью, поэтому нижнеюрские отложения залегают на среднетриасовых породах.

Литолого-стратиграфическая характеристика триасовых отложений приводится на материалах биостратиграфических и литолого - петрографических исследований, выполненных в ИГиРГИ, КазНИПИНефть, КазНИГРИ.

Нижний отдел (Т₁)

Оленёкский ярус (Т₁₀)

Разрез оленекского яруса сложен терригенной толщей пестроцветных аргиллитов зеленовато-серых, бурых с прослоями песчаников, мелкозернистых, глинистых и реже известняков, зеленовато-серых пелитоморфных с алевролитовой примесью и органогенным детритом (обломки раковин пелеципод, остракод, филлоподы).

Возраст отложений нижнего триаса определяется по данным макрофауны (аммоноидей, пелециподы), микрофауны (остракоды) и миоспорам. В описываемых

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-25 из 276

отложениях В.А. Гавриловой (ВСЕГЕИ, Санкт-Петербург) и А.А. Шеверыным (ПИН, Москва) найдены и определены зональные виды аммоноидей, имеющие широкое распространение в оленёкских отложениях Мангистау.

В разрезе скважин 99, 100 в интервалах глубин 2974-2985 и 3190-3200м определены аммоноидеи: *Dinarites* (*pecoceras*) sp., *Kashmirites* sp и пелеци поды, указывающие на оленёкский возраст нижнего триаса.

Вскрытая толщина нижнетриасовых отложений составляет 27 м – 393 м.

Продуктивность пород оленекского яруса, в пределах участка Бектурлы Восточный, установлена на месторождении Бектурлы Юго-Восточный. В подошвенной части оленекских отложений фиксируется отражающий горизонт V₃.

Средний отдел (Т₂)

Толщина среднетриасовых отложений уменьшается с юга на север за счет последовательного размыва верхней, средней и нижней части разреза сложенных соответственно вулканогенно-аргилитовой, вулканогенно-известняковой и вулканогенно-доломитовой пачек. В северной части контрактной территории, в районе месторождения Асар, эта часть разреза размыва полностью.

Анизийский-ладинский ярусы (Т_{2a+I})

Среднетриасовые терригенно-карбонатные отложения несогласно залегают на пестроцветной толще терригенных пород нижнего триаса. Они представлены тремя литофизическими пачками: вулканогенно-известняково-доломитовой, вулканогенно-известняковой и вулканогенно-аргиллитовой.

Вулканогенно-известняково-доломитовая пачка представлена, преимущественно доломитами известковистыми, буровато-серыми, оолитовыми, оолито-обломочными, обломочными. Встречаются известняки серые, тёмно-серые, чёрные. Среди карбонатных пород присутствуют прослои туфоаргиллитов, туфоалевролитов, туфопесчаников, туффитов зеленоватосерых. В подошвенной части пачки встречаются песчаники и конгломераты, свидетельствующие о перерыве в осадконакоплении между нижним и средним триасом.

Вулканогенно-известняковая пачка сложена в основном известняками тёмно-серыми, чёрными, тонкозернистыми, пелитоморфными, органогенно-детритовыми с прослоями аргиллитов серых, реже песчаников, туфопесчаников, туфоаргиллитов. В известняках отмечены раковины остракод, пелеципод и филлоподы.

Завершается разрез продуктивной толщи среднего триаса *вулканогенно-аргиллитовой пачкой* – региональной покрывкой для триасовых продуктивных горизонтов. Пачка представлена преимущественно аргиллитами чёрными с обильными остатками рыбьей чешуи и филлопод, с прослоями туфоалевролитов и туфопесчаников.

Возраст среднетриасовых отложений определяется по видовому составу микрофауны остракод, определённой Т.В. Бабицкой (ИГиРГИ).

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. 1-26 из 276

В среднетриасовой толще прослеживаются продуктивные горизонты Т₂-А, Т₂-Б и Т₂-В, которые, впервые были выделены Коростышевским М.Н., Котовым В.П. на месторождении Южный Жетыбай и приведены в проектах разведки и оперативной оценки результатов разведки. Нумерация этих горизонтов принята для всей территории распространения среднетриасовых отложений на Южном Мангышлаке.

К кровельной части карбонатов среднего триаса приурочен отражающий горизонт V₂II, к подошвенной V₂IV отражающий горизонт. В районе месторождения Бектурлы Восточный толщина пород среднего триаса составляет 192 – 376 м.

Юрская система (J)

Юрский разрез представлен отложениями всех трех отделов, из которых в толще средней и верхней юры выделены ярусы.

Нижний отдел (J₁)

Отложения нижней юры с размывом залегают на породах среднего триаса.

Они представлены чередованием глин, алевролитов, песчаников, аргиллитов, гравелитов.

Глины и аргиллиты темно-серые, плотные, в различной степени песчанистые и алевроитистые, обогащенные углистым веществом. Чередование песчано-глинистых пород в разрезе находит свое отражение в сравнительно высокой степени дифференциации кривых КС и ПС. На кавернограмме против глинистых пластов наблюдается значительное увеличение диаметра скважин.

Возраст отложений нижней юры обоснован данными палинологического анализа. В скважинах: 90 - Вост. Бектурлы, интервал 2715-2720 м, 2 - Ю-В. Бектурлы, интервал 2685-2700 м, 2789-2800 м, 1 - В. Бектурлы, интервал 2795-2810 м и др. К.В. Виноградовой и А.А. Цатуровой (ИГиРГИ) определен палинокомплекс верхнего – среднего лейаса. Наиболее характерны миоспоры: *Cyathidites* sp., *Marattisporites scabratus* Coup., *Dictyophyllidites harrisii* Couper, *Paleoconiferus asaccatus* Bolch *ginkqocycadophytus* sp. (до 38 %), *Classopollis* sp. (до 49 %) и др.

Состав палинокомплекса позволяет вмещающие отложения отнести к нижней юре (средний-верхний лейас), представленной континентальными (аллювиальными, озёрно-болотными) образованиями. В конце нижней юры периодически ингрессировало море, о чём свидетельствует наличие микрофитопланктона и пыльцы *Classopullis*. Именно к этим прибрежно-морским мелководным осадкам приурочен XIII продуктивный горизонт.

Толщина отложений нижней юры варьирует от 84 до 122,8 м.

В подошвенной части этих отложений фиксируется отражающий горизонт V₁, динамика которого не всегда выразительна и в этой связи корреляцию его проводят зачастую по трансгрессивно подстилающим отложениям триаса. К нижнеюрским отложениям приурочен продуктивный горизонт Ю-XIII.

Среднеюрский отдел (J₂)

Среднеюрские отложения представлены континентальными и прибрежно-морскими терригенными породами. От подстилающих отложений нижней юры

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. 1-27 из 276

отделены поверхностью размыва. В составе среднеюрской толщи выделяются ааленский, байосский и батский и келловейский ярусы, к отложениям которых приурочены Ю-I–Ю-XII продуктивные горизонты.

Ааленский ярус (J_{2a})

Отложения ааленского яруса представлены в основном песчаниками с подчинёнными прослоями алевроито - глинистых пород, реже конгломератов, углей. В основании разреза залегают грубозернистые песчаники с включением галек и конгломератов, что указывает на перерыв в осадконакоплении на границе нижней и средней юры. Выше прослеживается мощная толща песчаников разномзернистых с подчинёнными прослоями алевролитов и глин. Песчаники светло-жёлто-серые, разномзернистые с галькой, гравийными зёрнами и линзами конгломератов.

В верхней части разреза преобладают алевроито - глинистые породы с обуглившимися растительными остатками.

Возраст отложений определяется по данным палинологического анализа из юрских отложений, вскрытых скважинами на месторождениях Бектурлы, Жетыбай, Узень и др. (определения палинологов КазНИГРИ, ВНИГРИ, ВНИГНИ, ИГиРГИ и др. организаций).

Для ааленского палинокомплекса характерно присутствие таких видов как *Cyathidites minor* Coup (30-40 %), *Klukisporites variegates* Coup, *Toroisporis* sp., *Osmundacidites wellmanii* Coup., *Lycopodiumsporites perplicatus* (K.-M.) Vin., *Cycadopites* sp., *Disaccites* gen. sp. (до 30 %).

Вещественный состав пород аалена, текстурные особенности и органические остатки указывают в целом на континентальный генезис осадков и распространение озёрно-болотных, прибрежно-дельтовых, аллювиальных фаций.

К отложениям ааленского яруса приурочены продуктивные горизонты Ю-XI, Ю-XII. Толщина отложений яруса варьирует от 228 до 270 м.

Байосский ярус (J_{2b})

Отложения байосского яруса представлены толщей ритмичного переслаивания песчаных и алевролитов - глинистых пород. По литологическим особенностям, условиям осадконакопления и составу органических остатков выделяются две толщи. Нижняя сложена преимущественно глинами темно-серыми, песчанистыми с большим количеством обуглившихся растительных остатков, местами, переходящими в углистые глины и угли.

В верхней толще преобладают песчаники, с прослоями и конкрециями карбонатных песчаников и алевролитов с подчинёнными прослоями глин и углистых глин, реже – углей.

Байосский возраст отложений определяется по данным палинологии и микрофауне фораминифер. По литологическим особенностям, условиям осадконакопления, составу органических остатков в нижней половине байосской толщи выделяются терригенные песчано-глинистые породы континентального

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. 1-28 из 276

генезиса (русловые, озёрно-болотные фации), к которым приурочены продуктивные горизонты Ю-VIII – Ю-X.

В верхней части разреза с остатками морской фауны широко развиты фации прибрежного мелководья – опреснённых заливов, прибрежных озёр, баров и т.п. (продуктивные горизонты Ю-VI, Ю-VII).

Толщина байосского яруса порядка 336 - 415 м.

Внутри байосских отложений фиксируется отражающий горизонт IV₂, однако корреляция его не всегда однозначна, и связана с условиями осадконакопления этой части разреза, где фиксируются фациальные замещения порой на весьма малых расстояниях.

Батский ярус (J₂bt)

Отложения батского яруса сложены чередованием песчаников, алевролитов, глин. Песчаники серые, зеленовато-серые, средне и мелкозернистые, известковистые. В основании разреза в песчаниках отмечено включения галек, указывающих на перерыв в осадконакоплении между байосом и батом.

Выше по разрезу отмечается чередование песчаных и глинистых пластов, количество которых преобладает в верхах разреза. Алевролиты слоистые, песчаные, реже глинистые. Глины тёмно-серые, зеленовато-серые, алевролитовые, с растительными остатками. Характерным для отложений батского яруса является присутствие карбонатного материала и прослоев с морской фауной, что обусловлено трансгрессией мелководного моря в батское время. К отложениям мелководных и прибрежных фаций приурочены продуктивные горизонты Ю-II - Ю-V.

Возраст отложений определяется в основном по данным палинологии и редкими представителями фауны двустворчатых моллюсков и микрофауны фораминифер.

На кривых КС и ПС отложения батского яруса резко дифференцированы. Кажущиеся сопротивления колеблются в пределах от 2 до 20 Ом. На кавернограмме прослеживается несколько небольших каверн, приуроченных к верхней части. Толщина батского яруса изменяется от 209 до 240,8 м.

Келловейский ярус (J₂k)

Отложения келловейского яруса представлены глинистой толщей с подчиненными прослоями песчаников, алевролитов, мергелей и известняков.

Глины имеют серую, темно-серую окраску. Отдельные разности глин содержат примеси песчано-алевролитового материала и мелкий обугленный растительный детрит.

Песчаники и алевролиты окрашены в серые, зеленовато-серые и бурые тона. Песчаники в основном мелкозернистые и связаны с алевролитами постепенным переходом.

Возраст отложений устанавливается по аммонитам, пелициподам, фораминиферам и миоспорам, последние преобладают в образцах керна.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. 1-29 из 276

Литологические особенности (прослои карбонатных пород) и состав фаунистических остатков (аммониты, фораминиферы, пелециподы) свидетельствуют о прибрежно-морском генезисе келловейского яруса, к которому приурочен продуктивный горизонт Ю-I.

Толщина келловейского яруса варьирует от 95,2 до 116 м.

Верхний отдел (J₃)

В состав верхнего отдела входят: оксфордский и кимеридж + титонский ярусы.

Оксфордский ярус (J_{3o})

Отложения оксфордского яруса представлены глинами с прослоями мергелей, известняков, песчаников и алевролитов.

Глины серые, тёмно-серые, плотные, слюдистые, карбонатные, алевролитистые, изредка песчанистые с включением пирита, сидерита, растительного детрита.

Песчаники и алевролиты мелкозернистые, кварц-полевошпатовые, сцементированные глинисто-карбонатным и кальцитовым цементом.

Мергели серые плотные с остатками фауны. Известняки серые, крепкие, песчанистые. Прослои известняков, мергелей и карбонатных песчаников увеличиваются к верхам разреза.

Возраст отложений определяется по сопоставлению с разрезами оксфорда в скважинах месторождения Жетыбай и др., где изучена микрофауна фораминифер нижнего и верхнего подъярусов (по данным А.Я. Азбель ВНИГРИ).

Толщина оксфордского яруса порядка 208,8 -219 м.

Внутри этой толщи фиксируется отражающий горизонт IV₁ обладающий весьма яркой динамикой, и корреляция его не вызывает затруднений при интерпретации сейсмических данных.

Кимеридж + титонский ярус (J_{3km+tt})

Отложения сложены известняками серыми, плотными, пелитоморфными, слюдистыми, с прослоями серых, плотных мергелей, доломитов, глин зеленовато-серых, известковистых. В основании разреза залегают песчаники тёмно-серые плотные, известковистые и алевролиты серые, плотные слабоизвестковистые. В верхней части отмечается чередование известняков, мергелей с прослоями известковистых глин. По всему разрезу наблюдается доломитизация и окремнение.

Кимеридж + титонский возраст установлен по сопоставлению с фаунистически охарактеризованными разрезами в пределах Жетыбай-Узеньской зоны (месторождения Жетыбай, Тенге, Тасбулат и др.).

Толщина *Кимеридж + титонского яруса* колеблется от 87 до 113 м.

Меловая система (K)

Меловая система включает нижний и верхний отделы. В литологическом отношении разрез сложен тремя комплексами пород: неокомским терригенно-

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-30 из 276

карбонатным, апт-сеноманским терригенным и турон-маастрихтским карбонатным.

Нижний отдел (K₁)

Породы нижнего отдела меловой системы образовались в неокомский, аптский и альбский века.

Неокомский надъярус (K_{1nc})

Неокомский разрез, в объеме валанжинского (K_{1v}), готеривского (K_{1g}), барремского (K_{1br}) ярусов, представлен переслаиванием известняков, песчаников. В виде подчинённых прослоев встречаются алевролиты, глины, мергели, пестроцветные глины с прослоями песчаников, известняки.

Породы окрашены в серые, светло-серые и зеленовато-серые тона.

Песчаники мелкозернистые, кварцевые с различной степенью цементации, местами карбонатные. Алевролиты преимущественно крупнозернистые, песчаные, олигомиктовые. Известняки органогенно - обломочные, либо тонко-мелкозернистые, глинистые. Мергели зеленовато - серые, алевролитистые с включением пирита. Глины темно-серые, зеленовато - серые, бурые, плотные, алевролитистые, изредка карбонатные с включением пирита и обуглившихся растительных остатков.

Возраст отложений устанавливается по комплексу фораминифер, сопоставляемых с разрезами месторождения Жетыбай (валанжинский ярус) и готеривским комплексом Горного Мангышлака.

Возраст барремского яруса в большинстве разрезов Жетыбай-Узеньской ступени определяется по положению в разрезе между палеонтологически охарактеризованными породами апта и готерива и находками в пестроцветных отложениях редкой пресноводной фауны двустворчатых моллюсков и микрофауны остракод, что указывает на формирование отложений барремского яруса в континентальных и лагунных условиях.

Толщина отложений неокомского надъяруса порядка 194 - 211 м.

Аптский ярус (K_{1a})

Аптский ярус представлен толщей тёмно-серых, почти черных глин с прослоями песчаников и алевролитов. В подошве его залегает пласт плотного песчаника с галькой.

Глины плотные, иногда алевролитистые, обогащённые тонкодисперсным органическим веществом, местами с включением сидерита.

Песчаники серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, полимиктовые, в различной степени глинистые и алевролитистые.

Алевролиты темно-серые, зеленовато-серые, разнозернистые, глинистые.

Аптский возраст отложений устанавливается по многочисленной и разнообразной фауне и микрофауне: аммоноидеи, пелециподы, гастроподы, белемниты, брахиоподы, фораминиферы. Последние являются более

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-31 из 276

многочисленной группой в керне. Комплексы органических остатков характерны для открытых морских бассейнов нормальной солёности.

Толщина отложений аптского яруса составляет 91,4 - 100 м.

Альбский ярус (K_{1al})

Альбский ярус сложен терригенными образованиями. По соотношению литологических разностей его можно подразделить на три части. В верхней части песчаники и алевролиты доминируют над глинистыми породами.

Средний альб представлен сравнительно равномерным переслаиванием алевролитов и глин с песчаниками. В нижней части характерно преобладание глин и в меньшей степени алевролитов.

Песчаники темно-серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, слабо- и крепко сцементированные, полимиктовые.

Алевролиты темно-серые, с зеленоватым оттенком, разномзернистые, полимиктовые и кварц-полевошпатовые.

Глины темно-серые, тонкослоистые, алевролитистые, местами песчанистые, с включением обугленного растительного детрита.

Альбский возраст отложений определяется по составу разнообразной макро- и микрофауны: аммоноидеи, пелециподы, фораминиферы, последние преобладают в кернах скважин.

В альбский век на всей территории Мангышлака существовал режим открытого морского бассейна нормальной солёности.

Толщина альбских отложений 563 - 570 м.

Верхний отдел (K_2)

В пределах Южного Мангышлака верхнемеловые отложения имеют повсеместное распространение и вскрыты бурением во всех структурно-тектонических зонах. Граница между отложениями верхнего и нижнего мела устанавливается по смене комплексов палеонтологических остатков (фораминиферы), так как по литолого-фациальному составу альбские и сеноманские отложения сходны. Граница с палеогеновыми отложениями выражена поверхностью несогласия, размывом, приуроченным к подошве датского яруса.

Сеноманский ярус (K_{2cm})

Сеноманские отложения представлены толщей морских песчано-глинистых пород. В основании разреза залегает пласт фосфоритового песчаника, по которому проводится граница с литологически сходными отложениями альбского яруса по характерным комплексам фауны. Выше разрез представлен глинами с подчинёнными прослоями песчаников и алевролитов. Глины плотные, алевролитистые, слюдяные с включением фауны. Песчаники серые зеленовато-серые, разномзернистые, полимиктовые.

Толщина сеноманских отложений изменяется от 128 м до 138 м.

Сенон-туронский надъярус (K_{2sn+t})

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-32 из 276

Нерасчленённые отложения сенон-турона представлены в основном карбонатными породами: известняками глинистыми, мелоподобными, мергелями, голубовато-серыми, переходящими в мелоподобные разности, писчим белым мелом различной плотности. В нижней части разреза залегают песчаники серые с фосфоритовой галькой и конкрециями фосфоритов. По всему разрезу отмечается богатая и разнообразная макро-микрофауна: аммониты, иноцерамы, брахиоподы, белемниты, фораминиферы, последние имеют широкое распространение в кернах скважин. Литологический состав пород и состав фауны указывает на существование в это время устойчивого нормального морского бассейна на всей территории Мангышлака.

Толщина сенон-туронских отложений изменяется в пределах от 97,5 м до 116 м.

Кайнозойская группа (Kz)
Палеогеновая система (P)
Датский ярус (P_{1d})

Отложения датского яруса залегают с размывом на подстилающих породах сенон-турона. Литологически они представлены чередованием известняков и мергелей. Известняки светло-серые, зеленовато-серые, плотные, массивные, пелитоморфные, иногда органогенно-обломочные с включением фауны. Мергели белые, голубовато-белые, пелитоморфные с включением пирита. Для большинства разрезов датского яруса характерно наличие прослоев кремниевых конкреций. Литологические особенности и состав фауны, населявшей датское море указывает на нормально морской режим и мелководный характер бассейна седиментации датского времени.

Толщина датских отложений изменяется от 55 м до 60,8 м.

Палеоцен-эоцен-олигоцен (P₁-P₂-P₃)

В составе нижне-верхнепалеогеновых отложений выделяются две разнофациальные и разновозрастные толщи: мергельно-известковистые породы палеоцена и эоцена (P₁+P₂) и сероцветные глины олигоцена (P₃).

Палеоцен-эоценовые отложения представлены мергельно известняковыми породами, на которых залегают коричневатые-серые известковистые глины, сменяющиеся светло-шоколадными тонкослоистыми мергелями с обилием рыбных остатков (верхний эоцен). Над ними залегают монотонная глинистая толща с фауной двустворчатых моллюсков и фораминифер олигоцена. Глины зеленовато-серые, тёмно-серые, алевроитистые, тонкослоистые, пластичные с включением пирита, гипса, сидеритовых конкреций и с обильными рыбными остатками (верхи олигоцена).

Состав органических остатков и литофациальные особенности свидетельствуют о разнообразных условиях осадконакопления от прибрежных мелководных (палеоцен-эоцен) до относительно глубоководных морских (олигоцен).

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-33 из 276

Толщина палеогеновых отложений изменяется от 169,2 м до 173,2 м.

Неогеновая система (N)

Неогеновые отложения в большинстве изученных разрезов скважин Жетыбай-Узеньской тектонической ступени выделяются совместно с олигоценовыми по сходству литологического состава. Граница между палеогеном и неогеном проводится по смене органических остатков.

Нижняя часть разреза представлена глинами зеленовато-серыми с прослоями мергелей и известняков. Выше, с размывом залегают известняки ракушняковые с прослоями мергелей (миоцен-плиоцен).

Возраст отложений обоснован фауной двустворчатых моллюсков, указывающих на мелководно-прибрежные условия седиментации.

Толщина неогеновых отложений изменяется от 108 до 119 м.

Четвертичная система (Q)

Четвертичные отложения в разрезах скважин Южного Мангышлака представлены различными генетическими типами пород пролювиально-делювиального и эолового происхождения: глинами, суглинками, песками, супесями, гравием.

Толщина отложений до 10 м.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-34 из 276

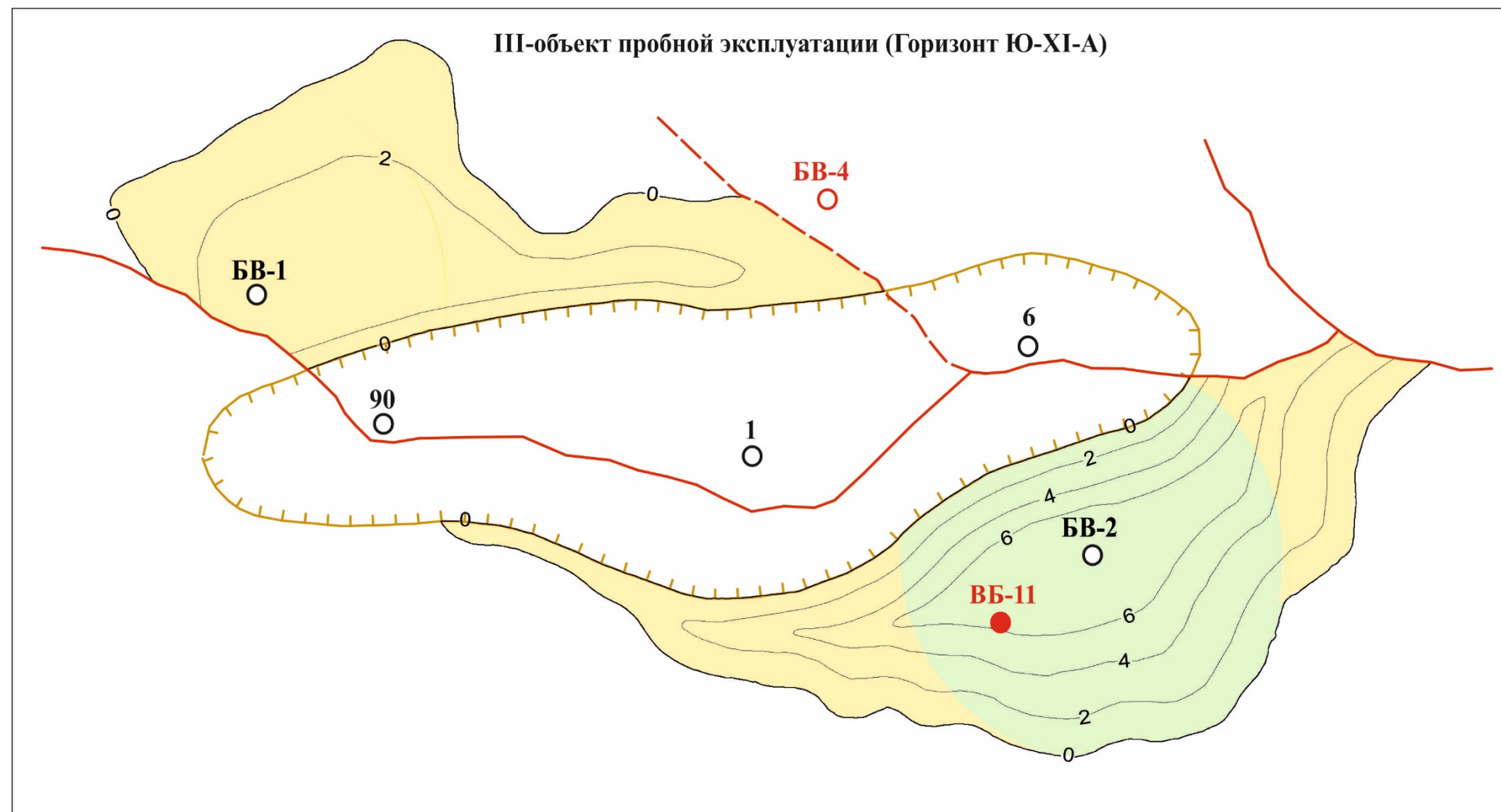


Рисунок 4.3- Местоположение проектной скважины БВ-4.

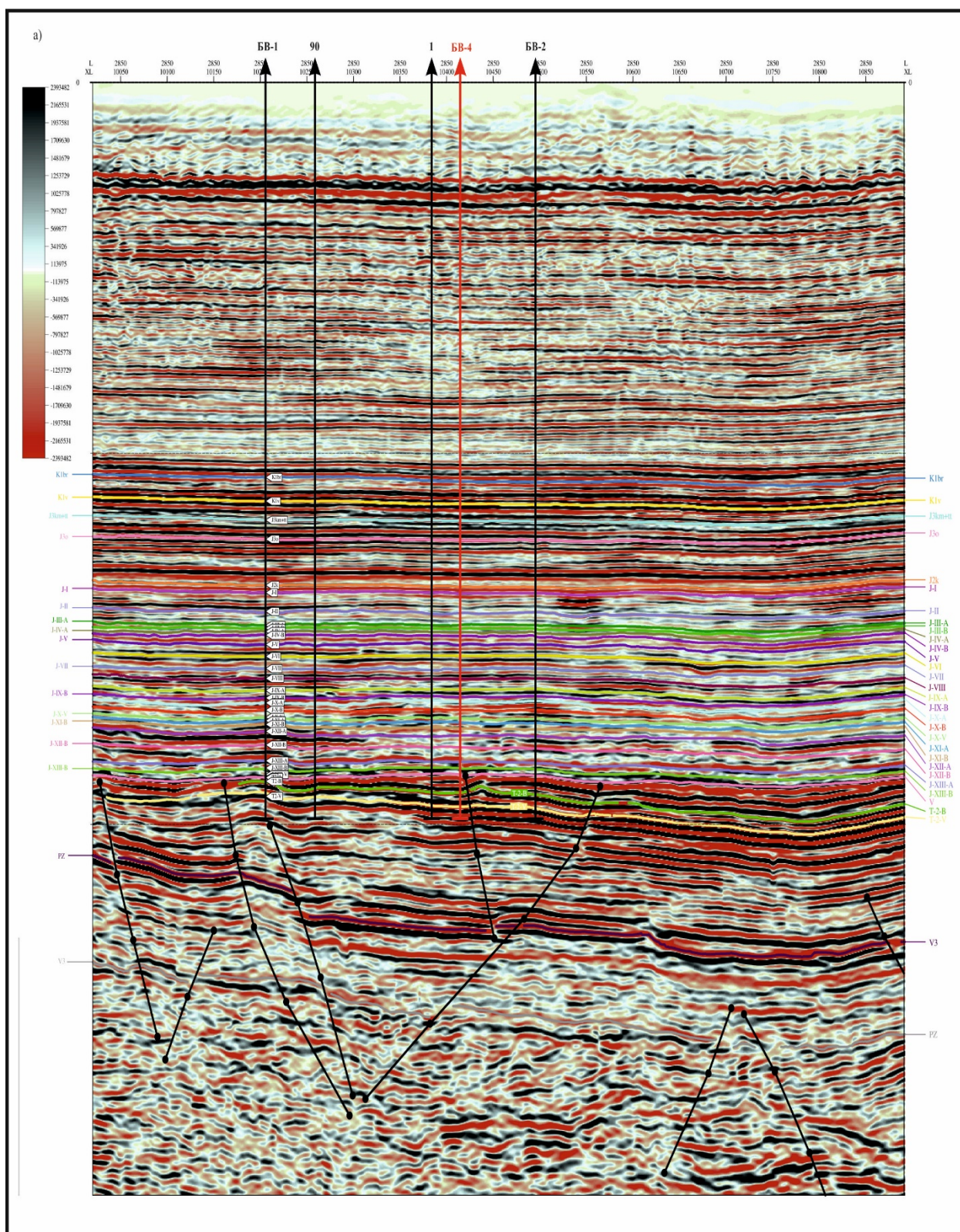


Рисунок 4.4- Сейсмо-профиль

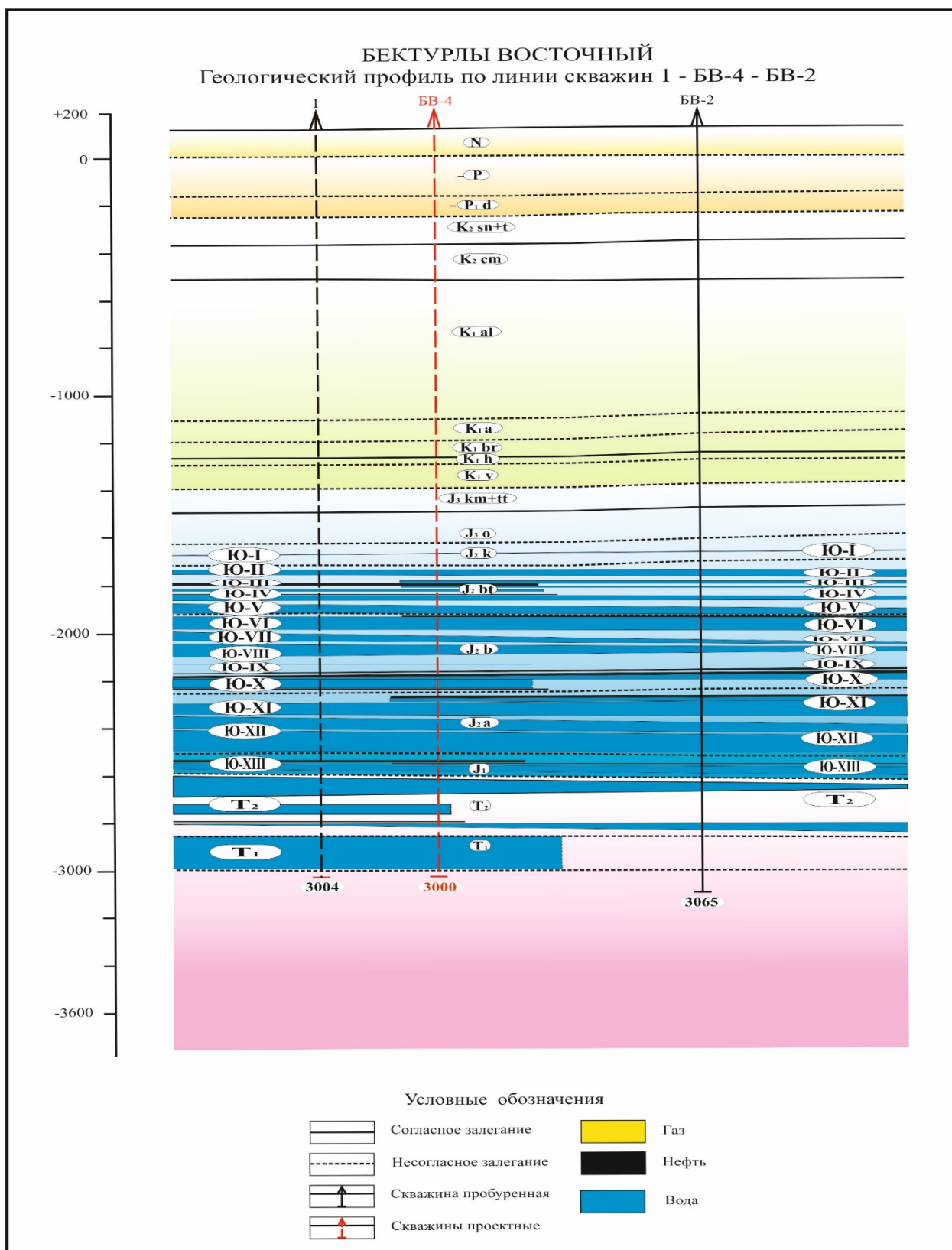


Рисунок 4.5 Геологический профиль.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-37 из 276

4.1 ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИН

Таблица 4.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания пластов и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	10	Четвертичн.	Q			-
10	119	Неоген	N			1,05
119	290	Палеоген	P			1,05
290	348	Дат	P _{1d}			1,14
348	453	Сенон-турон	K _{2sn+t}			1,14
453	585	Сеноман	K _{2cm}	1°37'	186°-289°	1,14
585	1152	Альб	K _{1ał}	1°37'	186°-289°	1,14
1152	1247	Апт	K _{1a}			1,07
1247	1334	Баррем	K _{1br}			1,03
1334	1354	Готерив	K _{1h}	0°55'	316°-327°	1,03
1354	1456	Валанжин	K _{1v}	0°53'	238°-257°	1,03
1456	1545	Кимеридж+титон	J _{3km+tt}			1,07
1545	1762	Оксфорд	J _{3o}	0°66'	296°-301°	1,07
1762	1858	Келловей	J _{2k}			1,01
1858	2090	Бат	J _{2bt}	0°46'	262°-306°	1,01
2090	2405	Байосс	J _{2b}	0°46'	262°-306°	1,01
2405	2675	Аален	J _{2a}			1,01
2675	2790	Нижняя Юра	J ₁	0°65'	241°-275°	1,0
2790	3000	Средний Триас	T ₂	6°29'	284°-313°	1,0

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-38 из 276

Таблица 4.2 – Литологическая характеристика разреза скважин

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
Четвертичные	0	10	Суглинки	100	Суглинки, пески и глины с включениями элювиально-делювиального происхождения
			Пески		
			Глины		
Неоген	10	119	Известняки	60	Известняки органогенные с прослоями мергелей
			Глины	40	Глины зеленовато-серые, в различной степени карбонатные.
Палеоген	119	290	Глины	80	Глины зеленовато-серые, тёмно-серые алевролитистые
			Мергели	10	Мергели светло-серые
			Известняки	10	Известняки серые
Дат	290	348	Известняки	80	Известняки серые, зеленовато-серые, плотные, массивные, пелитоморфные
			Мергели	20	Мергели белые, голубовато-белые пелитоморфные с включением пирита
Сенон-турон	348	453	Мел	60	Мел белый писчий
			Мергели	20	Мергели голубовато-серые
			Песчаники	20	Песчаник серый, с фосфоритовой галькой и конкрециями фосфоритов
Сеноман	453	585	Песчаники	50	Песчаники серые зеленовато-серые, разномеристые полимиктовые
			Алевролиты	30	Алевролиты тёмно-серые, плотные, пластичные, слюдистые
			Глины	20	Глины тёмно-серые
Альб	585	1152	Песчаники	35	Песчаники серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, полимиктовые
			Алевролиты	30	Алевролиты зеленовато-серые, мелкозернистые, полимиктовые
			Глины	35	Глины серые, тёмно-серые, плотные, алевролитистые
Апт	1152	1247	Глины	70	Глины тёмно-серые черные, плотные слюдистые
			Песчаники	20	Песчаники серые, мелкозернистые, плотные с отпечатками фауны пелеципод
			Алевролиты	10	Алевролиты крупнозернистые, переходящие в песчаники светло-серые, крепкие

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-39 из 276

Продолжение таблицы 4.2

1	2	3	4	5	6
Баррем	1247	1334	Песчаники	70	Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые
			Глины	20	Глины малиново-красные, буровато-красные
			Алевролиты	10	Алевролиты бурые, зеленовато-серые
Готерив	1334	1354	Алевролиты	20	Алевролиты плохо отсортированные полимиктовые с карбонатным цементом
			Песчаники	50	Песчаники светло-серые, плотные, мелкозернистые, карбонатные
			Глины	30	Глины серо-зеленые, известковистые, плотные
Валанжин	1354	1456	Песчаники	50	Песчаники карбонатные, с включением фосфоритовой гальки
			Известняки	50	Известняки зеленовато-серые, доломитизированные
Киммеридж -титон	1456	1545	Известняки	50	Известняки серые, плотные, пелитоморфные
			Мергели	20	Мергели серые, плотные
			Алевролиты	20	Алевролиты серые плотные
			Песчаники	5	Песчаники темно-серые
			Глины	5	Глины зеленовато-серые, известковистые
Оксфорд	1545	1762	Известняки	10	Известняки серые с зеленоватым оттенком, крепкие, песчаные
			Глины	60	Глины серые, зеленовато-серые, известковистые
			Мергели	30	Мергели серые плотные с остатками фауны
Келловей	1762	1858	Глины	70	Глины серовато-зеленые, известковистые плотные
			Песчаники	15	Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые
			Алевролиты	15	Алевролиты серые плотные
Бат	1858	2090	Песчаники	50	Песчаники серые, темно-серые, средне-мелкозернистые, известковистые
			Алевролиты	25	Алевролиты серые, слюдистые, песчаные, реже глинистые
			Глины	25	Глины темно-серые, зеленовато-серые, плотные
Байосс	2090	2405	Песчаники	50	Песчаники разномелкозернистые, косослоистые,
			Алевролиты	25	Алевролиты тонкозернистые, волнисто-слоистые, песчаные и алевритистые
			Глины	25	Глины темно-серые, песчаные
Аален	2405	2675	Песчаники	60	Песчаники желто-серые, разномелкозернистые с галькой, гравийными зернами и линзами конгломератов
			Алевролиты	20	Алевролиты и глины серые, темно-серые с обуглившимися растительными остатками
			Глины	20	

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-40 из 276

Окончание таблицы 4.2

1	2	3	4	5	6
Нижняя Юра	2675	2790	Песчаники	55	Песчаники светло серые, серые, мелкозернистые, плотные, слюдистые. Алевро-литы серые, темно-серые, глинистые, песчаннистые с обуглившимися раститель-ными остатками. Аргиллиты темно-серые, плотные, песчанистые и алевритистые.
			Алевролиты	20	
			Аргиллиты	25	
Средний Триас	2790	3000	Известняки	30	Вулканогенно–известково-доломитовая пачка представлена доломитами извест-ковистыми, буровато-серыми, оолито-обломочными. Известняки серые, темно-серые, черные, прослой туфоаргиллитов, туфоалевролитов, туфопесчаников, тф-фитов зеленовото-серые. Песчаники и конгломераты. Вулканогенно-известковая пачка сложена извет. темно-серыми, черными тонкозернистыми, органогенно-детритовыми с прослоями аргелитов серых, песчанмков, туфоаргилитов. Вулканогенно-аргелитовая пачка представлена аргиллитами черными с остатками рыбьей чешуй и филиципод, с прослоями туфоалевролитов и туфопесчаников.
			Доломит	5	
			Мергель	5	
			Туффиты	10	
			Песчаники	30	
			Алевролиты	10	
			Аргиллиты	10	
			Алевролиты		
			Песчаники		

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-41 из 276

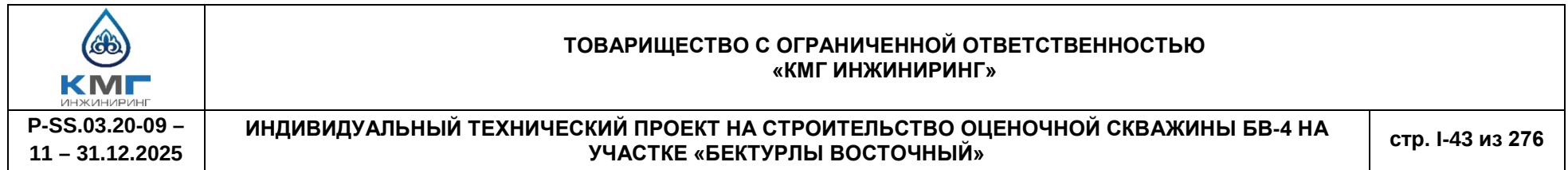
Таблица 4.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплошность породы	Твердость, кгс/мм ²	Распоянность породы	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, кгс/мм ²	Гидратационное разуплотнение (набухание)
	от (верх)	до (низ)															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Четвертичные	0	10	Суглинки Пески Глины	1,72							10-30	-	1	Мягкие	-	-	-
Неоген	10	119	Известняки Глины	2,45 1,96						1 3	10-30	2 1	3 2	Мягкие средние	0,25 0,5	1200 200	0,16 0,8
Палеоген	119	290	Глины Мергели Известняки	1,98 2,45 2,45						3 2 1	10-30	1 1 2	3 3 3	Мягкие средние	0,5 0,36 0,25	200 1100 1200	0,8 0,21 0,16
Дат	290	348	Известняки Мергели	2,45 2,45						2,5 3	10-40	2 1	2,5 3	Мягкие средние	0,25 0,36	1200 1100	0,16 0,21
Сенон+турон	348	453	Мел Мергели Песчаники	2,46 2,46 1,81						2 3 1,5	10-40	2 1 2	1 2,5 6,5	Мягкие средние	0,3 0,36 0,27	400 1100 500	0,75 0,21 0,16
Сеноман	453	585	Песчаники Алевролиты Глины	1,82 1,90 2,04	36,1	0,174	31	3	-	1,5 1,5 3,5	10-40	2 2 1	6,5 6 4	Мягкие средние	0,27 0,3 0,5	500 400 200	0,16 0,21 0,75
Альб	585	1152	Песчаники Алевролиты Глины	1,86 1,98 2,13	31,4 6	0,306	29	1	-	1,5 1,5 3,5	10-40	2 2 1	6,5 6 1,5	Мягкие средние	0,27 0,3 0,5	500 400 200	0,16 0,21 0,75
Апт	1152	1247	Глины Песчаники Алевролиты	2,15 1,97 2,07	-	-	-	-	-	3,5 1,5 1,5	20-90	1 2 2	1,5 6,5 6	Мягкие средние	0,5 0,27 0,3	200 500 400	0,75 0,16 0,21

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-42 из 276

Продолжение таблицы 4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Баррем	1247	1334	Песчаники Глины Алевролит	1,98 2,18 2,09	-	-	-	-	-	1,5 3,5 1,5	20-125	2 1 2	6,5 3 6	Мягкие средние твердые	0,27 0,3 0,3	500 200 400	0,16 0,75 0,21
Готерив	1334	1354	Алевролиты Песчаники Глины	2,09 2 2,18						1,5 1,5 3,5	20-125	2 2 1	6 6,5 3	Средние твердые	0,3 0,27 0,5	400 500 200	0,21 0,16 0,75
Валанжин	1354	1456	Песчаники Известняки	2,01 2,49						1,5 2,5	20-125	2 2	6,5 3	Твердые	0,27 0,25	500 1200	0,16 0,16
Киммеридж +титон	1566	1545	Известняки Мергели Алевролиты Песчаники Глины	2,49 2,49 2,14 2,04 2,22	-	-	-	-	-	2,5 3 1,5 1,5 3,5	113- 160	2 1 2 2 1	4 2,5 6 7 4	Твердые	0,25 0,36 0,3 0,27 0,5	1200 1100 400 500 200	0,16 0,21 0,21 0,16 0,75
Оксфорд	1545	1762	Известняки Глины Мергели	2,49 2,23 2,50	-	-	-	-	-	2,5 3,5 3	25-55	2 1 1	4 4 4	Средние	0,25 0,5 0,36	1200 200 1100	0,16 0,75 0,21
Келловей	1762	1858	Глины Песчаники Алевролиты	2,26 2,10 2,22	-	-	-	-	-	3,5 1,5 1,5	30-70	1 2 2	4 6 6	Средние	0,5 0,27 0,3	200 500 400	0,75 0,16 0,21
Бат	1858	2090	Песчаники Алевролиты Глины	2,12 2,26 2,31	0,197	53,06	27,34	0,94	4	1,5 1,5 3,5	30-70	2 2 1	6 6 3	Средние	0,27 0,3 0,5	500 400 200	0,16 0,21 0,75
Байосс	2090	2405	Песчаники Алевролиты Глины	2,18 2,33 2,36	0,158	50,67	33,08	8,08	9	1,5 1,5 3,5	25-80	2 2 1	6 6 6	Средние	0,27 0,3 0,5	500 400 200	0,16 0,21 0,75
Аален	2405	2675	Песчаники Алевролиты Глины	2,24 2,39 2,40	0,153	89,82	31,08	2,88	-	1,5 1,5 3,5	50-140	2 2 1	6 6 6	Средние твердые	0,27 0,3 0,5	500 400 200	0,16 0,21 0,75



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Нижняя Юра	2675	2790	Песчаники	2,28	-	-	-	-	-	1,5	75-136	2	6	Средние твердые	0,27	500	0,16
			Алевролиты	2,42						1,5		2	6		0,3	400	0,21
			Глины	2,42						3,5		1	1,5		0,5	200	0,72
			Аргиллиты	2,42						3,5		3	3		0,28	600	0,21
			Гравелиты	2,53						1,5		2	7,5		0,36	500	0,21
Средний Триас	2790	3000	Известняки	2,53	-	-	-	-	-	2,5	58-224	2	6	Средние Твердые Крепкие	0,25	1200	0,16
			Доломит	2,53						1,5		2	6,5		0,25	1200	0,16
			Мергель	2,53						3		1	2,5		0,36	1100	0,21
			Туффиты	2,45						3,5		3	6,5		0,36	500	0,16
			Песчаники	2,30						1,5		2	6,5		0,27	500	0,16
			Алевролиты	2,45						1,5		2	6,5		0,3	400	0,21
			Аргиллиты	2,44						3,5		3	3		0,28	600	0,21

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания многолетне мерзлых пород, м		Тип многолетне- мерзлых пород: основная, реликтовая	Льдистость пород, %	Наличие: да, нет			
	от (верх)	до (низ)			избыточной льдистости в породе в виде линз, пропластков, прослоев и т.д.	таликов	межмерзлотных напорных (защемленных) вод	пропластка газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Многолетнемерзлых пород нет								

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-44 из 276

4.2 НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Таблица 4.5 - Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность нефти, г/см ³		Подвижность, мкм ² /сП	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Свободный дебит, т/сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	После дегазации					газовый фактор, м ³ /т	содержание сероводорода, %	содержание углекислого газа, %	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости *10 ⁻⁴ МПа	давление насыщения в пластовых условиях, кгс/см ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
J ₂ bt Ю-III Ю-IV	1951 1998	1960 2000	Поров.	0,801	0,865 0,880	1,42	-	-	-	-	-	-	0,669 0,680	0,751 0,744	43,0
J ₂ b Ю-VI Ю-IX Ю-X	2095 2309 2324	2099 2318 2334	Поров.	0,814 - 0,773	0,866 - 0,858	1,42 - -	0,19 - -	15,8 - -	12 9,5 18,3	40,5 117,7 117,7	-	следы	0,670 - 0,664	0,750 - 0,754	77,0 - 185,0
J ₂ a Ю-XI Ю-XII	2410 2567	2418 2568	Поров.	0,784 -	0,850 0,882	-	-	-	8,6	85,2	-	-	0,657 0,682	0,758 0,743	149,0
J ₁ Ю-XIII	2677	2687	Поров.	-	0,858	-	-	-	8,6	85,2	-	-	0,663	0,754	-
T ₂	2954	2971	Поров. Трещ.	0,7272	0,855	1,30	-	23,0	5,5	145,2	-	-	0,661	0,755	269,0

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-45 из 276

Таблица 4.6 - Газоносность

Индекс стратигра- фическо- го подраз- деления	Интервал, м		Тип коллек- тора	Состоя- ние (газ, конден- сат)	Содержание, % по объему		Относите- льная по воздуху плотност- ь газа	Кoeffицие- нт сжимаемост- и газа в пластовых условиях	Свободны- й дебит, тыс. м³/сут	Плотность газоконденсата, г/см³		Фазовая проницае- мость, мД
	от (верх)	до (низ)			серово- дорода	углеки- с- лого газа				в пласто- вых условиях	на устье скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
J ₁	2700	2715	Поров	Газ	-	-	0,679	0,744	27,0	-	0,878	-
T ₂	2861	2887	Пор. Трещ.	Газ	-	-	0,636	0,771	125,7	-	0,823	-

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-46 из 276

Таблица 4.7– Водоносность

Индекс стратигра- фическо- го подразде- ления	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, мкм ²	Химический состав воды мг - эквивалентной форме						Степень минерали- зации, мг-экв/л	Тип воды по Сулину	Относится к источнику водоснабжения (ДА, НЕТ)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Сℓ мг-экв/л	SO ₄ мг-экв/л	HCO ₃ мг-экв/л	Na+k мг/л	Mg мг/л	Ca мг/л			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Неоген	5	125	Поров.	-	-	-	37,43	11,39	1,18	33,19	7,26	9,61	2,6-12,4	СХЛН	нет
Палеоген	226	246	Поров.	-	-	-	29,83	18,65	1,52	34,78	10,53	4,67	7,1-8,3	ХЛК	-//-
Альб- Сеноман	520	1137	Поров.	1,02- 1,023	603	-	48,1	0,64	0,86	46,9	1,92	1,15	6-16	ХЛК	-//-
Валанжин	1327	1396	Поров.	1,02	206	-	46,3	3,15	0,54	42,4	1,75	5,83	18-23	ХЛК	-//-
J ₂ k	1816	1818	Поров.	1,02	206	-	46,3	3,15	0,54	42,4	1,75	5,83	18-23	ХЛК	-//-
J ₂ bt	1898 1969 2010 2062	1929 1975 2026 2087	Поров.	1,09- 1,113	48	-	2541,4	3,24	2,3	1757,1	262,5	525,8	<u>5092,3</u> 121-161,7 г/л	ХЛК	-//-
J ₂ b	2099 2206 2224 2283 2335	2156 2213 2241 2288 2361	Поров.	1,09- 1,113	48	-	2541,4	3,24	2,3	1757,1	262,5	525,8	<u>5092,3</u> 121-161,7 г/л	ХЛК	-//-
J ₂ a	2418 2568	2517 2670	Поров.	1,09- 1,113	48	-	2541,4	3,24	2,3	1757,1	262,5	525,8	<u>5092,3</u> 121-161,7 г/л	ХЛК	-//-
T ₂	2971	3000	Поров. Трещ.	1,100	172	-	49,95		0,050	34,93	12,25	2,87	27729,0	хлор- кальциевый	нет

Примечание: Характеристика неоген-неокомских вод приведена по аналогии месторождения Жетыбай.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-47 из 276

Таблица 4.8 - Давление и температура по разрезу скважины (в графах 6, 9, 12, 15, 17 проставляются условные обозначения источника получения градиентов: ПСР – прогноз по сейсморазведочным данным, ПГФ – прогноз по геофизическим исследованиям и РФЗ – расчет по фактическим замерам в скважинах) по ГРП (по данным проведенных ГРП).

Индекс стратиграф ического подразделе ния	Интервал, м		Градиент давления						Градиент						Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного давления				
			кгс/см ² на м		источ- ник полу- чения	кгс/см ² на м		источ- ник полу- чения	кгс/см ² на м		источ- ник полу- чения	кгс/см ² на м		источ- ник полу- чения	°С	источ- ник полу- чения
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
Четверт.	0	10	-	-	ПРС	-	-	ПРС	-	-	ПРС	0	0,172	ПРС	10	ПРС
Неоген	10	119	0	0,084	-/-	0,000	0,100	-/-	0,000	0,185	-/-	0,172	0,212	-/-	20	-/-
Палеоген	119	290	0,097	0,100	-/-	0,100	0,100	-/-	0,185	0,185	-/-	0,212	0,218	-/-	36	-/-
Дат	290	348	0,100	0,100	-/-	0,100	0,100	-/-	0,185	0,185	-/-	0,218	0,219	-/-	43,5	-/-
Сенон- Турон	348	453	0,100	0,100	-/-	0,100	0,100	-/-	0,185	0,185	-/-	0,219	0,220	-/-	43,5	-/-
Сеноман	453	585	0,100	0,100	-/-	0,100	0,100	-/-	0,185	0,185	-/-	0,220	0,213	-/-	43,5	-/-
Альб	585	1152	0,101	0,101	-/-	0,101	0,101	-/-	0,185	0,185	-/-	0,213	0,205	-/-	61	-/-
Апт	1152	1247	0,105	0,105	-/-	0,105	0,105	-/-	0,155	0,155	-/-	0,205	0,205	-/-	65	-/-
Баррем Готерив Валанжин	1247 1334 1354	1334 1354 1456	0,103	0,103	-/-	0,105	0,105	-/-	0,170	0,170	-/-	0,205	0,222	-/-	67,8	-/-
Кимеридж+ титон	1456	1545	0,105	0,105	-/-	0,105	0,105	-/-	0,170	0,170	-/-	0,222	0,209	-/-	79	-/-
Оксфорд	1545	1762	0,105	0,105	-/-	0,105	0,105	-/-	0,170	0,170	-/-	0,209	0,213	-/-	79	-/-
Келловей	1762	1858	0,104	0,104	-/-	0,104	0,104	-/-	0,170	0,170	-/-	0,209	0,209	-/-	85	-/-
Бат	1858	2090	0,104	0,092	-/-	0,104	0,104	-/-	0,170	0,170	-/-	0,209	0,208	-/-	88	-/-
Байосс	2090	2405	0,104	0,100	-/-	0,104	0,104	-/-	0,170	0,170	-/-	0,207	0,206	-/-	102	-/-
Аален	2405	2675	0,100	0,090	-/-	0,104	0,110	-/-	0,170	0,170	-/-	0,206	0,206	-/-	107,0	РФЗ
Нижняя Юра J1	2675	2790	0,110	0,105	-/-	0,110	0,110	-/-	0,170	0,170	-/-	0,206	0,206	-/-	113,0	-/-
Средний ТриасТ2	2790	3000	0,105	0,096	-/-	0,110	0,110	-/-	0,174	0,174	-/-	0,206	0,206	-/-	116,0	-/-

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-48 из 276

4.3 ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Таблица 4.9– Поглощение бурового раствора

Индекс стратигра- фического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения м³/час	Расстояние от устья скважины до статического уровня раствора	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, МПа		Условия возникновения поглощения
	от (верх)	до (низ)				при поглощении	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Неоген	10	119	До полного	0-10	да	0,102	Неизвестно	В процессе бурения
Палеоген	119	290	Частичное	0	нет	0,110	0	-//-
Дат	290	348	Частичное	0	нет	0,110	0	-//-
Сенон+турон	348	453	Частичное	0	нет	0,116	0	-//-
Сеноман	453	585	Частичное	0	нет	0,116	0	-//-
Альб	585	1152	Частичное	0	нет	0,118	0	-//-
Неоком	1247	1456	Частичное	-	-	-	-	-//-
Кимерижд-титон	1456	1545	Частичное	-	-	-	-	-//-
J1	2675	2790	до 40 м³/час	В процессе бурения, допустимая репрессия порядка 8,4 Мпа				
T2	2790	3000	от частого до полного	В процессе бурения, допустимая репрессия порядка 6,0 Мпа				

Таблица 4.10– Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфичес- кого подразделения	Интервал, м		Буровые растворы применяющиеся ранее			Условия возникновения осложнений	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Тип раствора	Плотнос- ть, г/см³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
Неоген	10	119	-	-	-	Осыпание при вскрытии	Проработка при спуске инструмента
Палеоген	119	290					
Альб	585	1152					
Оксфорд	1545	1762					
Келловей	1762	1858	-	-	-		

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-49 из 276

Таблица 4.11– Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделение	Интервал, м		Вид про- являемого флюида (газ, нефть, вода)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении, для расчета избыточных давлений, г/см ³		Условия возник- новения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перели- воды, увеличения водоотдачи и т.д.
	от (верх)	до (низ)			Внутреннее	Наружнее		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
N	10	119	Вода	-	1,02	1,02	Возможны газонефтегазово- допроявления при СПО.	Возможны газонефтегазово- допроявления.
P	119	290	Вода	-	1,02	1,02		
K _{2cm} - K _{1a} л	453	1152	Вода	-	1,023	1,023		
K _{1v}	1354	1456	Вода	-	1,023	1,023		
J _{2k}	1762	1858	Вода	-	1,09	1,09		
J _{2bt}	1858	2090	Нефть+вода	-	0,801-1,09	0,801-1,09		
J _{2b}	2090	2405	Нефть+вода	-	0,773-1,09	0,773-1,09		
J _{2a}	2405	2675	Нефть+вода	-	0,850-1,09	0,850-1,09		
J ₁	2675	2790	Газ+нефть+вода	-	0,858-1,113	0,858-1,113		
T ₂	2790	3000	Газ+нефть+вода	-	0,727-1,100	0,727-1,100		

Примечание: Указанные осложнения в проектном разрезе не предполагаются при соблюдении параметров бурового раствора во время проводки скважины.

Таблица 4.12– Прихватоопасные зоны

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничения на оставление инструмента (да, нет)	Условия возникно- вания
	от (верх)	до (низ)		Тип	плотность г/см ³	водо- отдача см ³ /30м	смазы- вающие добавки		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K ₂	350	530						При СПО возможны затяжки и посадки инструмента и колонн из-за набухания мелко-мергельных пород	K ₂

Примечание: В процессе проводки скважин №№ 1; 2; 3 Шинжир прихватов не отмечено. Указанные осложнения в проектном разрезе не предполагаются при соблюдении параметров бурового раствора во время проводки скважин.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-50 из 276

Таблица 4.13– Текучие породы

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, залегания текучих пород, м		Краткое название пород	Минимальная плотность раствора предотвращающая течение пород, г/см ³	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6
Текучие породы в разрезе отсутствуют					

Таблица 4.14 - Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифонообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Прочих осложнений не ожидается				

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-51 из 276

4.4 ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ

Таблица 4.15– Отбор керна, шлама и грунтов

Стратиграфическое подразделение, горизонт	Параметры отбора керна		Интервал, м		Метраж отбора керна, м	Стратиграфическое подразделение	Интервал отбора шлама, м		Частота отбора шлама через, м	Стратиграфическое подразделение	Глубина отбора грунтов, м	Тип бокового грунтоноса	Коли-во образцов пород, шт
	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
J – T	100	18	1950	1960	10	N - T	1500	1800	5		Не планируется		
			1990	2005	15		1800	3000	3				
			2305	2320	15								
			2315	2340	25								
			2419	2429	10								
			2565	2575	10								
			2670	2690	20								
			2950	2960	10								

Примечание: Интервалы отбора керна будут корректироваться по результатам ГТИ. В продуктивном интервале пробы шлама отбирать через 1 метр, по усмотрению заказчика. Вынос керна не менее 90%.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-52 из 276

Таблица 4.16– Геофизические исследования

Наименование исследования	Масштаб записи (предоставляемого материала)	Замеры и отборы производятся			Скважинная аппаратура и приборы		Промышленно-геофизическая партия		Номер таблиц СПВ на ПГМ
		при забое, м	в интервале, м						
			от (верх)	до (низ)	тип	группа сложности	название	дежурство на буровой, сут	
1. ГТИ	-	3000	1500	3000	-	-	-	-	-
2. Общие исследования: КС, ПС, БК, ГК, АК, профилометрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия.	1:500	400 1500	20 400	400 1500	-	-	-	-	-
3. Детальные исследования: БКЗ, ПС, ИК (ВИКИЗ), БК, БМК, МКЗ, ГК, СГК, НК, ГГК-П, АК, резистивиметрия, профилометрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия. Дополнительные методы: FMI (Schlumberger)- высокоразрешающий электр. скважинный имиджер RCI- (Baker Huges), MDT- (Schlumberger)- модульный динамический испытатель пластов на кабеле ЯМР- ядерно-магнитный каротаж или их аналоги.	1:500 1:200	3000	1500	3000	-	-	-	-	-
4. АКЦ с ФКД, СГДТ, термометрия, ГК, ЛМ (локатор муфт)	1:500	В интервалах спуска колонн			-	-	-	-	-
5. При испытании пластов провести комплекс ГИС-контроль: плотнометрия (ПЛ), влагометрия (ВЛ), STD, РГД, РИС, ГК, ЛМ, манометр (МН)	1:500 1:200	В интервалах опробования			-	-	-	-	-

Примечание: Для привязки интервала отбора керна и интервалов испытания ИПТ провести стандартный каротаж: КС, ПС, БК, ГК, профилометрия, инклинометрия. В комплекс работ по ГТИ входит: отбор образцов шлама через 5м в непродуктивной части разреза и через 1-2м в перспективной части разреза; описание шлама; оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза; оперативное выделение пластов-коллекторов; определение характера насыщения пластов-коллекторов; определение суммарного газосодержания и компонентного состава газа (%); оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов-коллекторов; выявление реперных горизонтов.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-53 из 276

Таблица 4.17 – Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения, - ИПТ

Индекс стратиграфического подразделения	Испытание (опробование) пластоиспытателем на трубах			Опробование пластоиспытателем на кабеле		
	Интервал проведения ИПТ	Тип испытательного инструмента	Количество циклов промывки после проработки	Интервал, м		Количество проб, шт.
				от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7
J ₂ bt	1950-1980	КИИ - 146 МИГ-127 и их современные аналоги.	2	1950	1980	-
J ₂ b	2010-2040			2010	2040	
J ₂ b	2085-2115			2085	2115	
J ₂ b	2300-2350			2300	2350	
J ₂ a	2410-2460			2410	2460	
J ₁	2670-2720			2670	2720	
T ₂	2930-2970			2930	2970	

Примечание: Испытания на кабеле или ИПТ по усмотрению заказчика.

Интервалы проведения испытания (ИПТ или на кабеле) будут уточняться по результатам ГТИ.

Таблица 4.18 – Прочие виды исследований

Название работ	Единица измерения, шт.	Объем работ, количество образца
1	2	3
Литолого-минералогический анализ (определение гранулиметрического состава, плотности, карбонатности, глинистости и др.)	образец	300
Определение пористости (общей и эффективной)	образец	300
Определение проницаемости	образец	300
Определение нефтегазонасыщенности	образец	300
Споро-пыльцевой анализ	образец	15
Микрофаунистический анализ	образец	15
Петрографическое описание шлифа	образец	140
Определение удельного электрического сопротивления пород	образец	140
Изучение акустических свойств пород	образец	150
Анализ поверхностных проб нефти	проба (20литров)	50
Анализ глубинных проб нефти	проба	50
Товарный анализ нефти	проба	15
Анализ газа	проба	15
Химический анализ пластовых вод	проба	5
Определение микроэлементов в воде	проба	5

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-54 из 276

4.5 РАБОТЫ ПО ОСВОЕНИЮ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИНЫ, СВЕДЕНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

Таблица 4.19 - Освоение продуктивных горизонтов в эксплуатационной колонне

Индекс стратиграфического подразделения	№ Объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта	Интервал установки цем. моста после опро- бования объекта	Тип конс- трукции продуктив- ного забоя колонны, открытый ствол, фильтр	Тип уста- новки для испытания ПЕРЕДВИЖ- НАЯ, СТАЦИО- НАРНАЯ	Пласт фонтани- рующий (да, нет)	Количество режимов (штуцеров) испытания, шт	Диаметр штуцеров, мм	Последовательность вызова притока, методы вызова притока (смена раствора на воду, смена воды на нефть, азризация)	Глубина опорожнения эксплуатационной колонны при испытании объекта, м	Плотность жидкости заполняющей скважину при снижении уровня
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
J ₂ bt	6	1951-1960	1975-1985	колонна	Перед-вижная	Фонтан возможен	3	КВД, 4, 6, 8, КВД, 8, 6, 4	Снижение уровня с помощью ГНКТ и азотным копрессорам, свабированием, освоение глубинными насосами	-	-
J ₂ b	5	2309-2318	2320-2324								
J ₂ b	4	2324-2334	2350-2360								
J ₂ a	3	2410-2418	2435-2445								
J ₁	2	2677-2687	2710-2720								
T ₂	1	2954-2971	-								

Примечание: Интервалы испытания будут уточняться по результатам ГИС. Испытание продуктивных горизонтов в эксплуатационной колонне будут проводится со сжиганием газа.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-55 из 276

Таблица 4.20 – Работы по перфорации эксплуатационной колонны при освоении

Номер объекта	Перфорационная среда		Мощность перфорации м	Вид перфорации; кумулятивная, пулевая, снарядная, гидropеско- струйная	Типоразмер перфоратора	Коли- чество отвер- стий на 1п.м. шт	Количество одновремен- но спускае- мых зарядов, шт	Количе- ство спусков перфора- тора	Предусмот- рен ли спуск перфоратора на НКТ? (да, нет)	Насадки на гидropеско- струйной перфорации диаметр мм
	Вид: раствор, нефть, вода.	Плот- ность								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
6	Ингибир- ующий полимер- ный раствор.	1,14	9	кумулятивная, пробивная способность не менее 1500мм (по стандарту API 19)	корпусной Ø114 мм. Dynawell 4½". 39rp. HMX 4505 Power Jet 4 ½" 4505 Ultra Jet 4 ½" Predator 4½"	20	60	3	да	-
5			9					3		
4			10					4		
3			8					3		
2			10					4		
1			17					1		

Примечание: Интервалы перфорации и толщина перфорации корректируются по заключению ГИС.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-56 из 276

Таблица 4.21 – Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в скважине

Номер объекта (см.табл.4.19)	Название процесса: СОЛЯНОКИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА, ОБРАБОТКА КЕРОСИНО- КИСЛОТНОЙ ЭМУЛЬСИЕЙ, УСТАНОВКА КИСЛОТНОЙ ВАННЫ, ДОБАВОЧНАЯ КУМУЛЯТИВНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ, ГИДРО- РАЗРЫВ ПЛАСТА, ГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ, ОБРАБОТКА ПАВ, МЕТОД ПЕРЕМЕННЫХ ДАВЛЕНИЙ, ЗАКАЧКА ИЗОТОПОВ И ДРУГИЕ ОПЕРАЦИИ, ВЫПОЛНЯЕМЫЕ ПО МЕСТНЫМ НОРМАМ	Количество операций установок, импульсов, спусков	Плотность жидкости в колонне, г/см ³	Давление на устье, кг/см ²	Температура закачиваемой жидкости, °С	Глубина установки пакера, м	Мощность перфорации, м	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 п.м	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт	Местные нормы времени, сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	МПД СКО ГРП	-	-	-	-	-	-	корпусной Ø114 мм. Dynawell 4½" 39rp. HMX 4505 Power Jet 4 ½" 4505 Ultra Jet 4 ½" Predator 4½"	16-20	48-60	-
5											
4											
3											
2											
1											

Примечание: Интенсификации притока пластового флюида проводить по отдельному плану работ, организацией специализирующейся ГРП и кислотной обработкой.

Таблица 4.22 – Дополнительные работы при освоении

Номер объекта (см. табл 4.19)	Название работ: ПРОМЫВКА ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ; ПОВЫШЕНИЕ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА ДО; ПОВТОРНОЕ ПОНИЖЕНИЕ УРОВНЯ АЭРАЦИЕЙ; ТЕМПЕР. ПРОГРЕВ КОЛОННЫ (при освоении газового объекта); ВИБРООБРАБОТКА ОБЪЕКТА; ЧАСТИЧНОЕ РАЗБУРИВАНИЕ ЦЕМЕНТНОГО МОСТА; и другие дополнительные работы, выполняемые по местным нормам	Единица измерения	Количес тво	Местные нормы времени, сут
1	2	3	4	5
Испытание продуктивных горизонтов в эксплуатационной колонне будет проводится со сжиганием газа				

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-57 из 276

Таблица 4.23 – Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта	Плотность жидкости в колонне, г/см ³		Пластовое давление на период поздней эксплуатации, МПа	Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м	Установившаяся при эксплуатации температура		Данные по объекту, содержащему свободный газ		Заданный коэффициент запаса прочности на смятие в фильтровой зоне
	На период ввода в эксплуатацию	На период поздней эксплуатации			в колонне на устье скважины	в эксплуатационном объекте	Длина столба газа по вертикали, м	Коэффициент сжимаемости газа в стволе скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6	0,801	0,865	193,0	-	21	88,0	-	0,751	-
5	-	-	222,0	-	21	94,0	-	-	-
4	0,773	0,858	222,0	-	21	102,0	-	0,754	-
3	0,784	0,850	241,0	-	21	107,0	-	0,758	-
2	-	0,858	294,0	-	21	113,0	-	0,754	-
1	0,7272	0,855	287,0	-	21	116,0	-	0,755	-

Таблица 4.24 – Дополнительные данные для определения продолжительности освоения скважины

Номер объекта (см. табл.4.19.)	Относится ли к объектам, которые (ДА, НЕТ)		Для эксплуатационных скважин предусмотрено (ДА, НЕТ)		Работа по освоению проводится в одну, полторы, две или три смены	Требуется ли исключить из состава основных работ (ДА, НЕТ)			
	при мощности до 5 м представлены пропластками	при мощности до 5 м имеют подошвенную воду	задавка скважин через НКТ	использование норм по ОСНВ для разведочных скважин		вызов притока в нагнетательной скважине	гидрогазодинамические исследования в экспл. скв-не	освоение, очистку и гидродинам. исследован.	шаблонирование обсадной колонны
Дополнительных данных для определения продолжительности освоения скважины нет									

Примечание: Нет данных.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-58 из 276

Таблица 4.25– Данные по нагнетательной скважине

Индекс стратиграфическог о подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта, м		Название (тип) нагнетае-мого агента (ВОДА, НЕФТЬ, ГАЗ, ПАР и т.д.)	Режим нагнетания					Пакер		Жидкость за НКТ	
		от (верх)	до (низ)		плотно сть жидкос ти г/см ³	относительная по воздуху плотность нагнетаемого газообразного агента	интенсив ность нагнета- ния, м ³ /сут	давление на устье кг/см ²	температура нагнетаемого агента, °С	шифр	глубина установ ки, м	тип	плотн ость, г/см ³
Нагнетательная скважина данным проектом не планируются.													

Таблица 4.26– Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам-аналогам

Номер скважины	Площадь	Интервал осложнения, м		Индекс стратиграфического подразделения	Вид осложнения	Условия возникновения (тип и параметры бурового раствора, глубина спуска предыдущей колонны, диаметр ствола и т.д.)
		от	до			
1	2	3	4	5	6	7
1,2,5,22	Актас	430	510	Сенон-турон	поглощения	
		1120	1200	Альб	поглощения	
90	Бектурлы	1120	1200	Альб	поглощения	
100	Бектурлы	2735	2940	Нижняя Юра	поглощения	
1,2,3,7,8	Актас	2385	2545	Байосс	прихват	
		2635	2800	Аален	прихват	
9	Актас	2385	2545	Байосс	газопроявления	
28	Тасбулат	1435	1545	Кемиридж	поглощения	
		1710	1740	Оксфорд	прихват	
БВ-1	Бектурлы восточный	204	252	Палеоген	поглощения	Полимерный У-1,13г/см ³ , В-50с, рН-9.
БВ-1		346	390	Сенон+турон	поглощения66м ³ /ч.	Полимерный У-1,13г/см ³ , В-40с, рН-10.
БВ-1		368	1292	Сенон+турон-Баррем.	Затяжки 5т.	Полимерный У-1,17г/см ³ , В-45с, рН-9.
		1485	1493	Кемеридж+титон	посадки 10т.	
БВ-1		1889	2209	Бат-Байос	посадки до 13т.	Полимерный У-1,22г/см ³ , В-59с, рН-10,5.
		2329	2857	Байос-Ниж. Юра	Затяжки-посадки 9т.	

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-59 из 276

5 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

С целью охраны недр, подземных вод и предотвращения возможных осложнений при строительстве скважины предусматривается следующая конструкция:

Направление Ø 426,0 мм x 20 м - устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему. Цементируется до устья.

Кондуктор Ø 323,9 мм x 400 м - устанавливается для перекрытия верхних неустойчивых отложений, а также с целью предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под промежуточную колонну. Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием. Цементируется до устья.

Промежуточная колонна Ø 244,5 мм x 1500 м (±250м) - устанавливается для перекрытия нижних неустойчивых отложений и предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием. Цементируется до устья.

Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм - устанавливается на глубине 3000м (+/- 250м) для разобщения, испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. Эксплуатационная колонна цементируется до устья.

Конструкция скважины выбрана согласно геологическим данным в соответствии с требованиями «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

Количество, глубины спуска и типоразмеры обсадных колонн определены исходя из совместимости условий бурения и безопасности работ при ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений и освоения скважин на продуктивность.

Совмещенный график давлений приведен на рис. 5.1.

Обоснование необходимости спуска обсадных колонн и принятая конструкция скважины приведены в таблице 5.2, общая характеристика обсадных колонн – в таблице 5.3, в таблице 5.4 приведены технико-технологические мероприятия, которые обусловлены горно-геологическими условиями строительства скважин. В таблице 5.5 – максимально допустимые гидродинамические давления в открытом стволе при выполнении технологических операции в процессе бурения скважин.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-60 из 276

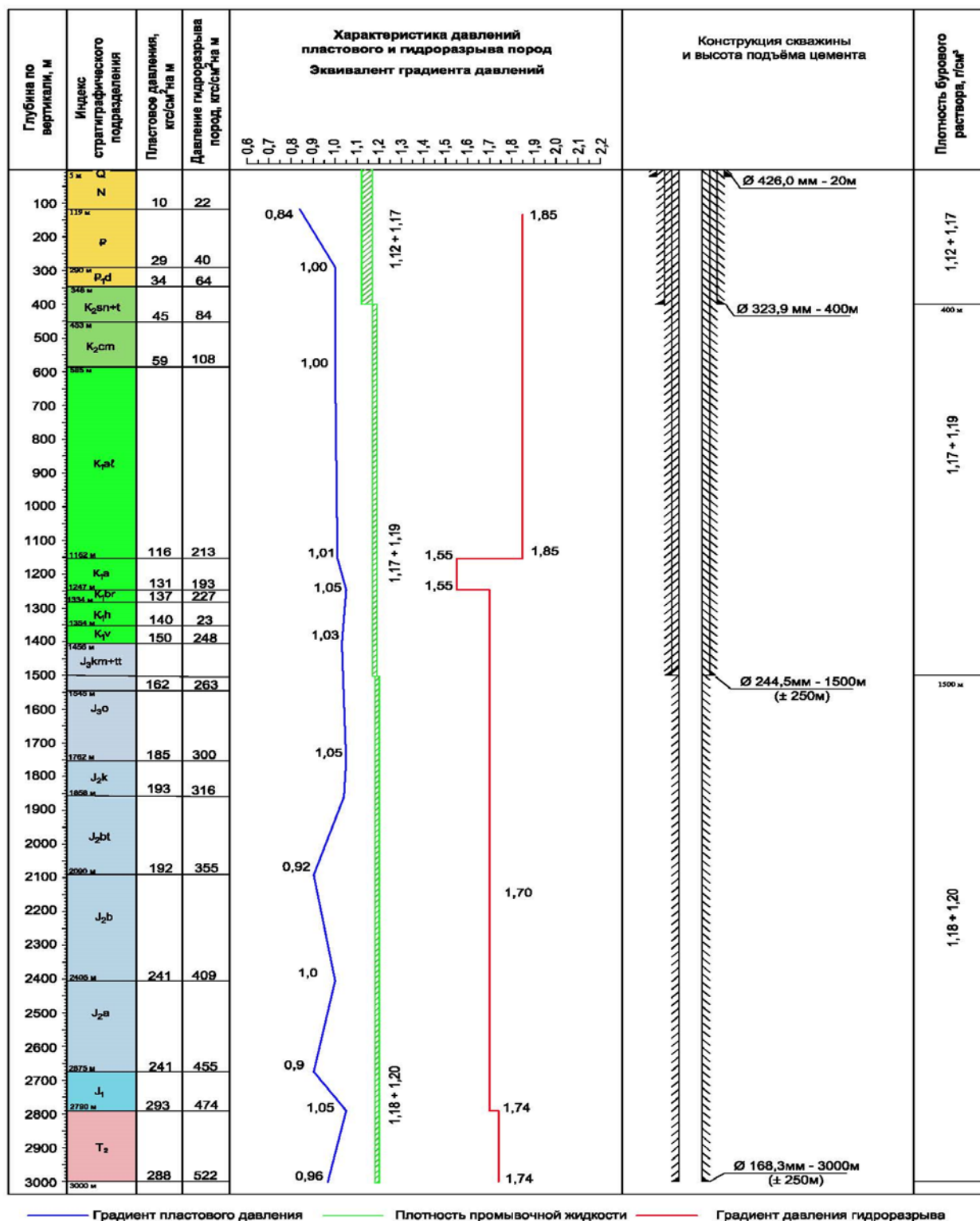


Рисунок 5.1 – График совмещенных давлений

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-61 из 276

Таблица 5.1 – Характеристика и устройство шахтового направления

Характеристика трубы						Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направление
наружный диаметр, мм	длина, м	марка (группа) прочности материала	толщина стенки, мм	масса, т	ГОСТ, ОСТ и т. д. на изготовление	
1	2	3	4	5	6	7
Устройство шахты 3,2 м×3,2 м×1,5 м с железобетонным дном и стенок шахты толщиной не менее 15 см или железным листом толщиной 10 мм.						

Таблица 5.2 – Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колон-ны в порядке спуска	Наименование колонны	Интервал по стволу скважины, м		Номиналь- ный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъёма тампонажного раствора за колонной, м	Количество секций, шт.	Номер секции в порядке спуска	Интервал установки секции, м		Необходимость спуска колонны
		от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление Ø 426,0 мм	0	20	490,0	0	1	1	0	20	устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему. Цементируется до устья.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-62 из 276

Продолжение таблицы 5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2	Кондуктор Ø 323,9 мм	0	400	393,7	0	1	1	0	400	устанавливается для перекрытия верхних неустойчивых отложений, а также с целью предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под промежуточную колонну. Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием. Цементируется до устья.
3	Промежуточная Ø 244,5мм	0	1500 (±250м)	295,3	0	1	1	0	1500	устанавливается для перекрытия нижних неустойчивых отложений и предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием. Цементируется до устья.
4	Эксплуатационная колонна Ø168,3 мм	0	3000 (±250м)	215,9	0	1	1	0	3000	устанавливается с целью для разобщения, испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. Эксплуатационная колонна цементируется до устья.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-63 из 276

Таблица 5.3 – Характеристика отдельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска (см. т. 5.2, гр. 1)	Раздельно спускаемые части												
	номер в порядке спуска (т. 5.2, гр. 8)	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 в каждой одноразмерной части					
								количество типов соединений, шт.	номер в порядке спуска	тип соединения	максимальный наружный диаметр, мм	интервал установки труб с заданным типом соединения, м	
					от (верх)	до (низ)						от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	1	1	490,0	0	20	-	1	1	ОТТМА	451,0	0	20
2	1	1	1	323,9	0	400	-	1	1	ОТТМА	351,0	0	400
3	1	1	1	244,5	0	1500 (±250м)		1	1	ОТТМА	269,9	0	1500 (±250м)
4	1	1	1	168,3	0	3000 (±250м)	-	1	1	ОТТМА	187,7	0	3000 (±250м)

Примечание: Возможно замена обсадных труб и типов резьбы на более высокопрочные по усмотрению «Заказчика».

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. 1-64 из 276

Таблица 5.4 – Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважин по проектной конструкции

№ п/п	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1	Бурение ствола скважины до проектной глубины должно производиться с компоновками и нагрузками на долото в соответствии с техническим проектом. Ведущая труба и УБТ должны быть, прямолинейным и в пределах технических условий согласно паспорту и инструкции по эксплуатации РД39-013-90. Центрирование вышки в процессе бурения контролировать систематически, не реже одного раза в неделю, проверять горизонтальность стола ротора уровнем и соосность вышки и ротора с геометрическим центром скважины, в соответствии с пунктом 102 ПОПБОПОНГОП	Обеспечение технико-технологического режима бурения наклонно-направленного участка ствола скважины
2	До вскрытия продуктивных горизонтов произвести дополнительное обучение буровой бригады по методам раннего обнаружения и ликвидации НГВП и проверку их знаний. Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием в соответствии пунктом 3.8 инструкции по предупреждению НГВП Москва 1999	Предупреждение и борьба с НГВП.
3	Монтаж средств контроля и сигнализации за уровнями бурового раствора в приёмной и доливной ёмкостях согласно пункта 77 ПОПБОПОНГОП	Раннее обнаружение НГВП.
4	Ограничение притока пластового флюида в соответствии с РД 39-2-803-82. Допустимый объём притока при этом составит: - в процессе бурения 1,5 м³, - при СПО – 1,0 м³. Пункт 85-6 ПОПБОПОНГОП Пункт 4.36 инструкции по предупреждению НГВП Москва 1999	Раннее обнаружение НГВП.
5	Долив скважины при подъёме бурильной колонны производить: - бурильные трубы – через 5 свечей, - УБТ – через каждую свечу. В процессе СПО производить постоянный контроль долива раствора при подъёме бурильной колонны и объём вытесняемого раствора при её спуске. В процессе бурения и после окончания долбления ведущую и первую свечу поднимать из скважины на первой скорости согласно пункта 3.9 инструкции по предупреждению НГВП Москва 1999	Предупреждение, раннее обнаружение НГВП.
6	При ликвидации НГВП в процессе СПО спуск бурильной колонны без герметизации устья производить до максимально возможной глубины согласно приложению 3 пункт 2 ПОПБОПОНГОП (действия вахты при СПО скважин).	Предупреждение разрушения обсадных колонн.
7	Ликвидацию возникших НГВП выполнять в соответствии с «Методикой глушения при НГП».	Обеспечение безопасности, успешности работ.
8	Использовать для ведущих труб переводники с протекторными кольцами согласно пункту 886 ПОПБОПОНГОП	Защита верхних обсадных труб от истирания.
9	На случай возможных поглощений на буровой необходимо иметь запас наполнителей, при бурении продуктивных горизонтов – кислоторастворимых согласно пункта 1023 ПОПБОПОНГОП	Ликвидация поглощений.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-65 из 276

Продолжение таблицы 5.4

1	2	3
10	Осуществлять контроль газопоказаний (газокаротаж) бурового раствора на устье скважины в соответствии с пунктом 68 ПОПБОПОНГОП	Предупреждение, раннее обнаружение НГВП.
11	Проверять работоспособность ПВО каждую неделю. Опрессовка ПВО не реже чем один раз в 2-3 недели.	Предупреждение и борьба с НГВП.
12	Контроль параметров бурового раствора в процессе бурения и промывки: плотность и вязкость — через 10–15 мин; остальные параметры — каждые 4 часа, согласно ПОПБОПОНГОП п. 85-5.	Предупреждение, раннее обнаружение флюидопроявлений.
13	В процессе бурения выполнять шаблонировку ствола скважины: - для вертикальных скважин через каждые 150м, - для наклонно-направленных через каждые 100 м. Согласно ПОПБОПОНГОП п. 70	Для предупреждения осложнений в открытом стволе
14	При бурении вертикальных скважин роторным способом через 50-60 рейсов бурильной колонны, наклонно-направленных и горизонтальных скважин через 40-50 рейсов бурильной колонны, измерять износ обсадной колонны геофизическими методами с целью определения ее остаточного ресурса. ПОПБОПОНГОП п. 90.	Предупреждение аварий с обсадными колоннами.
15	Вовремя ОЗЦ необходимо герметизировать устье скважины закрытием превентора согласно Техническому проекту	Предупреждение ГНВП во время ОЗЦ

Таблица 5.5 – Максимально-допустимые гидравлические давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций

Интервал, м		Допустимая гидродинамическая составляющая репрессии на границе интервала, кгс/см ²		Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии на границе интервала, кгс/см ²	
от (верх)	до (низ)	верхней	нижней	верхней	нижней
1	2	3	4	5	6
По условию предупреждения поглощений				Депрессия в процессе бурения не предусматривается	
По условию предупреждения гидроразрыва				В процессе освоения - в интервалах освоения и эксплуатации	
0	400	0	27,20		
400	1500	27,20	76,50		
1500	3000	76,50	150,0		

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-66 из 276

6 ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Проектируемые скважины - вертикальные.

Необходимо принять все меры по недопущению значительного искривления ствола скважин, не более 3-5 градусов, согласно «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» Астана, 30.12.2014 г. (с изменениями и дополнениями от 15.01.2023г.), (пункт 71). При отклонении более 20 метров предусмотреть методы и КНБК для снижения угла. Предусмотреть проведение замеров зенитного угла через каждые 100 метров.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-67 из 276

7 ВЫБОР ТИПА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ БУРЕНИЯ

Данные проектные решения по буровым растворам разработаны с учётом геолого-технических условий бурения оценочной вертикальной скважины БВ-4 проектной глубиной 3000 (±250) м на участке Бектурлы Восточный, изложенных в подразделе 4 «Геологическая характеристика» раздела 1 настоящего технического проекта, в том числе с учётом всех ожидаемых осложнений, указанных в том же разделе.

7.1. Обоснование плотности бурового раствора

7.1.1. Общие методические указания

Проектная плотность бурового раствора по интервалам бурения при проектировании строительства скважин рассчитывается на основании действующего нормативного документа РК «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года № 355 (с изменениями и дополнениями от 15.01.2023 г.), параграф 2 «Бурение скважин», пункт 85-2, согласно которому:

Плотность бурового раствора (если она не вызывается необходимостью обеспечения устойчивости стенок скважины) в интервалах совместимых условий бурения определяется из расчета создания столбом бурового раствора гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое (поровое) на величину:

1) 10-15% - для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200м включительно), но не более 1,5 МПа (15 кгс/см²);

2) 5-10% - для скважин глубиной до 2500 м (интервалов от 1200 до 2500м включительно), но не более 2,5 МПа (25 кгс/см²);

3) 4-7% - для скважин глубиной более 2500 м, но не более 3,5 МПа (35 кгс/см²).

На основании вышеприведенных нормативных указаний, плотности буровых растворов для бурения различных интервалов рассчитываются, исходя из максимальных градиентов пластового (порового) давления для соответствующего интервала, указанных в табл. 4.8. геологической части настоящего Технического проекта.

Расчёт производится по следующим формулам:

$$\rho_{р.р} = \frac{K_{п.д.макс.} * K_{пр} * 10^2}{G} \quad (7.1),$$

но не более чем

$$\rho_{р.м.д.} = \frac{(\Delta_{пр.макс.} + K_{п.д.макс.} * H) * 10^2}{g * H} \quad (7.2),$$

где

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-68 из 276

$\rho_{р.р.}$ - расчётная плотность бурового раствора, г/см³;

$\rho_{р.м.д.}$ – максимально допустимая плотность бурового раствора, г/см³;

$K_{п.д.макс.}$ – наибольший градиент пластового (порового) давления в данном интервале бурения в соответствии с табл. 4.8 настоящего проекта, кгс/см²/м;

$K_{пр}$ – нормативный коэффициент превышения гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым (поровым) давлением в данном интервале бурения;

В соответствии с вышеуказанными Правилами $K_{пр}$ принимается равным:

1,10÷1,15 - для скважин глубиной по вертикали до 1200 м (интервалов глубиной по вертикали от 0 до 1200 м включительно);

1,05÷1,10 - для скважин глубиной по вертикали до 2500 м (интервалов глубиной по вертикали от 1200 до 2500 м включительно);

1,04÷1,07 - для скважин глубиной по вертикали свыше 2500 м (интервалов глубиной по вертикали свыше 2500 м включительно);

$\Delta_{пр.макс.}$ – абсолютное значение максимально допустимого нормативного превышения гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым (поровым) давлением, кгс/см².

В соответствии с вышеуказанными Правилами, $\Delta_{пр.макс.}$ в формуле (2) принимается равным:

15 кгс/см² - для скважин глубиной по вертикали до 1200 м (интервалов от 0 до 1200м включительно);

25 кгс/см² - для скважин глубиной по вертикали до 2500 м (интервалов от 1200 до 2500м включительно);

35 кгс/см² - для скважин глубиной по вертикали свыше 2500 м;

H – глубина скважины (подошвы интервала) по вертикали, м;

g – ускорение свободного падения, м/сек² (для расчётов принимается $g=9,81$ м/сек²).

Расчётные значения плотности, находящиеся в диапазоне, полученном для каждого интервала бурения между минимальным и максимальным значениями $K_{пр}$, по формуле (7.1) с учётом условия по формуле (7.2), принимаются как проектный диапазон допустимых значений плотности бурового раствора для соответствующего интервала.

В случае получения различающихся между собой диапазонов плотностей бурового раствора в разных частях рассматриваемого интервала бурения, в целях соблюдения совместимости условий бурения во всём интервале по критерию плотности раствора, в качестве допустимого проектного диапазона плотности по всему интервалу принимается тот, который уместается в диапазоны всех частей интервала.

Для целей последующих необходимых расчётов по настоящему проекту выбирается наибольшее из расчётных значений принятого допустимого диапазона плотностей.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-69 из 276

7.1.2. Обоснование плотности бурового раствора для бурения данной скважины

Интервал 0 – 20 м

$$\rho_{p.p} = \frac{0,100 \cdot (1,1 \div 1,15) \cdot 10^2}{9,81} = 1,12 \div 1,17 \text{ г/см}^3$$

Для бурения этого интервала допускается применение раствора плотностью 1,12 ÷ 1,17 г/см³

Для целей последующих расчётов по настоящему проекту принимаем максимально допустимую плотность бурового раствора в данном интервале **1,17 г/см³**.

Интервал 20 – 400 м

$$\rho_{p.p} = \frac{0,100 \cdot (1,1 \div 1,15) \cdot 10^2}{9,81} = 1,12 \div 1,17 \text{ г/см}^3$$

$$\rho_{m.d} = \frac{(15 + 0,100 \cdot 400) \cdot 10^2}{9,81 \cdot 400} = 1,50 \text{ г/см}^3$$

Условие $\rho_{p.p} \leq \rho_{m.d}$ выполняется, поэтому для бурения этого интервала допускается применение раствора плотностью 1,12 ÷ 1,17 г/см³

Для целей последующих расчётов по настоящему проекту принимаем максимально допустимую плотность бурового раствора в данном интервале **1,17 г/см³**.

Интервал 400 – 1500 м

Участок 400-1200 м

$$\rho_{p.p} = \frac{0,104 \cdot (1,1 \div 1,15) \cdot 10^2}{9,81} = 1,17 \div 1,22 \text{ г/см}^3$$

$$\rho_{m.d} = \frac{(15 + 0,104 \cdot 1200) \cdot 10^2}{9,81 \cdot 1200} = 1,19 \text{ г/см}^3$$

Условие $\rho_{p.p} \leq \rho_{m.d}$ выполняется только для плотности раствора максимум 1,20 г/см³, поэтому для бурения этого интервала допускается применение раствора плотностью 1,17-1,19 г/см³.

Участок 1200-1500 м

$$\rho_{p.p} = \frac{0,106 \cdot (1,05 \div 1,10) \cdot 10^2}{9,81} = 1,13 \div 1,19 \text{ г/см}^3$$

$$\rho_{m.d} = \frac{(25 + 0,106 \cdot 1500) \cdot 10^2}{9,81 \cdot 1500} = 1,25 \text{ г/см}^3$$

Условие $\rho_{p.p} \leq \rho_{m.d}$ выполняется, поэтому для бурения этого участка ствола допускается применение раствора плотностью 1,13-1,19 г/см³.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. 1-70 из 276

Исходя из совместимости условий бурения по плотности бурового раствора на обоих участках данного интервала бурения, плотность раствора во всём этом интервале допускается в диапазоне 1,17-1,19 г/см³.

Для целей последующих расчётов по настоящему проекту принимаем максимально допустимую плотность бурового раствора в данном интервале **1,19 г/см³**.

Интервал 1500 – 3000 м

Участок 1500-2500 м

$$\rho_{p.p} = \frac{0,110 \cdot (1,05 \div 1,10) \cdot 10^2}{9,81} = 1,18 \div 1,23 \text{ г/см}^3$$

$$\rho_{m.d} = \frac{(25 + 0,110 \cdot 2500) \cdot 10^2}{9,81 \cdot 2500} = 1,22 \text{ г/см}^3$$

Условие $\rho_{p.p} \leq \rho_{m.d}$ выполняется только для плотности раствора максимум 1,22 г/см³, поэтому для бурения этого интервала допускается применение раствора плотностью 1,18-1,22 г/см³.

Участок 2500-3000 м

$$\rho_{p.p} = \frac{0,110 \cdot (1,04 \div 1,07) \cdot 10^2}{9,81} = 1,17 \div 1,20 \text{ г/см}^3$$

$$\rho_{m.d} = \frac{(35 + 0,110 \cdot 3000) \cdot 10^2}{9,81 \cdot 3000} = 1,24 \text{ г/см}^3$$

Из вышеприведённых расчётов и исходя из совместимости условий бурения по плотности бурового раствора на обоих участках данного интервала бурения следует, что для бурения скважины на всём протяжении данного интервала необходимо применять буровой раствор плотностью 1,18-1,20 г/см³.

Для целей последующих расчётов по настоящему проекту принимаем максимально допустимую плотность бурового раствора в конце бурения данного интервала **1,20 г/см³**.

7.2. Выбор типа и компонентного состава бурового раствора

7.2.1. Основные ожидаемые проблемы и осложнения при бурении скважины

- размыв устья в рыхлых породах неогена;
- поглощения промывочной жидкости частичные – в палеогене, дате, сенон-туроне, сеномане, альбе, неокме и кимеридж+титоне; от частичных до полных в неогене, нижней юре и верхнем триасе;
- осыпи и обвалы стенок скважины в неогене, палеогене, альбе, оксфорде и келловее;

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-71 из 276

- посадки, затяжки и возможные прихваты бурильного инструмента в верхнемеловых отложениях из-за набухания глинистых пород, коркообразования и сужения ствола;
- водопроявления в неогене, палеогене, альбе, сеномане, валанжине и кимеридже;
- газонефтеводопроявления в средней и нижней юре и триасе.

7.2.2. Проектные решения

Основные параметры бурового раствора по интервалам бурения приведены в табл. 7.1. Конкретные концентрации компонентов, входящих в состав бурового раствора, и их расходы на 1 м³ раствора и необходимые количества на каждый интервал и на скважину в целом приведены в таблицах 7.2-7.6.

- Для предупреждения или минимизации размыва устья скважины при бурении под направление в рыхлых породах неогена предусматривается применение бентонит-полимерного бурового раствора, имеющего следующие положительные свойства:

- достигается достаточная глинизация бентонитом рыхлых, слабосцементированных пород, что способствует повышению их устойчивости к размыву и кавернообразованию;

- обеспечивается формирование плотной, малопроницаемой фильтрационной корки на стенках скважины за счёт содержания в исходном растворе коммерческого бентонита и полимеров;

- обеспечивается пониженное увлажнение стенок скважины за счёт обработки бурового раствора понизителями фильтрации - комбинацией низковязкой и высоковязкой карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ);

- При бурении под кондуктор необходимая глинизация стенок скважины в рыхлых слабосцементированных породах и высокопроницаемых известняках неогена, палеогена, дала и песчаников в верхах сенон-турона, а также требуемое ингибирование гидратации глин неогена и палеогена обеспечиваются применением бентонит-полимерного раствора, сохранённого после окончания бурения секции под направление, но преобразованного в ингибирующий полимеркатионный буровой раствор, описание которого даётся ниже.

- Для предупреждения и минимизации осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины (осыпи, обвалы, кавернообразование, сужение ствола), а также с излишней наработкой глинистой фазы и сальникообразованием в активных глинах мелового и юрского возрастов при бурении под кондуктор, промежуточную и эксплуатационную колонны, предусмотрено применение эффективного высокоингибирующего полимеркатионного бурового раствора, содержащего в своём составе ключевой ингибирующий компонент – поликатионный сополимер хлорида полидиаллилдиметиламмония (ПолиДАДМАХ) с малеиновым ангидридом. Этим же компонентом достигается и ингибирование

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-72 из 276

гидратации внутриводной глины в продуктивных коллекторах юры в процессе их вскрытия бурением. Кроме того, применение сополимера ПолиДАДМАХ с малеиновым ангидридом обеспечивает буровому раствору исключительную устойчивость и стабильность его свойств в случае агрессивного воздействия высокоминерализованных жёстких пластовых вод и воздействия цемента при разбуривании цементных стаканов.

- С целью активации и повышения эффективности функционирования данного сополимера в состав бурового раствора вводится соль хлористый натрий (NaCl) в концентрации, обеспечивающей содержание ионов Cl⁻ в водной фазе раствора в пределах 20 000 – 25 000 мг/л.

- В качестве структурообразователя, позволяющего эффективно регулировать реологические параметры бурового раствора в сторону их роста с целью увеличения суспендирующей и шламовыносящей способностей раствора, применяется биополимер на основе ксантановой камеди, которая для бурения под эксплуатационную колонну должна иметь термостойкость до 150°C.

- При применении полимеркатионного бурового раствора снижение его реологических параметров при необходимости может быть достигнуто путём разбавления порциями свежего раствора, не содержащего высоковязких и структурообразующих компонентов, либо содержащих таковые в малых концентрациях,

- Фильтрация (водоотдача) бурового раствора при бурении под промежуточную и эксплуатационную колонны регулируется комбинацией низковязкой и высоковязкой полианионной целлюлозы, термостойкость которой должна быть не ниже 130°C.

- Тенденция к сальникообразованию и налипанию глины на бурильные трубы и элементы КНБК устраняется применением бурового детергента.

- С целью минимизации риска поглощений бурового раствора при бурении под направление и кондуктор предусмотрено применение трёх видов кольматантов-наполнителей: бентонита, фракционированного карбоната кальция и фракционированной слюды, а при бурении под эксплуатационную колонну – применение исключительно кислоторастворимых кольматантов-наполнителей, таких как фракционированный молотый мрамор обычной зернистой и хлопьевидной структур в суммарной концентрации свыше 150 кг/м³.

- Для предупреждения прихватов и уменьшения сил трения при хождении бурильного инструмента и обсадных колонн в стволе, в буровом растворе в интервалах под кондуктор, промежуточную и эксплуатационную колонны предусмотрена смазочная добавка жидкая, а перед спуском последних двух

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. 1-73 из 276

указанных обсадных колонн в буровой раствор дополнительно вводится твёрдая смазочная добавка в виде графита.

- Полный перечень компонентов, предусмотренных проектными решениями по буровым растворам и перфорационной жидкости, их краткое описание и функциональное назначение представлены в таблице ниже.

- **КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ И ФУНКЦИИ КОМПОНЕНТОВ БУРОВОГО РАСТВОРА
И ПЕРФОРАЦИОННОЙ ЖИДКОСТИ**

Наименование (тип) компонента бурового раствора	Краткое описание и функции
Вода	Основа, дисперсионная среда, растворитель водорастворимых компонентов
Каустическая сода	Гидроокись натрия. Регулятор щёлочности
Кальцинированная сода	Карбонат натрия. Регулятор жёсткости водной фазы бурового раствора
Бентонит	Монтмориллонитовая глина. Структурообразователь, загуститель, понизитель фильтрации, коркообразующий агент
Ксантановый биополимер (порошок)	Ксантановая камедь. Структурообразователь, агент, повышающий реологические характеристики раствора. Не ухудшает коллекторские свойства продуктивных пластов, вследствие чего относится к "неповреждающим" агентам
Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) низковязкая	Полианионная целлюлоза низкой вязкости 95-98% чистоты. Понизитель фильтрации (водоотдачи) бурового раствора
Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) высоковязкая	Полианионная целлюлоза средней и высокой вязкости 95-98% чистоты. Понизитель фильтрации (водоотдачи) бурового раствора
Кабоксиметилированный крахмал	Понизитель фильтрации, не ухудшающий коллекторские свойства продуктивных пластов, вследствие чего относится к "неповреждающим" агентам.
Полианионная целлюлоза низковязкая	Полианионная целлюлоза низкой вязкости 95-98% чистоты. Понизитель фильтрации (водоотдачи) бурового раствора
Полианионная целлюлоза высоковязкая	Полианионная целлюлоза высокой вязкости 95-98% чистоты. Понизитель фильтрации (водоотдачи) бурового раствора
Сополимер хлорида полидиаллилдиметиламмония (ПолиДАДМАХ) с малеиновым ангидридом	Высокоэффективный поликатионный ингибитор гидратации глин, устойчивый против агрессии пластовых вод с высоким содержанием катионов кальция и магния
Хлористый натрий NaCl	Хлорид натрия. Минерализатор, водорастворимый утяжелитель.
Буровой детергент	Смесь ПАВ различной природы, диспергированных в гидрофобной среде. Противосальниковая добавка, устраняющая налипание выбуренной глины на долоте и элементах КНБК
Биоцид	Бактерицид. Может иметь различную химическую природу. Предотвращает бактериальное заражение буровых растворов и вызванную этим их бактериальную деструкцию.
Пеногаситель кремнийорганический	Кремнийорганическая жидкость. Пеногаситель буровых растворов различных типов
Смазочная добавка жидкая	Смесь различных производных жирных кислот нефтяного и/или растительного происхождения

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. 1-74 из 276

Продолжение таблицы

Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный	Молотый мрамор различных фракций по размеру частиц (от 2 до 1000 мкм и выше). Кислоторастворимый утяжелитель, временно закупоривающая добавка (кольматант), наполнитель для предупреждения поглощений и дифференциальных прихватов.
Слюда фракционированная	Хлопьевидный природный минеральный материал для борьбы с поглощениями бурового раствора. Не растворим в соляной кислоте.
Лимонная кислота	Кислота лимонная моногидрат. Эффективно снижает pH бурового раствора при разбуривании цемента.
Бикарбонат натрия	Гидрокарбонат натрия. Связывание ионов кальция при разбуривании цементных стаканов

7.3. Контроль качества бурового раствора и основные инженерные рекомендации

- Согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (пункт 85-4), рецептура и методика приготовления, обработки, утяжеления и очистки бурового раствора контролируются специалистами авторского надзора за строительством скважин
- На буровой необходимо обеспечить жёсткий контроль за физико-химическими и реологическими свойствами бурового раствора, для чего, согласно пункту 85-5 вышеуказанных Правил, параметры (свойства) бурового раствора контролируются с периодичностью - плотность и вязкость через 10-15 минут, температура, фильтрация, содержание песка, содержание коллоидной фазы, pH, СНС1/10 и реологические показатели (пластическая вязкость и динамическое сопротивление сдвигу) - каждые 4 часа. При разбуривании газовых горизонтов плотность бурового раствора, выходящего из скважины, и после дегазатора измеряется через каждые 5 минут, остальные показатели с периодичностью, указанной выше.
- Суточные отчёты (рапорты) с результатами анализа и данными ежедневного учёта прихода/расхода/остатков химреагентов и материалов для приготовления и обработки бурового раствора должны своевременно отсылаться назначенным ответственным специалистам недропользователя, бурового подрядчика, супервайзинговой компании и сервисной компании, осуществляющей инженерное сопровождение бурового раствора.
- Инженер по буровым растворам обязан оперативно и адекватно реагировать на все изменения свойств бурового раствора, а также совместно и согласованно с ответственными на буровой представителями недропользователя, бурового подрядчика и супервайзинговой компании реагировать на любые осложнения, возникающие при бурении скважины.
- В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины в активных глинах, необходимо увеличить концентрацию ингибитора

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-75 из 276

гидратации глин, а в слоистых и трещиноватых породах, склонных к осыпям, применять добавки микрокольматантов.

- Если же осыпи и обвалы стенок скважины, а также затяжки и посадки и бурильного инструмента продолжаются, необходимо ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения этих осложнений, при этом не вызывая поглощений.
- Ступенчатое увеличение плотности бурового раствора необходимо применять также и в случае газо-нефте-водопроявлений до их прекращения, при этом не вызывая поглощений раствора.
- Для недопущения нефтегазоводопроявлений требуется непрерывное слежение за технологическими показателями бурового раствора и уровнем бурового раствора в рабочих ёмкостях с использованием специальных приборов.
- В случае возникновения поглощений в надпродуктивной толще, использовать в необходимом количестве и сочетании разные по форме и размеру частиц наполнители, такие как: зернистые пластиковая и резиновая крошка, волокнистые древесные опилки и обрезки целлофана, чешуйчатые слюда и пластиковые хлопья, а также другие всевозможные материалы-наполнители.
- В случае возникновения поглощения бурового раствора в продуктивных пластах использовать исключительно зернистый (обычный) и чешуйчатый карбонат кальция разных фракций.
- В целях своевременного реагирования на возникающие вышеуказанные осложнения, на буровой необходимо иметь достаточный запас утяжелителя для поднятия плотности бурового раствора в циркуляционной системе до необходимой, а также достаточный запас различных по своему вещественному составу, форме и фракционному составу наполнителей.
- С целью более эффективной очистки ствола скважины, особенно в его кавернозной части, периодически в процессе бурения, а также при подготовке ствола к спуску обсадных колонн, необходимо прокачивать специально приготовленные пачки раствора той же плотности с ДНС, увеличенным на 40-50% по сравнению с рабочим раствором. Объём пачек должен быть таким, чтобы обеспечивать высоту их столба в затрубном пространстве ± 100 м.
- Компоненты бурового раствора, предусмотренные настоящим проектом, поставляются компанией-подрядчиком по бурению или специализированной сервисной компанией. Возможно использование материалов и химреагентов различного производства с различными брендовыми наименованиями, идентичных по своему функциональному назначению и влиянию на свойства бурового раствора запроектированным, не ухудшающих свойства раствора в данных конкретных геолого-технических условиях бурения.
- Во время бурения скважины рецептуру обработки бурового раствора можно скорректировать в зависимости от того, как диктуют скважинные условия.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-76 из 276

- Копии технических паспортов (описаний) всех используемых материалов (химических реагентов), а также разрешительных документов на их применение (сертификатов, паспортов безопасности и т.п.) должны находиться у инженера по буровым растворам и бурового мастера.
- Особые требования предъявляются к системе контроля за содержанием твёрдой фазы в буровом растворе и её регулированию, для чего циркуляционная система буровой установки должна быть оснащена самым современным оборудованием для очистки и регулирования содержания твёрдой фазы (вибрационные сита, оснащённые сетками с ячейками от 40-80 меш для грубой очистки до 180-270 меш для тонкой очистки, гидроциклонные пескоотделитель, илоотделитель и центрифуга). Надлежащее использование системы очистки с совокупным коэффициентом эффективности удаления выбуренной породы из бурового раствора не ниже 90% позволит обеспечить поддержание запроектированных параметров раствора, сократить затраты на его обработку (избежать максимального разбавления) и обеспечить минимальную степень загрязнения продуктивных пластов тонкодисперсной твёрдой фазой.
- Перечень оборудования по очистке бурового раствора представлен в таблице 7.7.
- С целью существенного снижения количества отходов бурения в виде отработанного раствора, необходимо в максимальной степени использовать на каждой секции скважины=буровой раствор, оставшийся после окончания бурения предыдущих секций.

7.4. Перфорационная жидкость

Скважина по данному проекту будет перфорирована и испытываться на продуктивность в продуктивных объектах средней юры и триаса, в которых максимальный градиент пластового давления $K_{п.д.}$ составляет 0,110 кгс/см²/м.

Тогда плотность перфорационной жидкости $\rho_{п.ж}$ должна составлять:

$$\rho_{пж} = \frac{0,110 \cdot (1,04 \div 1,07) \cdot 10^2}{9,81} = 1,17 \div 1,20 \text{ г/см}^3$$

Исходя из условия создания минимально возможной репрессии на продуктивный пласт, принимаем плотность перфорационной жидкости **1,17 г/см³**,

Ниже в таблицах приводятся рецепты не повреждающей продуктивные пласты перфорационной жидкости с низкой фильтрацией плотностью 1,17 г/см³.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-77 из 276

Компонентный состав перфорационной жидкости

Наименование компонента	Назначение	Концентрация, кг/м ³
1	2	3
Вода	Основа перфорационной жидкости	844,4
Сополимер хлорида полидиаллилдиметиламмония (ПолиДАДМАХ) с малеиновым ангидридом	Поликатионный ингибитор гидратации внутрипоровой глины, защита полимеров от полисолевой агрессии.	50,0
Хлористый натрий NaCl	Активатор поликатионного ингибитора, водорастворимый утяжелитель	245,1
Крахмал модифицированный или карбоксиметилированный термостойкостью не ниже 130 °С	Понижитель фильтрации жидкостей на водной основе, не повреждающий продуктивные пласты	30,0
Пеногаситель кремнийорганический	Кремнийорганическая жидкость. Пеногаситель буровых растворов различных типов	1,0
ПАВ-деэмульгатор	Реагент, предотвращающий образование водонефтяных эмульсий или разрушающий их	0,3

Примечание: Данной перфорационной жидкостью необходимо заполнять всю эксплуатационную колонну от устья до нижних отверстий перфорации или до искусственного забоя.

 КМГ ИНЖИНИРИНГ	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-78 из 276

Таблица 7.1– Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора													
	от (верх)	до (низ)	плотность	условная вязкость, сек.	водоот-дача, см³/30мин	СНС, (фунт/100 фут²) через		корка, мм	содержание твердой фазы, %			рН	минерализация, мг/л	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, фунт/100 фут²	плотность до утяжеления, г/см³
						10 сек	10 мин		коллоидной (активной) части	песка, %	всего					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Бентонит- полимерный	0	20	1,12-1,17	30—40	≤ 8	5—10	7—14	≤ 0,5	≤ 2 % об.(≤ 78 кг/м³ по тесту MBT)	≤ 1	≤10	8,5—9,5	-	как можно ниже	10-18	-
Ингибирующий Полимерный	20	400	1,12-1,17	35—40	≤ 6	6—12	8—16	≤ 0,5	≤ 2 % об.(≤ 52 кг/м³ по тесту MBT)	≤ 0,5	≤10	7,5—8,5	Cl- ≥ 20 000 мг/л		12—20	-
Ингибирующий Полимерный	400	1500	1,17-1,19	35—45	≤ 5	8—12	10—18	≤ 0,5	≤ 2 % об.(≤ 52 кг/м³ по тесту MBT)	≤ 0,5	≤11	7,5—8,5			14—22	
Ингибирующий Полимерный	1500	3000	1,18-1,20	35—50	≤ 4	10—16	12-18	≤ 0,5	≤ 1,35 % об. (≤ 35 кг/м³ по тесту MBT)	≤ 0,5	≤12	7,0—8,5			16—24	-

 КМГ ИНЖИНИРИНГ	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-79 из 276

Таблица 7.2 – Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов

Номер интервала с одинаковыми долевыми составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора.	Смена раствора для бурения интервала (да, нет)	* Название компонента	Плотность, г/см ³	Содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Влажность, %	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	20	Бентонит-полимерный	1,12-1,17	нет	Вода	1,00				893,3
						Каустическая сода	2,13				1,0
						Кальцинированная сода	2,53				1,0
						Бентонит (в прегидратированном виде)	2,60				50,0
						Ксантановый биополимер порошкообразный	1,50				0,3
						Карбоксиметилцеллюлоза низковязкая	1,50				5,0
						Карбоксиметилцеллюлоза высоковязкая	1,50				1,0
						Биоцид	1,05				0,5
						Буровой детергент	1,00				1,0
						Карбонат кальция (молотый мрамор)					
						фракционированный	2,70				145,3
2	20	400	Ингибирующий Полимерный*	1,12-1,17	нет	Слюда фракционированная	2,70				30,0
						Раствор, переведённый из пред-го интервала	1,17				57,2
						Вода	1,00				797,8
						Хлористый натрий NaCl	2,16				39,5
						Сополимер хлорида полидиаллилдиметиламмония (ПолиДАДМАХ) с малеиновым ангидридом					
						Каустическая сода	1,05				50,0
						Ксантановый биополимер порошкообразный	2,13				0,2
						Карбоксиметилцеллюлоза низковязкая	1,50				0,5
						Карбоксиметилцеллюлоза высоковязкая	1,50				6,8
						Пеногаситель кремнийорганический	1,50				2,0
						Биоцид	1,02				0,5
						Буровой детергент	1,05				0,5
						Смазочная добавка жидкая	1,00				2,0
						Карбонат кальция (молотый мрамор)	0,90				5,0
						фракционированный					
						Слюда фракционированная	2,70				59,3
							2,70				19,2

 КМГ ИНЖИНИРИНГ	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-80 из 276

Продолжение таблицы 7.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	400	1500	Ингибирующий Полимерный*	1,17-1,19	нет	Раствор, переведённый из пред.интервала	1,17				257,5
						Вода	1,00				608,9
						Хлористый натрий NaCl	2,16				31,2
						Сополимер хлорида					
						полидиаллилдиметиламмония (ПолиДАДМАХ) с					
						малеиновым ангидридом	1,05				57,7
						Каустическая сода	2,13				0,9
						Ксантановый биополимер					
						порошкообразный термостокостью до 150°С	1,50				2,0
						Полианионная целлюлоза низковязкая					
						термостойкая до 150°С	1,50				7,6
						Полианионная целлюлоза высоковязкая					
						термостойкая до 150°С	1,50				1,1
						Пеногаситель кремнийорганический	1,02				0,4
						Биоцид	1,05				0,4
4	1500	3000	Ингибирующий Полимерный*	1,18-1,20	нет	Буровой детергент	1,00				1,9
						Смазочная добавка жидкая	0,90				17,8
						Карбонат кальция (молотый мрамор)					
						фракционированный	2,70				98,1
						Раствор, переведённый из пред.интервала	1,19				332,5
						Вода	1,00				541,9
						Хлористый натрий NaCl	2,16				28,6
						Сополимер хлорида					
						полидиаллилдиметиламмония (ПолиДАДМАХ) с					
						малеиновым ангидридом	1,05				69,7
						Каустическая сода	2,13				2,0
						Ксантановый биополимер порошкообразный	1,50				2,0
						термостокостью до 150°С					
						Полианионная целлюлоза низковязкая	1,50				8,0
						термостойкая до 150°С					
						Полианионная целлюлоза высоковязкая	1,50				2,0
						термостойкая до 150°С					
						Пеногаситель кремнийорганический	1,02				0,4
						Биоцид	1,05				0,4
						Буровой детергент	1,00				2,0
						Смазочная добавка жидкая	0,90				17,9

 КМГ ИНЖИНИРИНГ	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-81 из 276

Окончание таблицы 7.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	1500	3000	- // -	- // -	нет	Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный	2,70				117,1
						Карбонат кальция хлопьевидный фракционированный	2,70				29,5

Примечание:

- 1) Допускается применение компонентов с различными брендовыми наименованиями, соответствующих их функциональному назначению, указанному в текстовой части данного раздела 7 и обеспечивающих параметры буровых растворов не ниже указанных в табл. 7.1
- 2) Содержание компонентов в растворе для тех интервалов, где частично используется раствор, переведённый из предыдущей секции скважины, рассчитано с учётом уже имеющегося содержания этих компонентов в переведённом растворе, т.е в таблице дана совокупная концентрация только вновь вводимых компонентов, необходимых дообработки переведённого раствора и приготовления свежего, с учётом соотношения объёмов этих растворов.

Таблица 7.3 – Потребность бурового раствора и компонентов для его приготовления, обработки и утяжеления

Интервал, м		Коэффициент запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода компонентов бурового раствора м³/м и его компонентов в интервале, кг/м³*			Потребность бурового раствора (м³) и его компонентов (кг)			
от (верх)	до (низ)			величина	источник нормы	поправочный коэффициент	на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			Бентонит-полимерный				-	36,7	13,3	50,0
			Вода	893,3				32754,4	11910,7	44665,1
			Каустическая сода	1,0				36,7	13,3	50,0
			Кальцинированная сода	1,0				36,7	13,3	50,0
			Бентонит (в прегидратированном виде)	50,0				1833,3	666,7	2500,0
			Ксантановый биополимер порошкообразный	0,3				11,0	4,0	15,0
			Карбоксиметилцеллюлоза низковязкая	5,0				183,3	66,7	250,0
			Карбоксиметилцеллюлоза высоковязкая	1,0				36,7	13,3	50,0
			Биоцид	0,5				18,3	6,7	25,0
			Буровой детергент	1,0				36,7	13,3	50,0
			Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный	145,3				5327,7	1937,3	7265,0
			Слюда фракционированная	30,00				1100,0	400,0	1500,0

 КМГ ИНЖИНИРИНГ	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-82 из 276

Продолжение таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
20	400		Ингибирующий Полимерный					78,5	26,2	104,7
			Раствор, переведённый из пред.интервала	57,2				4492,3	1497,4	5989,7
			Вода	797,8				62659,2	20886,4	83545,6
			Хлористый натрий NaCl	39,5				3104,9	1035,0	4139,8
			Сополимер хлорида полидиаллилдиметиламмония (ПолиДАДМАХ) с малеиновым ангидридом	50,0				3927,4	1309,1	5236,6
			Каустическая сода	0,2				15,1	5,0	20,1
			Ксантановый биополимер порошкообразный	0,5				38,0	12,7	50,7
			Карбоксиметилцеллюлоза низковязкая	6,8				530,8	176,9	707,7
			Карбоксиметилцеллюлоза высоковязкая	2,0				153,8	51,3	205,0
			Пеногаситель кремнийорганический	0,5				39,1	13,0	52,2
			Биоцид	0,5				37,8	12,6	50,4
			Буровой детергент	2,0				153,8	51,3	205,0
			Смазочная добавка жидкая	5,0				391,2	130,4	521,6
			Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный	59,3				4653,7	1551,2	6205,0
			Слюда фракционированная	19,2				1511,0	503,7	2014,6
400	1500		Ингибирующий Полимерный					169,3	56,4	225,8
			Раствор, переведённый из пред.интервала	257,5				43595,7	14531,9	58127,6
			Вода	608,9				103108,1	34369,4	137477,4
			Хлористый натрий NaCl	31,2				5277,6	1759,2	7036,8
			Сополимер хлорида полидиаллилдиметиламмония (ПолиДАДМАХ) с малеиновым ангидридом	57,7				9774,1	3258,0	13032,1
			Каустическая сода	0,9				159,6	53,2	212,7
			Ксантановый биополимер порошкообразный термостокостью до 150°C	2,0				332,1	110,7	442,8
			Полианионная целлюлоза низковязкая термостойкая до 150°C	7,6				1280,9	427,0	1707,9
			Полианионная целлюлоза высоковязкая термостойкая до 150°C	1,1				177,9	59,3	237,2
			Пеногаситель кремнийорганический	0,4				70,3	23,4	93,8
			Биоцид	0,4				70,3	23,4	93,8
			Буровой детергент	1,9				328,6	109,5	438,1
			Смазочная добавка жидкая	17,8				3013,4	1004,5	4017,9

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-83 из 276

Продолжение таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
400	1500		Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный	98,1				16611,3	5537,1	22148,4
1500	3000	1	Ингибирующий Полимерный				122,3	183,5	61,2	367,0
			Раствор, переведённый из пред. интервала	325,5			40668,9	61003,4	20334,5	122006,7
			Вода	541,9			66285,2	99427,8	33142,6	198855,6
			Хлористый натрий NaCl	28,6			3495,8	5243,7	1747,9	10487,4
			Сополимер хлорида полидиаллилдиметиламмония (ПолиДАДМАХ) с малеиновым ангидридом	69,7			8528,5	12792,8	4264,3	25585,6
			Каустическая сода	2,0			242,4	363,6	121,2	727,2
			Ксантановый биополимер порошкообразный термостойкостью до 150°С	2,0			245,7	368,5	122,8	737,0
			Полианионная целлюлоза низковязкая термостойкая до 150°С	8,0			979,2	1468,8	489,6	2937,6
			Полианионная целлюлоза высоковязкая термостойкая до 150°С	2,0			242,4	363,6	121,2	727,2
			Пеногаситель кремнийорганический	0,4			48,1	72,2	24,1	144,3
			Биоцид	0,4			48,1	72,2	24,1	144,3
			Буровой детергент	2,0			245,4	368,1	122,7	736,2
			Смазочная добавка жидкая	17,9			2185,6	3278,5	1092,8	6556,9
			Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный	117,1			14323,3	21485,0	761,7	42970,0
			Карбонат кальция хлопьевидный фракционированный	29,5			3603,7	5405,6	1801,9	10811,2
0	3000						122,3		467,8	590,1

Примечания:

- 1) Нормы расхода химреагентов даны согласно их техническим характеристикам и рекомендациям по обработке бурового раствора в зависимости от горно-геологических условий бурения.
- 2) Нормы расхода и потребность компонентов в растворе для тех интервалов, где частично используется раствор, переведённый из предыдущей секции скважины, рассчитано с учётом уже имеющегося содержания этих компонентов в переведённом растворе, т.е. в таблице даны совокупные нормы расхода и потребности только вновь вводимых компонентов, необходимых дообработки переведённого раствора и приготовления свежего, с учётом соотношения объёмов этих растворов.

 КМГ ИНЖИНИРИНГ	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-84 из 276

Таблица 7.4 – Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м³ раствора, кг/м³	Количество, кг
					плотность, г/см³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	1	1	БИКАРБОНАТ НАТРИЯ	2,20	-	>90	в/с	2,0	100,0
				ЛИМОННАЯ КИСЛОТА	1,67	-	>90	в/с	0,5	25,0
2	Кондуктор	1	1	ЛИМОННАЯ КИСЛОТА	1,67	-	>90	в/с	0,5	104,7
3	Промежуточная	1	1	ЛИМОННАЯ КИСЛОТА	1,67	-	>90	в/с	0,5	112,9

Таблица 7.5 – Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м³ раствора, кг/м³	Количество, кг
			плотность, г/см³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	Промежуточная	Графит	2,23				5,0	1128,9
4	Эксплуатационная	Графит	2,23				10,0	657,15

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-85 из 276

Таблица 7.6 – Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Название (тип) компонента бурового раствора	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.п. на изготовление	Потребность компонентов бурового раствора на инт-ле, тн					Всего на бурение	Всего с запасом на скважину
		номера колонн (см. таб. 5.2, гр. 1)						
		3	1	2	3			
		Запас.раствор в инт, м	бурение интервала, м					
			1500-3000	0-20	20-400	400-1500		
1	2	3	4	5			7	8
Раствор, переведённый из предыдущего интервала		40,669		5,990	58,128	81,338	145,456	186,125
Вода (всего)		66,285	44,665	83,546	137,477	132,570	398,258	464,543
Хлористый натрий NaCl		3,496		4,140	7,037	6,992	18,169	21,665
Сополимер хлорида полидиаллилдиметиламмония (ПолиДАДМАХ) с малеиновым ангидридом		8,529		5,237	13,032	17,057	35,326	43,855
Каустическая сода		0,242	0,050	0,020	0,213	0,485	0,768	1,010
Кальцинированная сода			0,050				0,050	0,050
Бентонит			2,500				2,500	2,500
Ксантановый биополимер порошкообразный термостойкостью до 150 °С		0,246	0,015	0,051	0,443	0,491	1,000	1,246
Полианионная целлюлоза низковязкая термостойкая до 150°С		0,979			1,708	1,958	3,666	4,645
Полианионная целлюлоза высоковязкая термостойкая до 150°С		0,242			0,237	0,485	0,722	0,964
Карбоксиметилцеллюлоза низковязкая			0,250	0,708			0,958	0,958
Карбоксиметилцеллюлоза высоковязкая			0,050	0,205			0,255	0,255
Пеногаситель кремнийорганический		0,048		0,052	0,094	0,096	0,242	0,290
Биоцид		0,048	0,025	0,050	0,094	0,096	0,265	0,313
Буровой детергент		0,245	0,050	0,205	0,438	0,491	1,184	1,429
Смазочная добавка жидкая		2,186		0,522	4,018	4,371	8,911	11,097
Смазочная добавка твёрдая (графит)			-	-	1,129	0,657	1,786	1,786
Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный		14,323	7,265	6,205	22,148	28,647	64,265	78,588
Карбонат кальция хлопьевидный фракционированный		3,604				7,207	7,207	10,811
Слюда фракционированная			1,500	2,015			3,515	3,515
Бикарбонат натрия			0,100				0,100	0,100
Лимонная кислота			0,025	0,105	0,113		0,243	0,243

Примечание: Допускается применение химических реагентов, производимых по другим стандартам и ТУ отечественных и зарубежных производителей.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-86 из 276

Таблица 7.7 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер или шифр	Количество , шт.	ГОСТ, ОСТ и т. д. на изготовление	Использование очистных устройств		
				ступенчатость очистки:		
				1-вибросито; 2- 1+пескоотделитель;3- 2+илоотделитель	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7
Вибросито сдвоенное		2	-	1-вибросито	0	3000
Пескоотделитель		1	-	2-1+пескоотделитель	-“-	-“-
Илоотделитель		1	-	3-2+илоотделитель	-“-	-“-
Дегазатор		1	-		-“-	-“-
Блок приготовления раствора, включающий:						
гидроворонка		2	-		-“-	-“-
два загрузочных бункера		2	-		-“-	-“-
гидравлические перемешиватели		9	-		-“-	-“-
электро - перемешиватели лопасные		9	-		-“-	-“-

Примечание: 1. Оборудование для приготовления и очистки буровых установок: по спецификации буровой установки.
2. Система очистки должна обеспечить соответствие параметров бурового раствора проектным требованиям.
3. Размер ячеек сеток подбирается по фактической обстановке на скважине и по согласованию с инженером по раствору. Центрифуга постоянно должна работать. Работа ило/пескоотделителя по необходимости, их готовность к работе должна быть постоянной.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-87 из 276

8 УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Таблица 8.1-Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК

Интервал, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК (см. таб. 8.2)	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/ч
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	20	Бурение под 426,0 мм колонну	Роторный	1	с навеса 1÷3	60 ÷ 80	42	0,8
20	400	Бурение, под 323,9 мм колонну промывка, проработка	Роторный	2	2 - 8	80 ÷ 90	36	4,0
400	1500	Бурение под Ø 244,5 мм колонну, промывка, проработка	Роторный (ВЗД)	3	5 - 10	80 ÷ 90, 120-220	36	2,5
1500	3000	Бурение под Ø 168,3 мм колонну, промывка, проработка	Роторный (ВЗД)	4	8 - 12	80 ÷ 90, 120-220	28	1,6
1950	2960	Бурение с отбором керна	Роторный	5	5 - 10	80 ÷ 90	12-19	5,0

Таблица 8.2 – Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)							
	типоразмер, шифр	расстояние от забоя до места установки, м	техническая характеристика			суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, т	примечание
			наружный диаметр, м	длина, м	масса, кг	угол перекоса осей отклонителя, град		
1	2	3	4	5	6	7	8	10
1 (0-20 м)	Долото-490мм (С-ЦВ-1)*	0	490	0,5	240			
	Переводник 152/171	0,5	203,2	0,2	10,0			
	УБТС 203 x 80 NC61	0,7	203,2	13,0	2901,9		13,70	3,15
2 (20–400 м)	Долото 393,7мм (IADC 117)*	0	393,7	0,5	158			
	Калибратор 393,7 мм	0,5	393,7	1,1	477			
	Переводник П-161/171	1,6	229	0,54	147,6			
	УБТС 203x80 NC61	2,14	203	27,42	6120,7			
	Переводник П-171/161	29,56	203	0,46	98			
	Калибратор 393,7 мм	30,02	393,7	1,1	477			
	УБТС 203 x 80 NC61	31,12	203	36,56	8160,9			
	УБТС 178 x 80 NC50	67,68	178	18,28	2910,7			
	УБТС 165,1 x 71 NC50	85,96	165,1	18,28	2482,4		104,24	21,03

 КМГ ИНЖИНИРИНГ	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-88 из 276

Продолжение таблицы 8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3 (400-1500 м)	Долото PDC 295,3 мм (IADC S624)*	0	295,3	0,37	75				
	Переводник 152/171	0,37	203,2	0,3	20				
	УБТС 203 х 80 NC61	0,67	203,2	9,14	2040,2				
	Переводник 152/152	9,81	203,2	0,21	20				
	Калибратор КЛС 295,3мм	10,02	295,3	1,81	85				
	Переводник 152/133	11,83	203,2	0,4	25				
	УБТС 203 х 80 NC61	12,23	203,2	36,56	8160,9				
	Переводник 159/122	48,79	203,2	0,48	0,66				
	УБТС 165,1 х 71 NC50	49,27	165,1	54,84	7447,3				
	Переводник 122/133	104,11	165,1	0,496	0,66		104,61	17,87	
4 (1500-3000 м)	Долото PDC 215,9 мм (IADC S223)*	0	215,9	0,4	40				
	Переводник 133*3-122	0,4	178	0,49	15				
	УБТС 178 х 80 NC50	0,89	178	9,14	1455,4				
	Переводник 122/122	10,03	165,1	0,5	15				
	Калибратор КЛС 215 ,9мм	10,53	215,9	1,55	70				
	Переводник 122/133	12,08	178	0,5	15				
	УБТ 178 х 80 NC50	12,58	178	73,1	11642,9				
	Интегрированная система LWD	85,7	171,4	10,4	1472				
	Переводник 133*3-122	96,1	165,1	0,5	15				
	165,1м Ясс (гидромеханический)	96,6	165,1	3,5	720				
	Переводник 133*3-122	100,1	165,1	0,5	15				
	УБТС 178 х 80 NC50	100,6	178	18,28	2910,7		118,88	18,39	
4 (1500-3000 м)	Долото PDC 215,9 мм (IADC S223)*	0	215,9	0,4	40				
	Калибратор КЛС 215,9 мм	0,4	215,9	0,5	70				
	ВЗД (объемный двигатель) 172 мм	0,9	172	7,29	1360				
	УБТС-178х80 NC50	8,19	178	9,14	1455,4				
	Калибратор КЛС 215 ,9мм	17,33	215,9	1,55	70				
	УБТС 178 х 80 NC50	18,88	178	18,28	2910,7				
	УБТС 165,1 х 71 NC50	37,16	165	18,28	2482,4				
	165,1 мм Ясс (гидромеханический)	55,44	165	8,95	619				
	УБТС 165,1 х 71 NC50	64,39	165	18,28	2482,4		82,67	11,49	

 КМГ ИНЖИНИРИНГ	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-89 из 276

Продолжение таблицы 8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5 (отбор керна)	Бурильная головка 215.9/101.6 мм*	0	215,9	0,35	35				
	Керноотборник(КД11М-215,9/101,6) **	0,35	164	18	1729				
	с 2 центраторами		212,7						
	Переводник 133*3-122	18,35	165,1	0,5	15				
	УБТС 165,1 х 71 NC50	18,85	165,1	91,8	11840				
	Переводник 133*3-122	110,65	165,1	0,5	15				
	165,1мм Ясс (гидромеханический)	111,15	165,1	3,5	720				
	Переводник 133*3-122	114,65	165,1	0,5	15				
	УБТС 165.1 х 71 NC50	115,15	165,1	18,34	2028				
	Переводник 133*3-122	133,49	165,1	0,52	15		134,01	16,41	

Примечания:

- 1) Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена в зависимости от состояния ствола.
- 2) Также может быть изменен способ бурения в зависимости от горно-геологических условий бурения – роторный или турбинный (ВЗД)
- 3) Отбор керна проводить керноотборочным снарядом в стеклопластиковую, фибerglassовую или иную изолированную грунтоноску с последующей распиловкой и установкой заглушек.

* Тип используемых долот, бурильных головок, объемных двигателей при необходимости может быть изменен.

**Возможно использование импортного керноприемного снаряда типа: Керноотборник (250P Corel Barrell) 171,4 мм с 2-мя стабилизаторами или аналоги .

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-90 из 276

Таблица 8.3 – Потребное количество элементов КНБК

Типа размер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширение, проработка)	Интервал работ по стволу, м				Потребное количество на интервал, шт. (для УБТ комплектов)
		от (верх)	до (низ)	величина	источник нормы	
1	2	3	4	5	6	7
Долото 490 мм (С-ЦВ-1)*	Бурение, проработка, расширение	0	20		местные нормы	1,0
УБТС 203x80 NC61					-//-	1 комплект
Долото 393,7мм (IADC 117)*	Бурение, проработка, расширение	20	400		местные нормы	1,0
УБТС 203x80 NC61					-//-	1 комплект
УБТС 178 x 80 NC50м					-//-	1 комплект
УБТС 165,1 x 71 NC50					-//-	1 комплект
Калибратор КЛС 393,7мм					-//-	2
Долото PDC 295,3 мм (IADS S624)*		400	1500		местные нормы	2,0
УБТС 203x80 NC61					-//-	1 комплект
УБТС 165,1 x 71 NC50					-//-	1 комплект
Калибратор КЛС 295,3мм					-//-	2
Долото PDC 215,9 мм (IADS S223)*	Бурение, проработка, расширение	1500	3000 (+/- 250м)		местные нормы	2,0
УБТС 178 x 80 NC50					-//-	1 комплект
ВЗД (объемный двигатель) 172 мм					-//-	2 комплект
165,1 мм Ясс (гидромеханический)					-//-	2 шт.
Калибратор КЛС 215,9мм					-//-	2
Бурильная головка 215.9/101.6 мм*	Бурение, проработка, отбор керна	1950	2960		местные нормы	3,0
Керноотборник(КД11М-215.9/101.6) с 2 центраторами					-//-	2,0
УБТС 165,1 x 71 NC50					-//-	1 комплект

Примечание: * Тип используемых долот, ВЗД и элементов КНБК при необходимости может быть изменен.

 КМГ ИНЖИНИРИНГ	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-91 из 276

Таблица 8.4 – Суммарное количество и масса элементов КНБК

Название обсадной колонны	Типа размер, шифр или краткое название элемента КНБК	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, МУ, и т.д. на изготовление	Суммарная величина			
			Количество элементов КНБК, шт.			Масса по типу размера или шифру, кг
			Для проработки ствола	Для бурения расширки и отбора керна	По типа размеру или шифру	
1	2	3	4	5	6	7
Направление	Долото 490 мм *	С-ЦВ-1	0,4	0,6	1,0	240,0
Кондуктор	Долото 393,7мм (IADC 117)*	(IADC 117)*, ст.АНИ	0,2	0,8	1,0	190
	Калибратор КЛС 393,7мм	ст.АНИ	0,28	0,72	1,0	95
Промежуточная	Долото PDC 295,3 мм	(IADS S624)*, ст.АНИ	0,4	1,6	2	150,0
	Калибратор КЛС 295,3мм	ст.АНИ	0,6	1,4	2,0(резерв-1)	180,0
Эксплуатационная	Долото PDC 215,9 мм (IADS S223)*	(IADS S733)*, ст.АНИ	0,2	1,8	2,0	80,0
	Калибратор КЛС 215,9мм	ст.АНИ	0,6	1,4	2,0 (резерв -1)	140
Отбор керна	Бурильная головка 215.9/101.6 мм*	ст.АНИ	0,8	2,2	3	105

Примечание: * Тип используемых долот, объемных двигателей при необходимости может быть изменен.

Таблица 8.5 – Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения	Количество труб, м	Наличие труб (есть, нет)
1	2	3	4	5	6	7
СБТ 127 трубы по стандарту 5 АХ АНИ	127	9,19	G-105	NC - 50	3000 (+/- 250м)	Есть

 КМГ ИНЖИНИРИНГ	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-92 из 276

Таблица 8.6 – Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях, м	Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, тс		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)			Тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Тип замкового соединения		секции	Нарастающая с учетом КНБК	Статическую прочность	Выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение, промывка, проработка	0	20	20	1	СБТ (DP)	127,0	G - 105	9,19	NC-50	6,30	0,21	3,36	71,57	>3,5
Бурение, промывка, проработка	0	400	400	1	СБТ (DP)	127,0	G - 105	9,19	NC-50	295,76	9,75	30,78	7,81	>3,0
Бурение, промывка, проработка	0	1500	1500	1	СБТ (DP)	127,0	G - 105	9,19	NC-50	1395,39	45,98	63,85	3,77	>3,5
Бурение, промывка, проработка	0	3000 (+/- 250м)	3000 (+/- 250м)	1	СБТ (DP)	127,0	G - 105	9,19	NC-50	2881,12	94,93	113,32	2,12	>2,0

Примечание: Скорость спуска, бурильного инструмента ограничивается величиной 0,3-0,4 м/сек., с учетом допустимого колебания гидродинамического давления. Циркуляцию бурового раствора необходимо осуществлять после вращения бурильной колонны.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-93 из 276

Таблица 8.7 – Характеристика и масса бурильных труб

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Дефицит длины труб на интервале, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения (присоедините пной резьбы)		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Направление	0	20	УБТС 203х80 NC61	203,2	38ХН3МФА	61,5	3-161	13,00	2,90	3,02	3,17
Кондуктор	0	400	УБТС 203х80 NC61	203,2	38ХН3МФА	61,5	3-161	63,98	14,28	14,85	15,60
			УБТС 178 х 80 NC50	177,8	40ХН2МА	49,0	3-147	18,28	2,91	3,03	3,18
			УБТС 165,1 х 71 NC50	165,1	40ХН2МА	43,7	3-122	18,28	2,48	2,58	2,71
			СБТ 127	127	G-105	9,19	NC- 50	295,76	9,75	10,14	10,64
Промежуточная колонна	0	1500	УБТС 203х80 NC61	203,2	38ХН3МФА	61,5	3-161	45,70	10,20	10,61	11,14
			УБТС 165,1 х 71 NC50	165,1	40ХН2МА	43,7	3-122	1395,39	45,98	47,82	50,21
			СБТ 127	127	G-105	9,19	NC- 50	54,84	7,45	7,75	8,13
Эксплуатационная колонна	0	3000 (+/-250м)	УБТС 178 х 80 NC50	177,8	40ХН2МА	49,0	3-147	100,54	16,01	16,65	17,48
			СБТ 127	127	G-105	9,19	NC- 50	2784,0	70,71	73,54	77,22
Отбор керна	1950	2960	УБТС 165,1 х 71 NC50	165,1	40ХН2МА	43,7	3-122	110,14	11842	12315,7	12931,49

Таблица 8.8 – Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки М×К	
от (верх)	до (низ)		М	К
1	2	3	4	5
0	3000 (+/- 250м)	Бурение, спуск обсадных колонн	5	6

 КМГ ИНЖИНИРИНГ	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-94 из 276

Таблица 8.9 – Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.д.)	Тип буровых насосов	Количество насосов	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, МПа	коэффициент наполнения	число ходов в минуту	производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	400	Бурение, промывка, проработка Отбор керна	Насос мощность не ниже 1300 Квт	1	0,9	180	206	1,0	110	36	36
400	1500			1	0,9	180	261	1,0	80	36	36
185	3000 (+/-250м)			1	0,9	160	261	1,0	102	28	28
1950	2960			1	0,9	160	261	1,0	65	12-19	12-19

Таблица 8.10 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции (см. табл. 8.9)	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см2	Потери давлений (кгс/см2) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				долоте (насадках)	забойном двигателе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	400	Бурение, промывка, проработка Отбор керна	65	38	-	19,8	0,49	6,5
400	1500		100	43	-	48,1	3,9	5,1
1500	3000 (+/- 250м)		142	77	-	48	15,6	1,8
1950	2960		84	13	-	58,0	12,2	0,8

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-95 из 276

Таблица 8.11 – Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции (см. табл. 8.9)	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с.см ²	Схема промывки долота (центральная, периферийная, комбинированная)	Диаметр сопла на центральном отверстии, мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, л.с.
от (верх)	до (низ)						количество, шт.	диаметр, мм		
0	400	Бурение, промывка, проработка Отбор керна	0,55	0,043	периферийная	-	3	19,1x19,1 x19,1	87	462
400	1500		0,87	0,061	периферийная	-	3	17,5x17,5 x17,5	89	441,7
1500	3000 (+/-250м)		1,21	0,068	периферийная	-	3	12,7x12,7 x12,7	94	281,1
1950	2960		0,77	0,045	периферийная	-	3	-	68	48

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-96 из 276

9 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

9.1 Обсадные колонны

Крепление скважины обсадными колоннами следует производить в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», «Методикой по креплению нефтяных и газовых скважин», «Инструкцией по испытанию скважин на герметичность» и с учетом рекомендаций фирм поставщиков, если они не противоречат нормам и правилам РК.

Расчет обсадных колонн

Расчет обсадных колонн произведен в соответствии с «Инструкцией по расчету обсадных колонн» по максимальным значениям избыточных наружных и внутренних давлений, а также осевых нагрузок.

Прочностные характеристики обсадных труб приняты по Инструкции.

Критические наружные давления для обсадных труб определены с учетом растягивающих нагрузок при двухосном нагружении.

Выбор обсадных труб

Типы обсадных труб и их соединений приняты в соответствии с проектными условиями спуска и эксплуатации обсадных колонн, расчетными давлениями и осевыми нагрузками, а также с учетом опыта строительства и испытания существующих скважин и приведены в таблице 9.4.

В соответствии с выше приведенным для кондуктора и эксплуатационной колонны приняты обсадные трубы группы прочности Д, с соединением ОТТМ, исполнения А.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. 1-97 из 276

Таблица 9.1– Способы расчёта наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Признаки: Да, Нет			Опрессовочный агент		Рекомендуемая глубина установки пакеров для опрессовки (сверху вниз), м
		допустима ли поэтапная опрессовка	Рекомендуется ли вести расчёт наружного давления по:		краткое название, тип	плотность, г/см³	
			пластовому давлению	столбу бурового раствора			
1	2	3	4	5	6	7	8
2	1	нет	да	нет	Буровой раствор	1,17	-
3	1	нет	да	нет	Буровой раствор	1,19	-
4	1	нет	да	нет	Вода	1,02	

Таблица 9.1.1– Исходные данные для расчета обсадных колонн

№ п/п	Параметры	Обсадные колонны		
		Кондуктор	Промежуточная колонна	Эксплуатационная
1	2	3	4	6
1	Диаметр обсадной колонны, мм	323,9	244,5	168,3
2	Расстояние по стволу от устья до:			
	- башмака колонны L (интервал спуска), м	400	1500	3000
	- уровня цементного раствора h (интервал цементирования), м	0	0	0
	- нефтегазоводопроявляющего пласта l, м	-	-	1900
3	Плотность бурового раствора $\rho_{б.р.}$, г/см ³	1,17	1,19	1,20
4	Плотность продажной жидкости $\rho_{пр.}$, г/см ³	1,17	1,19	1,20/1,01
5	Плотность опрессовочной жидкости $\rho_{опр.}$, г/см ³	1,17	1,19	1,01
6	Плотность цементного раствора $\rho_{ц.р.}$, г/см ³ (на интервале, м)	1,75	I-ступень: 1,89; II-ступень 1,89	I-ступень: 1,89; II-ступень 1,89
7	Плотность флюида при НГВП, кг/м ³	-	-	0,801
8	Пластовое давление у башмака колонны $P_{пл.Л.}$, кгс/см ²	40	158	288
9	Давление гидроразрыва у башмака колонны $P_{г.р.}$, кгс/см ²	74	255	522
10	Коэффициент запаса прочности на:			
	- избыточное наружное давление;	1,0	1,0	1,3
	- избыточное внутреннее давление;	1,15	1,15	1,15
	- растягивающую нагрузку	1,3	1,3	1,3

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-98 из 276

Таблица 9.2– Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.3, гр. 5)	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны (см. табл. 5.2, гр. 8)	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	400	0	29	75	82
3	Прмежуточная	1	400	1500	0	158	125	146
4	Эксплуатационная	1	1500	3000	0	170	199	172

Таблица 9.3 – Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристика обсадных труб					Рекомендуется к использованию
наружный диаметр, мм	производство: отечественное, импортное	тип соединения	марка (группа прочности) труб	толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6
426	ГОСТ 632-80	ОТТМА	Д	11,0	Да
324	ГОСТ 632-80	ОТТМА	Д	9,5	Да
244,5	ГОСТ 632-80	ОТТМА	Е	8,9	Да
168,3	ГОСТ 632-80	ОТТМА	Е	8,9	Да

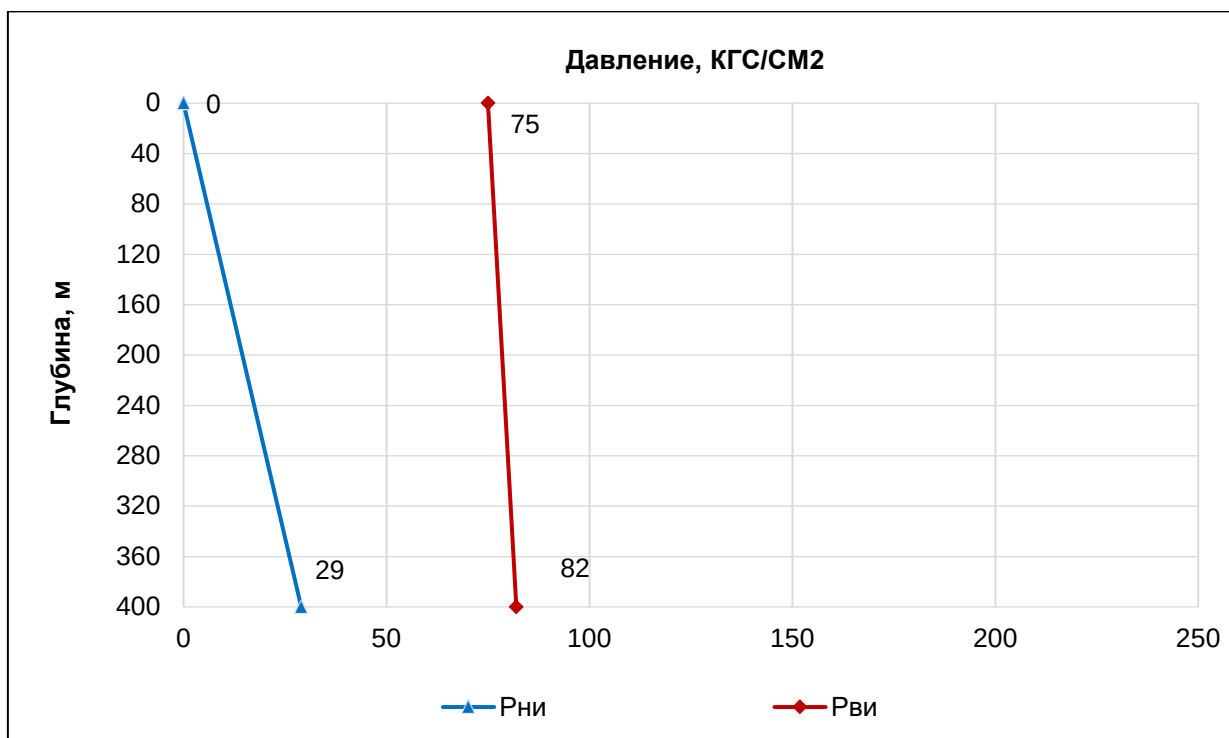


Рисунок 9.1– Эпюра избыточных наружных и внутренних давлений, действующих по длине на кондуктора Ø 323,9 мм

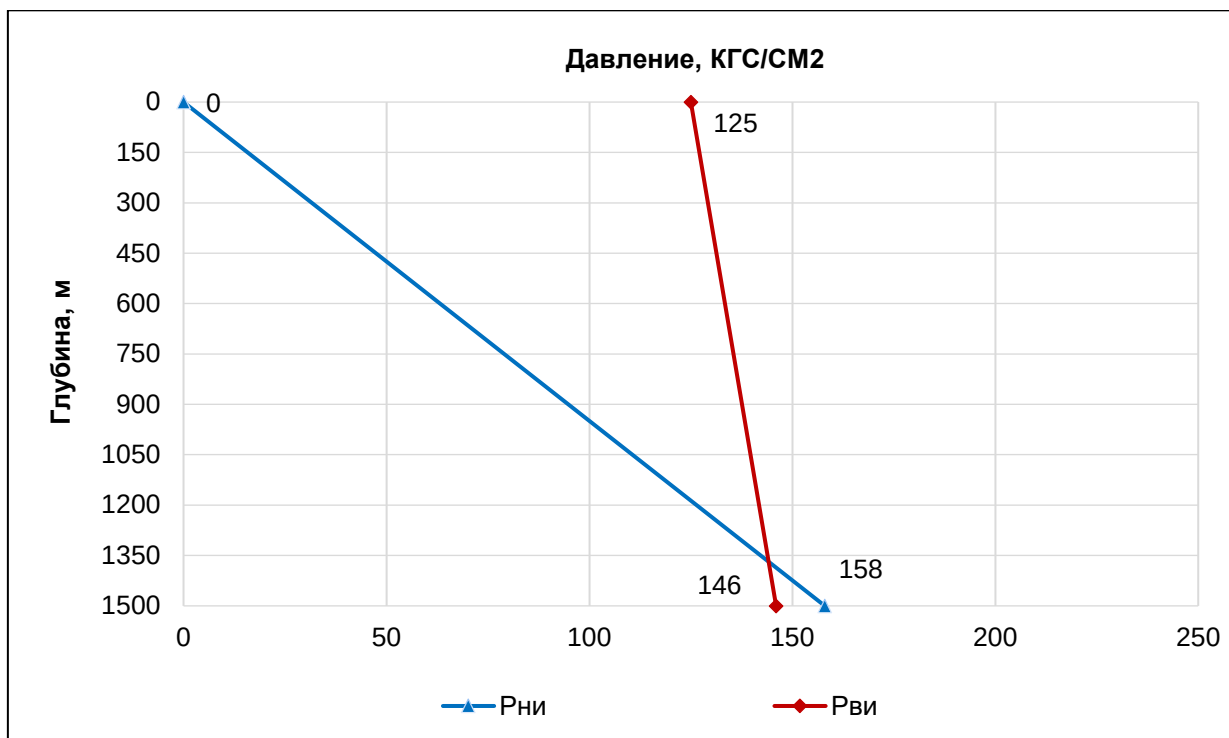


Рисунок 9.2– Эпюра избыточных наружных и внутренних давлений, действующих по длине на эксплуатационную колонну Ø 244,5 мм

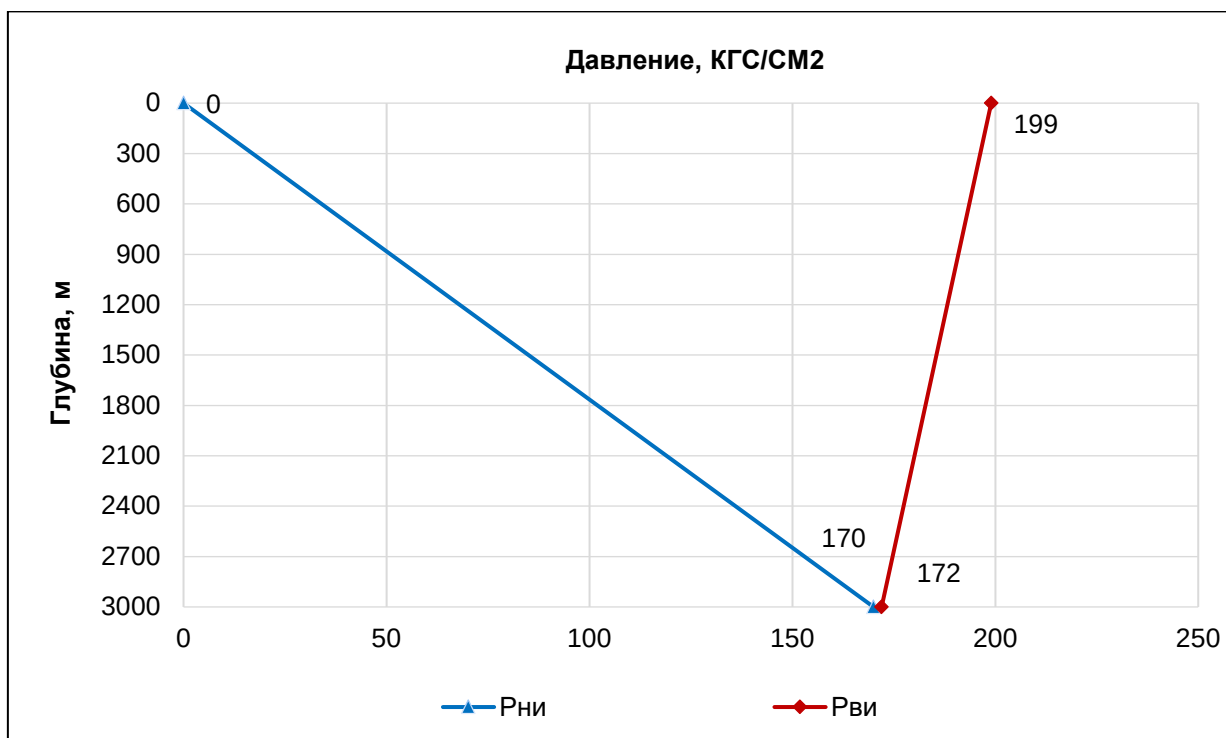


Рисунок 9.3– Эпюра избыточных наружных и внутренних давлений, действующих по длине на эксплуатационную колонну Ø 168,3 мм

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-101 из 276

Таблица 9.4 – Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 1)	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 2)	Номер равнопрочной секции труб в раздельно спускаемой части колонны (снизу табл. 5.2, гр. 3)	Интервал установки равнопрочной секции, м		Длина секции, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициент запаса прочности при		
			от (верх)	до (низ)				номинальный наружный диаметр, мм	тип соединения	марка (группа прочности) материала труб	толщина стенки, мм	избыточном давлении		растяжении
												наружно м	внутренн ем	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	1	0	20	20	2,33	2,33	426	ОТТМ	Д	11	>3,0	>3,0	>1,75
2	1	1	0	400	400	30,44	30,44	324	ОТТМ	Д	9,5	2,55	2,43	9,37
3	1	1	0	1500 (+/- 250м)	1500 (+/- 250м)	80,78	80,78	244,5	ОТТМ	Е	8,9	1,30	2,45	2,84
4	1	1	0	3000 (+/- 250м)	3000 (+/- 250м)	108,32	108,32	168,3	ОТТМ	Е	8,9	2,07	2,61	1,44

Примечание:

- 1) Допустимо применение обсадных труб из стали других групп прочности, марок и толщин стенок, при условии, что их прочность не ниже проектной.
- 2) В случае несоответствия фактических исходных геологических данных проектным, необходима корректировка компоновок обсадных колонн.
- 3) Согласно «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр от 15 июня 2018 года № 239», п.168 подпункт 8. Допускается, без внесения изменений в технический проект по согласованию с проектной организацией, отклонение глубины по стволу скважины и длины обсадной колонны от предусмотренных в техническом проекте в пределах ± 250 м (для наклонно-направленных и горизонтальных скважин ± 300 м).

Таблица 9.5 – Суммарная масса обсадных труб

Характеристика труб		Масса труб с заданной характеристикой, т		
тип соединения	Условное обозначение трубы по ГОСТ 632-80 условное обозначение муфты по ГОСТ 632-80	теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5
ОТТМ	426 - Д *11	2,33	2,44	2,57
ОТТМ	324 - Д *9,5	30,44	31,96	33,56
ОТТМ	244,5 - Е *8,9	80,78	84,82	89,06
ОТТМ	168,3 - Е *8,9	108,32	113,74	119,43

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-102 из 276

Таблица 9.6– Технологическая оснастка обсадных колонн

Название обсадной колонны	Номер секции колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны						Суммарное на колонну	
		Наименование шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, МУ, и т.д. на изготовление	Масса элемента, кг.	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт.	Количество, шт.	Масса, кг
					от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Направление	1	БК-426	ОСТ 39-011-87	140	0	20	1	1	140
		ЦКОД.1-426	ТУ 39-1443-89	115	-	15	1	1	115
		Пробка цем.ПРП-Ц-407*426	ТУ 3666-001-00141887-93	65	-	-	1	1	65
Кондуктор	2	БКМ-324	ОСТ 39-011-87	85	-	400	1	1	85
		ЦКОД.1-324	ТУ 39-1443-89	89	-	388	1	1	89
		ЦЦ-324/394-1*	ТУ 39-01-08-283-77	19	0	400	17	17	330
		Пробка цем. ПРП-Ц-324	ТУ 3666-001-00141887-93	25	-	-	2	2	50
Промежуточная колонна	3	БКМ-245	ОСТ 39-011-87	53	-	1500	1	1	53
		ЦКОД.1-245-2	ТУ 39-1443-89	52	-	1488	1	1	52
		ЦЦ-245/295*	ТУ 39-01-08-283-77	15	0	1500	71	71	1067
		ЦТ-245/295*	ТУ 39-01-08-284-77	9	400	1488	40	40	314
		МСЦ-1-245**	ТУ 39-01-08-284-77	75	-	1000*	1	1	75
		Пробка цем. ПРП-Ц-245	ТУ 3666-001-00141887-93	9,5	-	-	2	2	19,0
Эксплуатационная колонна	4	БКМ-168	ОСТ 39-011-87	23	-	3000	1	1	23
		ЦКОД.1-168-1	ТУ 39-1443-89	20	-	2988	2	2	50
		ЦЦ-168/216-1*	ТУ 39-01-08-283-77	10,5	0	3000	100	100	391
		ЦТ-168/212-216*	ТУ 39-01-08-284-77	4,5	2200	3000	33	33	150
		СК-168/214*	ТУ 26-16-9-75	1,2	2200	3000	20	20	40
		МСЦ-1-168**	ТУ 39-01-08-284-77	35	-	1400*	1	1	75
		Пробка цем. ПРП-Ц-168	ТУ 39-01-268-76	5	-	-	2	2	10

Примечание: 1. Допускается использование технологической оснастки других фирм-производителей при условии соответствия требованиям отечественных или зарубежных стандартов;

2. Количество и интервал установки центраторов, скребков и турбулизаторов должно быть откорректировано по результатам геофизических исследований для обеспечения степени центрирования не менее 80%;

3. *- После проведения ГИС определить глубину МСЦ-1-168 мм.;

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-103 из 276

Таблица 9.7 – Режим спуска обсадных труб

Обсадная колонна			Тип, шифр инструмента для спуска (элеватор, спайдер, спайдер-элеватор)	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединении		Интервал глубины с одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м/с		Допустимая максимальная скорость спуска труб на клиньях, м	Допустимая глубина спуска труб на клиньях, м	Периодичность долива колонны, м	Промежуточные промывки		
номер в порядке пуска	название колонны	номер части колонны в порядке пуска		шифр или название	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, и т.д. на изготовление	от (верх)	до (низ)				глубина, м	продолжи- тельность, мин	расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2	Кондуктор	1	Элеватор, Спайдер- элеватор	P-402	ТУ-38-101708- 78	0	400	0,2-0,4	400	60	100 400	1 цикл 1 цикл	36,0
3	Промежуточ- ная колонна	1	Элеватор, Спайдер- элеватор	P-402	ТУ-38-101708- 78	0 400	400 1500	0,3-0,4 0,3-0,2	1500	100	200 800 1500	1 цикл 1 цикл 1 цикл	36,0
4	Эксплуатацион- ная колонна	1	Элеватор, спайдер- элеватор	P-402	ТУ 38-101- 708-78	0 1500	1500 3000	0,3-0,2 0,2-0,25	3000	100	1500 1800 2500 3000	1 цикл 1 цикл 1 цикл 1 цикл	28,0

Примечание:

1. Частоту промежуточных промывок следует уточнять в соответствии с фактическим состоянием ствола скважины.
2. Скорость спуска обсадных колонн принята в соответствии с рекомендациями СТ РК 1746-2008.
3. Типы смазок рекомендуется принять в соответствии с рекомендациями Инструкции.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-104 из 276

Таблица 9.8 – Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Натяжение экс. колонны, тс	Плотность жидкости для опрессовки, г/см ³		Давление на устье скважины при опрессовке, кгс/см ²			Глубина установки пакера, м	Давление на устье скважины при опрессовке труб ниже пакера, кгс/см ²	Номер равнопрочной секции в отдельно спускаемой части (снизу-вверх) (см. табл. 9.4)	Давление опрессовки труб равнопрочной секции на поверхность и, кгс/см ²
				раздельно спускаемой части	цементного кольца	раздельно спускаемой части	цементного кольца	части колонны ниже муфты для двухступенчатого цементирования				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2	Кондуктор	1	-	1,17	1,17	75	24	-	-	-	1	79
3	Промежуточная колонна	1	-	1,16	1,18	125	64	-	-	-	1	132
4	Эксплуатационная колонна	1	-	1,01	-	199	-	-	-	-	1	209

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-105 из 276

9.2 ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Таблица 9.9 – Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колон-ны в по рядке спуска	Название колонны (см.табл.5.2 гр.2)	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по раздельно спускаемой части колонны			Данные по каждой ступени цементирования					
			Номер в порядке спуска (см.таб л.5.2)	Интервал установки, м		Глубина установки муфты для ступенчатого цементирования	номер ступени цементирования	высота цемент-ного стакана, м	Название порции тампонажного раствора	Интервал глубины цементирования, м	
				от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Направление	прямой	1	0	20	-	1	12	ПТЦ-I-G-CC-1 (G)	0	20
2	Кондуктор	прямой	1	0	400	-	1	12	ПТЦ-I-G-CC-1 (G)	0	400
3	Промежуточная колонна	2-х ступенчатый	1	0	1500	1000*	1 2	12 12	ПТЦ-I-G-CC-1 (G)	1000 0	1500 1000
4 1	Эксплуатационная колонна	2-х ступенчатый прямой	1 1	0 0	3000 (+/- 250м)	1400* -	1 2	12 12	ПТЦ-I-G-CC-1 (G) ПТЦ-I-G-CC-1 (G)	1400 0	3000 (+/- 250м) 1400

Примечание: * - Глубина установки МСЦ -1-245 и МСЦ -1-168 уточняется по результатам ГИС.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-106 из 276

Таблица 9.10 – Характеристика жидкостей для цементирования

Номер в порядке спуска	Название колонны в порядке спуска	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)						
				тип или название	объем порции, м³	плотность, г/см³	пластическая вязкость, сП	Динамическое напряжение сдвига, мГ/см² (Па)	время загустевания, мин.	время ОЗЦ, час.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	1	1	Буферная	0,8	1,01	-	-	-	-
				Тампонажный-1*	2,4	1,89	25-30	75 (12)	120	16
				Продавочная**	2,0	1,17	-	10-15	-	-
2	Кондуктор	1	1	Буферная	3,0	1,01	-	-	-	-
				Тампонажный-1*	23,4	1,75	18-20	50-75(10-15)	180	24
				Продавочная**	29,2	1,17	миним.	40-50(8-10)	-	-
3	Промежуточная колонна	1	1	Буферная	4,0	1,01	-	-	-	-
				Тампонажный-1*	19,2	1,89	18-20	50-75 (10-15)	240	24
				Продавочная**	61,8	1,19	<15	40-68(8-14)	-	-
		2	2	Буферная	4,0	1,01	-	-	-	-
				Тампонажный-2*	33,4	1,89	40-45	100 (20)	240	24
				Продавочная**	41,1	1,19	<15	40-68(8-14)	-	-
4	Эксплуатационная колонна	1	1	Буферная-1	4,5	1,01	-	-	-	-
				Тампонажный-1*	47,5	1,89	100-120	100 (20)	240	24
				Продавочная**	54,7	1,20	10-15	40-58(8-12)	-	-
		2	2	Буферная-2	4,5	1,01	-	-	-	-
				Тампонажный-2*	25,6	1,89	100-120	100-125 (20-25)	240	24
				Продавочная**	25,4	1,20	10-15	40-58(8-12)	-	-

Примечание: Фактические параметры цементного раствора могут меняться в зависимости от состояния ствола скважины.

* Объемы тампонажных растворов определены с учетом среднего коэффициента кавернозности (табл.4.1), который уточняется по результатам фактических геофизических исследований;

При цементировании промежуточной и эксплуатационной колонн обязательно проведение контрольных анализов тампонажных растворов (время загустевания, прочность и др.) с использованием проб цемента и воды затворения с буровой.

** Буровой раствор.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-107 из 276

Таблица 9.11 – Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонентов	Плотность, г/см ³	Норма расхода компонента, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7
Направление	1	1	Буферная	Вода техническая	1,0	1000,0
			Тампонажный -1	Цемент ПЦТ I - G -CC-1(G)*	3,15	1289
				Вода техническая	1,00	773,4
			Продавочная	Буровой раствор	1,17	-
Кондуктор	1	1	Буферная	Вода техническая	1,0	1000,0
			Тампонажный -1	Цемент ПЦТ I - G -CC-1 (G)*	3,15	1287,8
				Хлористый кальций CaCl ₂ (A-7)**	2,15	12,9
				Облегчающая добавка (A-2)**	2,4	25,8
				Пеногаситель (FP-21L)**	0,88	5,0
				Вода техническая	1,00	772,7
			Продавочная	Буровой раствор	1,17	-
Промежуточная колонна	1	1	Буферная	Вода техническая	1,0	976,6
				Поверхностно-активное в-во (MCS-A) **	1,02	24,3
			Тампонажный-1	Цемент ПЦТ I - G -CC-1(G)*	3,15	925,7
				Хлористый кальций CaCl ₂ (A-7)**	2,15	9,3
				Облегчающая добавка (A-2)**	2,40	18,5
				Понизитель водоотдачи (FL-25)**	1,28	13,9
				Пеногаситель (FP-21L)**	0,88	4,6
				Вода техническая	1,00	687,3
			Продавочная	Буровой раствор	1,19	-
			Буферная	Вода техническая	1,0	960,0
				Поверхностно-активное в-во (MCS-A) **	1,02	24,3
			Тампонажный-2	Цемент ПЦТ I - G -CC-1 (G) *	3,15	1276,9
				Понизитель водоотдачи (FL-25)**	1,28	6,4
				Расширяющаяся добавка (EC-1)**	3,2	5,1
				Пеногаситель (FP-21L)**	0,88	6,4
				Вода техническая	1,00	578,9
			Продавочная	Буровой раствор	1,19	-

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-108 из 276

продолжение таблицы 9.11

1	2	3	4	5	6	7
Эксплуатационная колонна	1	1	Буферная-1	Вода техническая	1,0	771,8
				Полимер/ПАВ (Ultra Flush II)**	1,6	4,3
				Поверхностно-активное в-во (MCS-A) **	1,02	26,2
			Тампонажный-1	Цемент ПЦТ I - G -CC-1(G) *	3,15	1052,7
				Понижитель водоотдачи (FL-62)**	1,28	13,7
				Расширяющаяся добавка (EC-1)**	3,2	4,2
				Понижитель вязкости (CD-32)**	1,25	10,5
				Замедлитель схватывания (R-3)**	1,36	8,4
				Пеногаситель (FP-21L)**	0,88	9,5
				Вода техническая	1,00	528,9
			Продавочная	Буровой раствор	1,20	-
		2	Буферная-2	Вода техническая	1,0	976,6
				Поверхностно-активное в-во (MCS-A)	1,02	24,3
				Цемент ПЦТ I - G -CC-1(G) *	3,15	990,7
			Тампонажный-2	Облегчающая добавка (A-2)**	2,4	14,9
				Понижитель водоотдачи (FL-25)**	1,28	19,8
				Замедлитель схватывания (R-3)**	1,36	7,9
				Пеногаситель (FP-21L)**	0,88	9,9
				Расширяющаяся добавка (EC-1)**	3,2	3,0
				Вода техническая	1,00	735,6
			Продавочная	Буровой раствор	1,20	-

Примечания: *Допускается использование цементов других марок при условии их соответствия требованиям ГОСТ 1581-96;

** - допускается использование химических реагентов других фирм-производителей (отечественных или зарубежных) при условии обеспечения ими требований, предъявляемых к данному цементному раствору (табл.9.10).



стр. I-109 из 276

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны в порядке спуска (снизу-вверх)	Номер ступени цементирования	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата или бурового насоса	Назначение агрегата или бурового насоса	Количество агрегатов (буровых насосов), работающих на одном режиме	Режим работы агрегатов (буровых насосов)						Время выполнения технологической операции, мин	
								диаметр цилиндрических втулок, мм	скорость агрегатов или число двойных ходов насоса	суммарная производительность агрегатов, л/с	давление, кг/см ²		объём порции на данном режиме, м³	в данном режиме	нарастающее от начала затворения до момента “стоп”
											допустимое для агрегатов (буровых насосов)	на устье скважины в конце операции			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	1	Цементирование направления	Буферная	ЦА-320М	закачка	2	114,3	3-4	13,25		-	0,8	1,0	1,0
				Тампонаж-1		затворение	2	114,3	3-4	13,25		-	2,4	3,0	4,0
				Тампонаж-1		закачка	2	114,3	3-4	13,25		-	2,4	3,0	7,0
				Бур.раствор		продавка	2	114,3	2-3	21,2		35	2,0	2	9
2	1	1	Цементирование кондуктора	Буферная	ЦА-320М	закачка	2	114,3	3-4	13,25		-	3,0	4,0	4,0
				Тампонаж-1		затворение	2	114,3	3-4	13,25		-	31,6		44
				Сброс пробки									5	49	
				Тампонаж-1		закачка	2	114,3	3-4	13,25		-	31,6	40	88
				Бур.раствор		продавка	2	114,3	3-4	21,2		-	30,7	24	112
				Бур.раствор		продавка	1	114,3	1-2	5,3		90,0	1,5	5,0	117,0

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-110 из 276

Продолжение таблицы 9.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
3		1	Цементирование технической колонны	Буферная	ЦА-320М	закачка	2	114,3	3-4	13,25		-	4,0	4,0	4,0
				Тампонаж-1		затворение	2	114,3	3-4	13,25		-	34,8	44	48
				Сброс пробки										5	53
				Тампонаж-1		закачка	2	114,3	3-4	13,25		-	34,8	27	80
				Бур.раствор		продавка	2	114,3	3-4	21,2		-	45,8	36	116
				Бур.раствор		продавка	1	114,3	1-2	5,3		90,0	1,5	5,0	121
		2		Буферная		закачка	2	114,3	3-4	13,25		-	4,0	4,0	4,0
				Тампонаж-2		затворение	2	114,3	3-4	13,25		-	50,2	63	143
				Тампонаж-2		затворение	2	114,3	3-4	13,25		-	50,2	63	207
				Сброс пробки										5	212
				Бур.раствор		продавка	2	114,3	3-4	21,2		-	45,3	36	247
				Бур.раствор		продавка	1	114,3	1-2	5,3		90,0	2,0	6,0	253
4	1	1	Цементирование эксплуатационной колонны	Буферная	ЦА-320М	закачка	2	127	III-IV	15,9			4,00	4,19	4,19
				Цем. раствор		закачка	2	127	III-IV	15,9			4,00	4,19	8,39
				Тампонаж-2		затворен	1	127	IV	10,6			29,10	45,75	54,14
				Тампонаж-2		закачка	1	127	IV	10,6			29,10	45,75	99,90
				Сброс пробки										5,00	104,90
				Вода технич.		продавка	2	127	IV	15,9			41,40	43,40	148,29
		2		Вода технич.		продавка	2	127	II	5,3			2,00	6,29	154,58
				Буферная		закачка	2	127	III-IV	15,9			4,00	5,01	5,01
				Тампонаж-1		затворение	1	127	IV	10,6			8,90	6,00	11,01
				Тампонаж-1		закачка	1	127	IV	10,6			8,90	13,99	25,01
				Тампонаж-2		затворен	1	127	IV	10,6			9,96	15,66	40,67
				Тампонаж-2		закачка	1	127	IV	10,6			9,96	15,66	56,33
				Сброс пробки										5,00	61,33
				Вода технич.		продавка	2	127	IV	15,9			16,13	16,91	78,23
				Вода технич.		продавка	2	127	II	5,3			2,00	6,29	84,52

Примечание: В процессе цементирования осуществляется контроль и регистрация следующих технологических параметров: плотность цементного раствора, производительность цементирующего агрегата, давление на устье скважины, время проведения каждой технологической операции. Допускается применение цементируочных агрегатов других фирм-производителей (Halliburton, Schlumberger-Dowell и т.д.), обеспечивающих требуемые режимы цементирования.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-111 из 276

Таблица 9.13 – Схема обвязки и потребность в цементируемых агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м (по стволу)		Номер схемы обвязки цементирования	Потребное количество ЦА											
						основных								дополнительных			
			тип	всего		в том числе для						тип	всего	в том числе резерв			
затворения	перемешивания	закачки			продавки	амбара	резерва										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
1	1	1	0	20	-	ЦА-320М	2	1	-	1	1	-	-	-	-	-	
2	1	1	0	400	-		7	4	-	2	1	-	-	-	-	-	-
3	1	1	1000	1500	-		7	4	-	2	1	-	-	-	-	-	-
					-		7	4	-	2	1	-	1	-	-	-	-
		2	0	1000	-		1	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-
					-		7	4	-	2	1	-	1	-	-	-	-
4	1	1	1400	3000	-		1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
					-		1	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-
		2	0	1400	-		7	4	-	2	1	-	1	-	-	-	-
					-		1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Примечание: Допускается применение цементируемых агрегатов других фирм-производителей при условии обеспечения требуемых режимов цементирования (таблица 9.12).

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-112 из 276

Таблица 9.14 – Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м (по стволу)		Потребное количество												
					смесительных машин				цементовозов				автоцистерн				
			от (верх)	до (низ)	тип	всего	в том числе для		тип	всего	в том числе для		тип	всего	в том числе для доставки жидкости		
							тампон ажа 1	тампон ажа 2			тампон ажа 1	тампон ажа 2			буфер ной	затвор ения	продав очной
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	1	1	0	20	СМН-20	1	1	-	-	1	1	-	АЦН-20	1	-	-	-
2	1	1	0	400		2	2	-	-	2	2	-		1	-	-	-
3	1	1	1000	1500		4	4	-	-	4	4	-		2	-	-	-
		2	0	1000		4	4	-	-	4	4	-		2	-	-	-
4	1	1	1400	3000		3	3	-	-	3	3	-		2	-	-	-
		2	0	1400		2	-	2	-	2	-	2		2	-	-	-

Примечание: Допускается применение цементировочной техники других фирм-производителей при условии обеспечения выполнения требований проекта.

Таблица 9.15 – Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники

№ п/п	Название или шифр	Потребное количество			
		номера колонн (см. табл. 5.2, гр. 1)			суммарное на скважину
		1	2	3	
1	2	3	4	5	6
1	Цементировочный агрегат ЦА-320М	2	7	7	7
2	Цементировочный агрегат 3ЦА-400А	-	-	1	1
3	Смесительная машина СМН-20	1	2	3	2
4	Блок -манифольда БМ-700		-	1	1
5	Станция контроля цементирования СКЦ-2М		-	1	1
6	Осреднительная емкость 1УСО-20		1	2	2
7	АЦН-20	1	1	2	2

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-113 из 276

Таблица 9.16 – Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов

№ п/п	Наименование или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. изготовление	Ед. изм.	Потребное количество						Суммар- ное на скважину
				Номера колонн (см. табл. 5.2, гр. 1)						
				1	2	3 (1 ст.)	3 (2ст.)	4 (1 ст.)	4 (2ст.)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Цемент ПЦТ I - G -CC-1(G)	ГОСТ 1581-96	тн	1,98	31,7	18,7	44,7	43,5	26,6	167,1
2	Хлористый кальций (А-7)***	API 10A	кг		310,8	183,0		-	-	493,8
3	Облегчающая добавка (А-2)***	API 10A	кг		621,6	366,0		-	391,3	1378,9
4	Понижитель водотдачи (FL-25)***	API 10A	кг		-	274,5	219,3	-	521,7	1015,5
5	Понижитель водоотдачи (FL-62)***	API 10A	кг		-	-		554,6	-	554,6
6	Понижитель вязкости (CD-32)***	API 10A	кг		-	-		426,6	-	426,6
7	Замедлитель схватывания (R-3)***	API 10A	кг		-	-		341,3	208,7	550,0
8	Пеногаситель (FP-21L)***	API 10A	кг		120,7	310,8	219,3	384,0	260,9	1295,7
9	Расширяющаяся добавка (EC-1)***	API 10A	кг		-	-	175,5	170,7	78,3	424,4
10	Поверхн.активное в-во (MCS-A)***	API 10A	кг		-	125,5		120,2	111,3	357,0
11	Полимер/ПАВ (Ultra Flush II)***	API 10A	кг		-	-		19,6	-	19,6
12	Вода техническая для затворения	местная	м³	1,2	19,9	14,5	21,2	22,9	20,7	100,5
13	Вода техническая для буфера	местная	м³	0,9	3,3	4,3	2,5	3,8	4,8	19,5
14	Всего воды	местная	м³	2,1	23,2	18,8	23,8	26,7	25,5	120,0

Примечание: 1. Допускается использование цементов марки ПЦТ I-G-CC-1 или марки “G” других фирм-производителей при условии их соответствия требованиям ГОСТ 1581-2019 и стандарта API 10A;

2. Допускается использование химических реагентов других фирм-производителей (отечественных или зарубежных) при условии обеспечения ими требований, предъявляемых к данному цементному раствору (табл. 9.10);

3. Для расчёта необходимого количества материалов использовались коэффициенты, учитывающие потери: для цемента K=1,05, для хим. реагентов – K=1,03, для воды затворения K=1,1 [17].

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-114 из 276

9.3 ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

Таблица 9.17 – Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы обяз- ки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, кг/см ²		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Количество	Допус- тимое рабо- чее да- вление, кг/см ²	Масса, тс	
Номер в порядке спуска	название		после уста- новки	перед вскрыти- ем напорного горизонта					единицы	суммарная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2	Кондуктор	42	75	24	Противовыбросовое оборудование (ОП 42-350/80-35, ГОСТ 13862-2003) в том числе: универсальный превентор (кольцевой) + превентор плащечный (два плащечных (сдвоенный превентор)	ГОСТ 13862- 2003	1 к-т 1 2	350	7,9 2x4,4	8,8
3	Промежуточная колонна		125	64	Противовыбросовое оборудование ОП 42-230/80-35 в том числе: универсальный превентор (кольцевой) + превентор плащечный (два плащечных (сдвоенный превентор)	ГОСТ 13862- 2003	1 к-т 1 2	350	3,025 2x1,5	6,025
4	Эксплуата- ционная колонна		199	-	Колонная головка ОКК2-35-168 x 245 x 324	ГОСТ 30196 - 2001		350	0,485	0,485
					Фонтанная арматура АФК-65-35	ГОСТ 13846 - 2003	1 к-т	350	1,2	1,2

Примечание: 1. Колонная головка должна обеспечивать возможность контроля давления в межколонном пространстве и закачку в него скважинной среды;
2. На корпусе колонной головки должны быть два боковых отвода, предназначенных для установки запорных устройств и манометра.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-115 из 276

10 ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ

10.1 Испытание пластов в процессе бурения

Таблица 10.1– Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

Объект испытания		Вид операции (опробование, испытание, испытание с геофизическими исследованиями)	Затраты времени на испытание							Суммарное время по всем объектам, сут	
			для буровой организации				для геофизической организации				
			нормативное время, ч			всего на объект, сут	нормативное время, ч		всего на объект, сут	для буровой организации	для геофизическо й организации
номер	глубина нижней границы, м		проработка по нормам ЕНВ	промывка по табл. 3 Вр. УСНВ	испытание (опробование) по табл. 2 Вр. УСНВ		ожидание притока по табл. 21 СНВ на ПГИ	испытание (опробование) по табл. 2, 21 СНВ на ПГИ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1 (J ₂ bt)	1950-1980	испытание	9,84	3,1	14	1,1	5,00	18,78	0,99	1,1	0,99
2 (J ₂ b)	2010-2040	испытание	10,05	3,2	14	1,3	5,00	18,82	0,99	1,3	0,99
3 (J ₂ b)	2085-2115	испытание	10,34	3,3	14	1,15	5,00	18,86	0,99	1,15	0,99
4 (J ₂ b)	2300-2350	испытание	10,68	3,4	14	1,17	5,00	19,04	1	1,17	1
5 (J ₂ a)	2410-2460	испытание	11,15	3,7	14	1,19	5,00	19,15	1,04	1,2	1,04
6 (J ₁)	2670-2720	испытание	11,25	3,8	14	1,2	5,00	19,55	1,05	1,22	1,05
7 (T ₂)	2930-2970	испытание	11,35	3,9	14	1,23	5,00	20,15	1,14	1,25	1,14
									Сумма	8,39	7,2
									Итого	8,39+7,2=15,59сут.	

Примечания:

1. Количество и интервалы пластоиспытания во время бурения, будут корректироваться геологической службой Заказчика в процессе бурения скважины по фактическим горно –геологическим условиям.
2. Проработку ствола скважины производить, если при спуско-подъемных операциях возникали посадки и затяжки бурильного инструмента.
3. Время ожидания притока жидкости и восстановления давления определяется геологической службой и контролируется материалами испытания.
4. На все время пластоиспытания предусмотреть дежурство цементировочного агрегата ЗЦА-400.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-116 из 276

Таблица 10.2 – Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

Номер объекта испытания (см. табл. 10.1)	Количество одновременно испытываемых объектов	Характеристика КИИ					Количество отбираемых проб	Режим работы пакера		Режим испытания объекта			Длина зумпфа, м	Диаметр долота для бурения под зумпф, мм	Хвостовик	
		тип испытателя пластов	количество, шт		шифр пакера	тип пробоотборника		осевая нагрузка, тс	начальный перепад давления, кг/см ²	депрессия, передаваемая, на пласт, кг/см ²	количество циклов исследования	время ожидания притока, ч			диаметр, мм	длина, м
			испытателей пластов	пакеров												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	1	ИПГ-146	1	1	ПЦР-146	ПН-1-146	1	10	24	75	2	5	-	215,9	127	20
2	1	ИПГ-146	1	1	ПЦР-146	ПН-1-146	1	10	25	72	2	5	-	215,9	127	20
3	1	ИПГ-146	1	1	ПЦР-146	ПН-1-146	1	10	35	72	2	5	-	215,9	127	20
4	1	ИПГ-146	1	1	ПЦР-146	ПН-1-146	1	10	35	75	2	5	-	215,9	127	20
5	1	ИПГ-146	1	1	ПЦР-146	ПН-1-146	1	10	35	78	2	5	-	215,9	127	20
6	1	ИПГ-146	1	1	ПЦР-146	ПН-1-146	1	10	35	78	2	5	-	215,9	127	20
7	1	ИПГ-146	1	1	ПЦР-146	ПН-1-146	1	10	35	78	2	5	-	215,9	127	20

Примечания:

1. Компоновка и технологические режимы работы испытателя уточняются после интерпретации материалов ГИС.
2. Допускается использование других типов испытателей пластов и пакеров с аналогичными характеристиками.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-117 из 276

Таблица 10.3 – Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

Номер объекта	Интервал залегания объекта		Тип опробователя	Испытание объекта			Источник норм времени
	от (верх)	до (низ)		количество отбираемых проб, шт.	продолжительность работы, сут	количество выездов отряда, шт.	
1	2	3	4	5	6	7	8
Опробование пластов в процессе бурения пластоиспытателем, спускаемым на кабеле, не предусматривается							

10.2 ОСВОЕНИЕ ГОРИЗОНТОВ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ

Таблица 10.4 – Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)

Номер лифтовой колонны	Номер секции	Интервал установки секции, м		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, т			Коэффициент запаса прочности		
		от (верх)	до (низ)	номинальный наружный диаметр, мм	тип	марка (группа прочностистали)	толщина стенки, мм	теоретическая масса 1 м,		теоретическая	с учётом		на растяжение	на избыточное	
											плюсового допуска	запаса при спуске в скважину		наружное	внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	0	3000 (+/- 250м)	73	высажены-ные	Д	5,5	9,64	3000 (+/- 250м)	28,92	29,96	-	1,53	>1,15	>1,32

Примечание:

1. Глубина установки башмака НКТ принимается на 10 м выше верхней границы интервала перфорации, который намечается по результатам каротажа.;
2. Марка стали НКТ взята по ГОСТ 633 - 80 (допускается использование труб марки J - 55 с толщиной стенки 5.51 мм по стандарту 5А АНИ)
3. Можно применять аналогичные насосно-компрессорные трубы соответствующей прочности стали.
4. По желанию Заказчика при перфорации на депрессии колонну НКТ спускать с перфораторами, взрывной головкой с автозамком, циркуляционным патрубком, пакером и клапаном отсекателем. После отстрела перфораторы автоматически сбрасываются на забой.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-118 из 276

Таблица 10.5 – Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов

Номер объекта испытания	Интервал установки цементного моста,м		Характеристики жидкости									
			название объекта или тип	объем порции, м3	плотность, г/см3	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига,мгс/см2	Составляющие компоненты				
	от (верх)	до (низ)						название	плотность, г/см3	влажность, %	сорт	Удельный расход на 1 м3 раствора,кг/м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1 (Т2)	2710	2720	Буферная-1	2,00	1,00	-	-	Вода техническая	1,00	-	-	1000
			Тампонажный	1,2	1,89	10--15	15--75 (3-15)	Цемент ПЦТ I-G-CC-1	3,15	-	-	1308,7
								Замедлитель схватывания НТФ	1,5	-	-	2,00
								Вода техническая	1,00	-	-	1000,00
			Буферная-2	0,4	1,00	-	-	Вода техническая	1,00	-	-	584,2
			Продавочная	5,8	1,08	min	40--58 (10-12)	Буровой раствор	1,21	-	-	-
2 (J1)	2435	2445	Буферная-1	2,00	1,00	-	-	Вода техническая	1,00	-	-	1000
			Тампонажный	1,2	1,89	10--15	15--75 (3-15)	Цемент ПЦТ I-G-CC-1	3,15	-	-	1308,7
								Замедлитель схватывания НТФ	1,5	-	-	2,00
								Вода техническая	1,00	-	-	1000,00
			Буферная-2	0,4	1,00	-	-	Вода техническая	1,00	-	-	584,2
			Продавочная	5,2	1,08	min	40--58 (10-12)	Буровой раствор	1,21	-	-	-
3 (J2a)	2350	2360	Буферная-1	2,00	1,00	-	-	Вода техническая	1,00	-	-	1000
			Тампонажный	1,02	1,89	10--15	15--75 (3-15)	Цемент ПЦТ I-G-CC-1	3,15	-	-	1308,7
								Замедлитель схватывания НТФ	1,5	-	-	2,00
								Вода техническая	1,00	-	-	1000,00
			Буферная-2	0,4	1,00	-	-	Вода техническая	1,00	-	-	584,2
			Продавочная	5,00	1,08	min	40--58 (10-12)	Буровой раствор	1,21	-	-	-

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-119 из 276

продолжение таблицы 10.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
4 (J2b)	2320	2324	Буферная-1	2,00	1,00	-	-	Вода техническая	1,00	-	-	1000
			Тампонажный	1,2	1,89	10--15	15--75 (3-15)	Цемент ПЦТ I-G-CC-1	3,15	-	-	1308,7
								Замедлитель схватывания НТФ	1,5	-	-	2,00
								Вода техническая	1,00	-	-	1000,00
			Буферная-2	0,4	1,00	-	-	Вода техническая	1,00	-	-	584,2
5 (J2b)	1975	1985	Продавочная	4,8	1,08	min	40--58 (10-12)	Буровой раствор	1,21	-	-	-
			Буферная-1	2,00	1,00	-	-	Вода техническая	1,00	-	-	1000
			Тампонажный	1,2	1,89	10--15	15--75 (3-15)	Цемент ПЦТ I-G-CC-1	3,15	-	-	1308,7
								Замедлитель схватывания НТФ	1,5	-	-	2,00
								Вода техническая	1,00	-	-	1000,00
			Буферная-2	0,4	1,00	-	-	Вода техническая	1,00	-	-	584,2
			Продавочная	4,3	1,08	min	40--58 (10-12)	Буровой раствор	1,21	-	-	-

Таблица 10.6 – Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	Потребное количество, шт.
1	2	3
1,2,3,4,5	Цементировочный агрегат ЦА-320М	2
	Смесительная машина СМН-20	1
	Блок манифольдов БМ-700	1

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-120 из 276

Таблица 10.7 – Потребное количество материалов для установки цементных мостов

№ п/п	Наименование или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество					Суммарное на скважину**
				Номера объектов (см. табл. 10.5, гр. 1)					
				1	2	3	4	5	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	12
1	Цемент ПЦТ I - G -CC-1(G)	ГОСТ 1581-2019	тн	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	6,00
2	Замедлитель схватывания (НТФ)*	API 10A	кг	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	10,00
3	Вода техническая для затворения	местная	м3	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	4,00
4	Вода техническая для буфера	местная	м3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	12,00
5	Всего воды	местная	м3	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	16,00

Примечание

*-допускается использование других химических реагентов (отечественных или зарубежных) при условии обеспечения ими требований, предъявляемых к данному цементному раствору (табл.10.5)

**-для расчета необходимого количества материалов использовались коэффициенты, учитывающие потери: для цемента K=1.05, для хим. реагентов - K=1.03, для воды затворения K=1.1 [17].

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-121 из 276

Таблица 10.8 – Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интесификации	Номера таблиц по ССНВ	Продолжительность, сут	
		на испытание или	процесса	суммарная по
		местные нормы	операции 1 объект сут.	6 объектов), сут.
1	2	3	4	5
1,2,3,4,5,6	ПЗР перед испытанием	ССНВ табл.22, п.3	1,9	11,4
	Шаблонирование эксплуатационной колонны	ССНВ табл.22, п.13	1,2	7,2
	Смена бурового раствора на перфорационную жидкость(раствор CaCl2)	ССНВ таб.25, графа 8	0,6	3,6
	Перфорация обсадной колонны	ССНВ таб.22, графа 8 и таб. В, графа 3	1,3	7,8
	ПЗР к спуску и спуск НКТ, установка ФА	ССНВ таб.22, графа 5 ,ССНВ	1	6
	Смена перфорационной жидкости (раствора CaCl2) на техническую воду с удельным весом 1.0-1.01г/см3.	ССНВ таб.22, графа 7	0,5	3
	Вызов притока с применением ГНКТ и азотно-компрессорной установки (АКС-250) с пусковыми муфтами.	ССНВ таб. 27 графа 2, п.3,2	1,2	7,2
	Вызов притока и отработка с применение ГНКТ и с использованием азотной установки с пусковыми муфтами.	ССНВ таб.22, графа 5	1,2	7,2
	Освоение, очистка забоя и гидродинамические исследования	ССНВ таб. 27, таб. 28	16,3	97,8
	Глушение скважины. Наблюдение за скважиной.	ССНВ таб.22, графа 9	0,2	1,2
	Монтаж ГИС оборудования. Спуск и установка ВП-135.(вариант: если зумп следующего объекта не позволяет,устанавливаем ЦМ на желонке)	ССНВ таб.22, графа 9	1	6
	Если зумп позволяет то: ВП-135 и установка цементного мостана НКТ (поверх ВП-135).	ССНВ таб.22, графа 9	1,1	6,6
	Гидроразрыв пласта	ССНВ таб.24, графа 6	2,5	15
Всего:			30,0	180,0

Примечание: * Гидродинамические исследования на режимах производятся по желанию Заказчика.

Допускается установка цементного моста стреляющим тампонажным снарядом или взрыв-пакером.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-122 из 276

Таблица 10.9 – Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Название или шифр агрегата	Количество вызовов	Источник норм времени	Продолжительность работы (6 объекта), ч
1	2	3	4	5	6
1, 2, 3, 4, 5,6	Опрессовка НКТ	ЦА-320*	1	ЕНВИ §§ 7, 8	17,2
	Опрессовка колонны, колонной головки и ФА	ЦА-320	1	ЕНВИ § 17	1,7
	Смена бурового раствора на перфорационную жидкость	ЦА-320	1	ЕНВИ §§ 29 (а), 30	4,2
	Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки	ЦА-320	1	ЕНВИ § 26 (б)	2,0
	Задавка скважины	ЦА-320	2	ЕНВИ §§ 60, 61, 62	8,4
	Установка цементного моста на НКТ	ЦА-320	2	ЕНВИ §§ 63, 64, 65	5,5
	Испытание цем. моста на герметичность методом давления	ЦА-320	2	ЕНВИ §§ 63, 66, 69	29,3
	Вызов притока, Отработка скважины с использованием азотно-компрессорной установки	АКС	1	ЕНВИ §§ 32, 33, 34	5,7
	Гидроразрыв пласта*		1	ССНВ таб.24, графа 6	60,0
	Суммарная по скважине				134х6=804

Примечания: * Допускается применение аналогичных агрегатов.

Гидроразрыв пласта производится комплексом необходимого оборудования в соответствии с Программой работ, составленной по результатам ГИС.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-123 из 276

Таблица 10.10 – Потребное количество материалов для освоения скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	Концентрация кг/м³	Единица измерения	Потребное количество
1,2,3,4,5,6	Перфорационная жидкость плотностью 1,17 г/см³, объем:				54,72
	Вода (основа перфорационной жидкости)	местный	844,4	м³	45,30
	Хлористый натрий NaCl	Ст. АНИ	245,1	т	13,4
	Сополимер хлорида полидиаллилдиметиламмония (ПолиДАДМАХ) с малеиновым ангидридом	Ст. АНИ	50,0	т	1,6
	Крахмал модифицированный или карбоксиметилированный термостойкостью до 130*С	Ст. АНИ	30,0	кг	1641,6
	Пеногаситель кремнийорганический	Ст. АНИ	1,0	кг	54,72
	ПАВ - деэмульгатор	Ст. АНИ	0,3	кг	16,416
	Вода (для смены бурового раствора на воду и промывки - 2 цикла)	Местный		м³	109,44

Примечание: 1. Количество бурового раствора перед освоением скважины взято согласно пункту 514 «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности». Один объем раствора находится в скважине, два объема бурового раствора в емкостях на поверхности;

2. Запас в объеме одной скважины на случай «глушения» обеспечивается буровым раствором

3. Вызов притока производить с использованием азотно-компрессорной установки.

Таблица 10.11 – Оработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел

Номер объекта	Продолжительность, сут	Ожидаемый дебит скважины по нефти, т/сут	Ожидаемый газовый фактор, м³/т	Ожидаемый объем сжигания сырого газа на факелах, тыс.м³
1	2		3	4
1 (Т ₂)	30	5,5	145,2	23,96
2 (J ₁ -XIII)	30	8,6	85,2	21,98
3 (J ₂ XI)	30	8,6	85,2	21,98
4 (J ₂ X)	30	18,3	117,7	64,62
5 J ₂ IX	30	9,5	117,7	33,54
6 (J ₂ VI)	30	12	40,5	14,58
Итого				180,66

Примечание: Испытание продуктивных горизонтов в эксплуатационной колонне проводится с сжиганием попутного газа на факеле. Продолжительность испытания каждого объекта составляет 30 суток на штуцерах 4мм, 6мм и 8мм с целью определения дебитов газа и пластового флюида, гидродинамических характеристик объектов испытания, а также проведения ГДИС в указанном объеме, отбора и анализа устьевых проб и проведения комплексного анализа по определению состава газа.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-124 из 276

11 ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

Таблица 11.1– Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ

Название обсадной колонны	Номер по порядку проведения дефектоскопии бурильного инструмента	Глубина скважины при проведении операции по стволу, м	Время механического бурения между очередными проверками, сут.	Тип контролируемых бурильных труб и УБТ	Количество контролируемых концов, шт.	Вид операции дефектоскопии: трубные резьбы СБТ, зона сварного шва, УБТ и переводники, толщинометрия ЛБТ	Норма времени на контроль одной трубы, мин	Продолжительность дефектоскопии, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кондуктор Ø 323,9 мм	визуальный, магнитопорош- ковый контроль, ультразвуковой, проникающими веществами	400	30	УБТС - 203 мм	14	Трубные резьбы СБТ, УБТ, ТБТ и переводники	2,4	0,08
			30	КЛС Ø 393,7 мм СТ	2		2,4	0,08
			30	УБТС – 178,0 мм	18		2,4	0,09
			30	СБТ 127,0	296		2,4	1,12
Тех.колонна Ø 244,5 мм		1500	45	УБТС – 203,0 мм	10		2,4	0,23
			45	КЛС 295,7 мм СТ	4		2,4	0,16
			90	СБТ 127,0	293		2,4	6,6
Эксплуатационная 168,3 мм		3000	45	УБТС- 178 мм	22		2,4	0,5
			45	УБТС- 165 мм	24		2,4	0,54
			90	СБТ 127,0 мм	468		2,4	10,6

Примечания: Периодичность проверки дефектоскопией элементов бурильной колонны принята по таблице 4.1 РД39 – 013 – 90 [13];

 КМГ ИНЖИНИРИНГ	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-125 из 276

Таблица 11.2 – Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина от стола ротора, м	Используемая для выполнения операции техника		Максимальное давление создаваемое агрегатом при опрессовке, кгс/см ²	Источник норм времени	Продолжительность операции, час.
			Тип (шифр)	количество, шт.			
1	2	3	4	5	6	7	8
Кондуктор Ø 323,9 мм	Кондуктор совместно с ПВО	400	ЦА-320 М*	1	75	ЕНВБ&109	1,35
	цементное кольцо и горные породы	403	ЦА-320 М*	1	24	ЕНВБ&112	1,53
Промежуточная колонна Ø 244,5 мм	Промежуточная колонна совместно с ПВО	1500	ЦА-320 М*	1	125	ЕНВБ&109	1,35
	цементное кольцо и горные породы	1503	ЦА-320 М*	1	64	ЕНВи&17	1,78
Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм	Эксплуатационная колонна с колонной головкой ОКК2- 35-168 х 245х324	3000 (+/- 250м)	ЦА-320 М*	1	199	ЕНВБ&109	1,35
	Фонтанная арматура АФК- 65-35 с эксплуатационной колонной	3000 (+/- 250м)	ЦА-320 М*	1	199	ЕНВи&17	1,78

Примечания: Фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть опрессована на величину пробного давления, а после установки – на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны (глава 5, параграф 17 п. 509 ПОПБОПО НГОП). Величина пробного давления равна 2 Р_р (согласно п. 3.3, таблицы 3, ГОСТ 13846-2003 Арматура фонтанная и нагнетательная).

* Допустимо применение опрессовочных агрегатов других типов с соответствующими рабочими давлениями.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-126 из 276

12 СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

12.1 Подготовительные работы к строительству скважины

Выбор буровой установки

Основными критериями выбора комплекта буровой установки являются:

- глубина скважины;
- вес спускаемых бурильных и обсадных колонн;
- грузоподъемность и монтажеспособность;
- мобильность, экологичность;
- экономичность эксплуатации;
- уровень механизации технологических процессов.

Строительство, монтаж и демонтаж буровой установки, наземных сооружений производится при наличии:

- плана организации работ (далее – ПОР) по монтажу-демонтажу буровой установки, строительству наземных сооружений, жилого комплекса с бытовыми и санитарно-гигиеническими помещениями, в соответствии с техническим проектом на строительство скважины;
- нарядов-допусков на выполнение строительно-монтажных работ в охранной зоне наземных и подземных коммуникаций, трубопроводов и электрических линий;
- технологического регламента на строительно-монтажные работы;
- положения о производственном контроле.

Исходя из этого, для бурения проектных скважин до глубины 3000м (+/- 250м) м при максимальном весе бурильной колонны – 118,88 т, обсадной колонны – 108,32 т, а также исходя из вышеперечисленного, руководствуясь «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» (глава 13, п.190) выбираем буровую установку грузоподъемностью не ниже $118,88 \times 1,4 = 166,4$ тн. выбраны буровые установки грузоподъемностью не менее 225 тн., с ситемой верхнего привода (Top Drive system).

Буровое оборудование скомпоновано, в основном, крупными блоками, модулями, мелкими блоками, которые транспортируются со скважины на скважину на тяжеловозах тягачами, на трейлерах без разборки на отдельные агрегаты. Крупные блоки, модули, мелкие блоки с оборудованием устанавливаются на железобетонные плиты (фундамент) многократного использования. Все это существенно повышает монтажеспособность установки и значительно сокращает затраты времени и средств на монтаж, демонтаж оборудования и его транспортировку.

Буровое оборудование должно иметь технические паспорта и формуляры установленного образца фирмы изготовителя. Паспорта должны храниться в службах главного механика и главного энергетика, которые вносят в них сведения об эксплуатации, ремонте, дефектоскопии оборудования и периодичности

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-127 из 276

контрольных испытаний. Монтаж и эксплуатация бурового оборудования допускается только при наличии сертификатов на безопасность.

Устройство электроустановок нефтегазодобывающей промышленности должно соответствовать «Правилам устройств электроустановок» (ПУЭ), а их эксплуатация – «Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТЭ) и «Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТБ).

Буровая установка оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессами бурения.

Система приготовления и циркуляции бурового раствора исключает загрязнение почвы буровым раствором и химическими реагентами, используемыми для обработки бурового раствора и обеспечивает высокую очистку бурового раствора от выбуренной породы, что позволяет повторно использовать буровой раствор на других скважинах.

В холодное время буровая обогревается паровым котлом.

Таблица 12.1– Подготовительные работы к строительству скважины

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единиц измере- ния	Номер вариант а подгото- витель- ных работ	Номера скважин по варианту подготови- тельных работ	Коли- чество
1	2	3	4	5	6
1	Снятие с буровой площадки плодородного слоя почвы толщиной 15+5 см $V = 50 \text{ м} \times 80 \text{ м} \times 0.2 \text{ м} = 800 \text{ м}^3$	100 м ³	1	№ БВ-4	0,8
2	Обваловка площадки ГСМ (20 м × 2 + 15 м × 2) × 1,25 м	-«-	«	«	0,875
3	Сооружение емкости на отводах ПВО для сбора пластового флюида в случае НГВП	шт.	«	«	2
4	Планировка буровой площадки механическим способом при, грунт II кат. а) при монтаже 50м*80м*0.2м=800 б) при демонтаже 50м*80м*0.2м=800	1000 м ³	«	«	1,6
Строительство водопровода на поверхности :					
5	- прокладка труб Ø 73мм	100м	«	«	10
	- установка задвижек Ø 73мм	шт	«	«	2
	- установка задвижек на пожарных гидрантах	шт	«	«	3
	- устройство пожарных гидрантов	шт	«	«	3
	-установка вентилей Ø 73мм	шт	«	«	7
	-Устройство противокоррозионной изоляции водопровода - Ø 73мм	100м	«	«	10

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-128 из 276

Монтаж топливопровода и линии химреагентов:					
6	- прокладка труб Ø 73мм	100м	«	«	0,8
	- прокладка труб Ø 25мм	100м	«	«	0,8
	- установка задвижек Ø 73мм	шт	«	«	2
	- установка вентилей Ø 25мм	шт	«	«	6
7	- устройство паропровода (с учетом обратной линии)	100м	«	«	0,8
8	Теплоизоляция трубопроводов войлоком или аналогичными материалами и изоляция противокоррозионная трубопроводов (спускные линии, ~~повешенные линии, тепловые бунты, восток, пар~~)	100 м	«	«	18
9	Строительство низковольтной силовой и осветительной линии электропередач с алюминиевым проводом, сечением 3,5мм ²) *	100м	«	«	4,5
10	-количество проводов -5 шт	100 м	«	«	5
11	Строительство кабельной линии сечением от 2,5мм ² до 70мм ² на деревянных опорах или металлических опорах **	100м	«	«	3,5
12	Установка металлических опор **	шт	«	«	10
13	Пожарные стояки (гидранты)	шт	«	«	2

Примечание: 1. Буровой подрядчик до начала работ по монтажу, демонтажу и строительству буровой установки должен иметь:

- план организации работ (далее – ПОР);
- наряды-допуски на выполнение строительно-монтажных работ в охранной зоне наземных и подземных коммуникаций, трубопроводов и электрических линий;
- технологический регламент на строительно-монтажные работы;
- положения о производственном контроле;
- план ликвидации аварий.
- При планировании площадки используется:
- бульдозер 1 единица;
- экскаватор 1 единица;
- автотранспорт 1 единица.

* Низковольтная осветительная линия предусматривается на случай установки внешнего дополнительного освещения буровой площадки и для возможных нужд жилгородка;

** Допускается установка опор из другого материала.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-129 из 276

Таблица 12.2 – Перечень топографо-геодезических работ

№№ п/п	Наименование работ (перенесение в натуру местоположения скважины, определение пластово-высотного положения устья скважины, определения азимута)	Номер скважины	Количество скважин
1	2	3	4
1	Макшейдерские услуги (отбивка точки заложения скважины)	№ БВ-4	1
2	Рекогносцировка участка работ	-«-»	-«-»
3	Заготовка вех и кольев	-«-»	-«-»
4	Перенесение в натуру и закрепление на местности местоположения скважины	-«-»	-«-»
5	Определение координат устья скважины методом теодолитного хода	-«-»	-«-»
6	Определение высоты устья скважины методом технического нивелирования	-«-»	-«-»
7	Определение азимута	-«-»	-«-»
8	Ведение полевой документации	-«-»	-«-»
9	Камеральная обработка материалов	-«-»	-«-»
10	Переезды на участке работ	-«-»	-«-»

Примечание: Работы производятся Заказчиком.

12.2 Объемы строительных и монтажных работ для строительства скважины

Таблица 12.3 – Варианты строительных и монтажных работ

Номер варианта	Номера скважин	Номер комплекта бурового и силового оборудования	Вид привода (электрический, ДВС)	Вид строительства (первичное, повторное)
1	2	3	4	5
1	№ БВ-4		Дизельно-электрический	первичный

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-130 из 276

Таблица 12.4 - Объёмы работ по монтажу бурового и силового оборудования

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Един. измер.	№ ва рианта	К-во	Способ и вид транспортировки (на тягачах, автотранспортом, и т.д.)	
					первичный	повторный
1	2	3	4	5	6	7
	Буровая установка грузоподъемность: не менее 225 тн. Силовой привод буровой установки – три дизельных двигателя CAT3412B, N-1310 кВт, 3 комплекта. Дизель – генератор C550D5, N-440 кВт, 2 комплекта Дизель – генератор резервный DY440C, N-300 кВт, 1 комплект (резервный).			3 2 1		
1	Агрегатно-вышечный блок	к-т	1; 2	1		
	В том числе:- вышка корпусная высотой 45 м	к-т	1; 2	1		
2	- Кронблок, грузоподъемность –не менее 315 тн, число шкивов 7	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
3	- Талевый блок - г/п-315 тн	-"-	1;2	1	-"-	-"-
4	- Крюкоблок, г/п-315 тн	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
5	Тип крепления неподвижного «мертвого» конца талевого каната, 315тн	агр.	1; 2	1		
6	Воздухосборник	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
7	Воздухосушитель	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
8	Эл. двигатель 40 квт для компр.	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
9	Вспомогательная лебедка гр.3т	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
10	Гидравлический ключ для бурильного инструмента	-"-	1; 2	1	Кран-25 тн,Кран-10 тн	
11	Ротор, г/п -450т	-"-	1;2	1	Кран-10 тн, автомашина	
12	Вертлюг, г/п -450 тн	-"-	1;2	1	-"-	-"-
13	Средства управления бурильщика	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
13.1	Пульт управления бурильщика	к-т	1;2	1	-"-	-"-
13.2	Индикаторы процессов бурения (нагрузка на долото, число оборотов, крутящий момент при свинчивании труб, расход бурового раствора, число ходов насоса)	агр.	1;2	1	-"-	-"-
13.3	Индикаторы (вес колонны, проходка, крутящий момент стола ротора, давление на выкидных насоса, скорость хода насоса)	агр.	1;2	1	-"-	-"-
13.4	Индикатор бурового раствора в приемных емкостях и уровня потока	агр.	1; 2	2	-"-	-"-
13.5	Инклинометрическое оборудование	агр.	1; 2	1	-"-	-"-
14	Стояк стальной 4"х35 высокого давления 350 кгс/см ² для подачи бурового раствора	агр.	1; 2	1	-"-	-"-

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-131 из 276

Продолжение таблицы 12.4

1	2	3	4	5	6	7
15	Стальной страховочный канат с приспособлением для аварийного спуска верх.рабочего	агр.	1; 2	1	-"	-"
16	Подсвечник для бурильных труб	агр.	1; 2	1	-"	-"
17	Шурф для сборки бурильных труб	агр.	1; 2	1	-"	-"
18	Шурф для квадрата	агр.	1; 2	1	-"	-"
19	Вспомогательная лебедка грузоподъемностью -5тн.	агр.	1; 2	2	-"	-"
20	Металлические полы рабочей площадки 13мх13,9 м	агр.	1; 2	2	-"	-"
21	Металлическое подвышечное основание -7,5 м - высота	кр.бл	1; 2	1	-"	-"
22	Лебедочный блок, в том числе:					
22.1	Буровая лебедка N-1100 квт –г/п 340 тн.	кр.бл	1; 2	1	-"	-"
22.2	Вспомогательный тормоз	кр.бл	1; 2	1	-"	-"
22.3	Электрический двигатель для привода лебедки	кр.бл	1; 2	2	-"	-"
22.4	Электродвигатель для привода ротора 600 квт	кр.бл	1; 2	1	-"	-"
22.5	Автомат подачи долота	-"	1; 2	1	-"	-"
22.6	Панель управления двигателями ротора и лебедки	-"	1; 2	1	-"	-"
22.7	Автоматический аварийный электротормоз/клапан	-"	1; 2	1	-"	-"
23	Электростанция	-"	1; 2	1	-"	-"
23.1	Дизель – генератор C550D5, N-440 кВт, 2 комплекта, Дизель – генератор резервный DY440C, N-300 кВт, 1 комплект (резервный).	-"	1; 2	2/1	-"	-"
23.2	Складское помещение (контейнера морского типа)	-"				
23.2.1	Дизельный двигатель CAT 3512B, N-1310 кВт	-"	1; 2	3	-"	-"
23.2.2	Электрокомпрессорный блок	-"	1; 2	2	-"	-"
23.2.3	Воздухосборник с устройством для осушки воздуха	-"	1; 2	1	-"	-"
24	Насосный блок в том числе:	-"	1;2	1		
24.1	- насос -960 квт	-"	1;2	2		
24.2	- двигатель, N-1080 квт для привода насоса с панелями управления	-"	1;2		-"	-"
24.3	Металлическая рама (сани)	-"	1;2	3	-"	-"
25	- всасывающая линия низкого давления – 254 мм	-"	1;2	3	-"	-"
26	Задвижки низкого давления на всасывающей линии -254 мм	-"	-"	6	-"	-"
27	Линия высокого давления – для подачи бурового раствора от насосов в скв./манифольд бур.насосов/с зажимами для крепл.	-"	-"	1	-	
28	Задвижки высокого давления на манифольде бур.нас. – 5 шт.	-"	-"	7	-	

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-132 из 276

Продолжение таблицы 12.4

1	2	3	4	5	6	7
29	Циркуляционная система, в том числе:					29
29.1	Выкидная линия –/скважина-вибросито	узел	-"-	10 м	-"-	29.1
29.2	Емкость для приготовления бур.р-ра, V = 20 м³	узел	-"-	1	-"-	
29.3	Механический перемешиватель с электродв. N-15kW	-"-	-"-	1	-"-	-"-
29.4	Гидравлический перемешиватель-воронка	-"-	-"-	2	-"-	-"-
29.5	Емкости резервные V=100 м³ для запаса бур.р-ра с металл.ходами и огражд., в том числе:	узел	-"-	2	-"-	-"-
29.5.1	Емкости рабочие V=100 м³ для запаса бур.р-ра с металл.ходами и огражд., в том числе:	узел	-"-	3	-"-	-"-
29.5.2	Механический перемешиватель с электродв. N-15kW	-"-	-"-	3	-"-	-"-
30	Вибросито с электродв. на каждое вибросито	-"-	-"-	3	-"-	-"-
31	Илоотделитель с центробежным насосом, 6х8 и электродвигателем к нему N-55kW	-"-	-"-	1	-"-	-"-
32	Пескоотделитель с центробежным насосом и электродвигателем к нему N-55kW	кр.бл	1; 2	1	-"-	-"-
33	Центрифуга электронасосом N-55kW	кр.бл	1; 2	1	-"-	-"-
34	Дегазатор	-"-	-"-	2	-"-	-"-
35	Объем отстойника V – 20 м³	-"-	-"-	1	-"-	-"-
36	Емкость доливная V – 50 баррелей с центробежным насосом	-"-	-"-	1	-"-	-"-
37	Обвязка емкостей трубопроводами/доливная, воды, топливная	узел	-"-	1	-"-	-"-
38	ПВО в том числе:					-"-
38.1	Противовыбросовое оборудование на 350кгс/см² (аналог ОП 45 – 230/80х350 ГОСТ 13862-2003):					
38.2	Универсальный превентор (кольцевой) на 350 атм.	агр.	агр.	-"-	1	-"-
38.3	Превентор плащечный на 350 атм. (сдвоенный плащечный превентор)	агр.	агр.	-"-	2	-"-
38.4	Дублирующая панель управления	-"-	-"-	1	-"-	-"-
38.5	Задвижка шт с гидравлическим управлением	-"-	-"-	10	-"-	-"-
38.6	Задвижка с ручным управлением	-"-	-"-	2	-"-	-"-
38.7	Штуцерный манифольд с батареей задвижек и с регулируемыми штуцерами	-"-	-"-	1	-"-	-"-
38.8	Аккумулятор , Рабочий объем – 1600 л	-"-	-"-	1	-"-	-"-
38.9	Линия глушения и Дросселирования	-"-	-"-	1	-"-	-"-
38.10	Гидравлические линии к пультам управления ПВО	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
39	Приемный мост металлический горизонтальный	м.бл.	1; 2	1	-"-	-"-
40	Приемный мост наклонный	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
41	Стеллажи металлич. для труб со стойками на обоих концех высотой 1,25 м	к-т	1; 2	10	-"-	-"-

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-133 из 276

Продолжение таблицы 12.4

1	2	3	4	5	6	7
42	Инструментальная площадка	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
43	Обвязка оборудования коммуникациями	узел	-"-	1	-"-	-"-
43.1	Водопроводы	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
43.2	Топливопроводы	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
43.3	Воздухопроводы	-"-	1; 2	1	-"-	
43.4	Паропроводы	-"-	1; 2	1	-"-	
44	Металлические ограждения бурового оборудования	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
45	Металлические кожуха для укрытия коммуникаций	-"-	1; 2	1	-"-	
46	Электромонтаж оборудования	-"-	1; 2	1	-"-	
47	Электроосвещение буровой установки	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
48	Контур заземления	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
49	Опрессовка обвязки буровых насосов	-"-	1; 2	1	-"-	-"-
50	Колонная головка ОКК2-35-168 х 245 х 324	-"-	1; 2	1	-"-	
51	Пробег ЦА для опрессовки обвязки насосов в оба конца	км	1; 2	1	-"-	-"-
52	Радиостанция в режиме диспетчерской связи	узел	-"-	1	-"-	
53	Демонтаж бурового оборудования	-"-	1; 2	2	-"-	
54	Подготовительные работы к транспортировке вышечного и лебедочного блоков	-"-	1; 2	2	-"-	-"-
55	Транспортировка бурового оборудования со скважины на скважину	-"-	1; 2	2	-"-	-"-
56	На буровой датчики стационарные устанавливаются: у ротора, в начале желобной системы, у вибросита, в нас. помещении – (2 шт), у приемных емкостей (2 шт) и в помещении отдыха персонала.	узел	1; 2	8	-"-	
57	Стационарные газосигнализаторы имеют звуковой и световой сигналы с выходом на диспетчерский пункт (пульт управления) и по месту установки датчиков, проходят проверку перед монтажом, государственную поверку в процессе эксплуатации в установленные сроки	-"-	1; 2	8	-"-	
58	Устройство шахты 2,5м х 2,5м х 2.5м железобетонным дном и стенок толщиной не менее 15 см или железным листом толщиной 10 мм.	Шахта	1; 2	1	-"-	-"-

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-134 из 276

Таблица 12.5- Объёмы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений для оборудования

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед.изм.	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5
1	Обшивка балкона верхового рабочего синтетической тканью	балкон	1;2	1
2	Обшивка рабочей площадки металлическими щитами или синтетической тканью	площадка	"-	1
3	Обшивка подвышечного основания синтетической тканью	осн	"-	1
4	Сарай (навес для бур. насоса с приводом 8м.х4,0м.х2,6м. (каркас металл., обшивка синтетической тканью)	сарай	"-	1
5	Сарай для котельной 2,5м*4м*3м обтянут синтетической тканью	"-	"-	1
6	Лестницы на буровой установке согласно схеме:		"-	
6.1	- для прохода на рабочую площадку со стороны приемного моста	лестница		1
6.2	- для прохода с рабочей площадки на поверхность земли	"-	"-	1
6.3	- для прохода с платформы на поверхность земли	"-	"-	2
6.4	- для прохода с циркуляционной системы на поверхность земли	"-	"-	2
7	Аварийный спуск	желоб	"-	1
8	Оттяжки к вышке с устройством якорей	оттяж.	"-	4
9	Санитарно-бытовые помещения (за пределами буровой площадки на расстоянии- высота вышки+10м.)	к -т	"-	7
9.1	Офис со складским отделением	"-	"-	1
9.2	Электромонтаж помещения (вагончиков)	"-	"-	2

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-135 из 276

Таблица 12.6– Объёмы работ по фундаментам под буровое оборудование

№№ п/п	Наименование работ	Единица измерения	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5
1*	Фундамент из железобетонных плит 3 м*1,5 м*0,2 м под:	плита	1;2	
1.1	вышечное основание	"-	"-	11
1.2	автоплатформу	"-	"-	20
1.3	емкости циркуляционной системы	"-	"-	15
1.4	блок приготовления бурового раствора	"-	"-	15
1.5	буровой насос и привод к нему	"-	"-	16
1.6	энергоблок	"-	"-	15
1.7	склад ГСМ	"-	"-	18
2	Фундамент из железобетонных блоков 2м*1м*0,6м под КПБ-3	"-	"-	4
3	Изоляция синтетической пленкой площадок под вышечным блоком, блоком приготовления раствора, насосами	- м ²	"-	100
4	Геомембранная пленка под экологические емкости	м ²	"-	120
5	Металлические стойки через 10 м, забетонированные в земле.	"-	"-	10

Примечание: * Допускается сооружать фундаменты из других плит с аналогичной несущей способностью.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-136 из 276

13 ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

Таблица 13.1– Продолжительность строительства скважин

Строительно-монтажные работы для перевозки вышкомонтажной бригады, сут	Продолжительность цикла строительства скважины, сут						
	в том числе						
	Всего	Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Бурение с отбором керна и крепление	Испытание		
					всего	в открытом стволе	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8
-	287,1	10,0	3,0	78,5	195,6	15,6	180,0

1146– проектная скорость бурения, м/ст.мес

$$T_{Б=к} = (3000 \cdot 30) / 1146 = 78,5 \text{ сут.}$$

где, $T_{Б=к}$ -продолжительность бурения и крепления, сут.

Бурение с отбором керна продолжительностью – 8,5 сут.

Таблица 13.2 – Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут.	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут		
			от (верх)	до (низ)	забойным двигателем	роторным способом	совмещенным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Направление	1,0	0	20	-	1,0	-
2	Кондуктор	2,0	20	400	-	4,0	-
3	Промежуточная колонна	4,0	400	1500 (+/- 250м)	-	14,0	-
4	Эксплуатационная колонна	4,0	1500 (+/- 250м)	3000 (+/- 250м)	40,0	8,5 (отбор керна)	-
-	Итого: 78,5 суток	11,0			67,5		

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20- 09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-137 из 276

14 МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ

Средства механизации и автоматизации при бурении и креплении скважины должны соответствовать «Спецификации основного оборудования буровой установки».

Кроме этого, проектом предусматривается оснащение буровой установки при бурении скважины средствами, повышающими безопасность труда в соответствии с ПОПБОПО НГОП по следующему перечню:

Таблица 14.1– Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике

№ п/п	Наименование средств безопасности	Наим. об-кта	Кол-во
1	2	3	4
1	Лебедка вспомогательная или безопасная шпилевая катушка с направляющим роликом	БУ	1 шт.
2	Грузоподъемное устройство (кран, тельфер) с комплектом тарированных грузозахватных приспособлений	Прием мост	1 комп-кт
3	Тали ручные для ремонта гидравлической части буровых насосов и замены дизелей	БУ	1 шт.
4	Притовозатаскиватель талевого блока (ограничитель переподъема) и ограничитель нагрузки талевой системы ОБЛ и др.	БУ	по 1 комплекту
5	Якорь или крюк для вспомогательных работ	БУ	1 шт.
6	Механизм для крепления и перепуска неподвижной ветви талевого каната	БУ	1 комплект
7	Приспособление для правильной навивки талевого каната на барабан лебедки	БУ	1 шт.
8	Приспособление для безопасной рубки стальных канатов	БУ	1 шт.
9	Приспособление для безопасного бурения шурфа под ведущую трубу	БУ	1 шт.
10	Приспособление для установки ведущей трубы в шурф	БУ	1 комп-кт
11	Устройство для безопасного выброса бурильных труб (желоб и т.п.)	БУ	1 комп-кт
12	Инструмент для замера износа замковых соединений бурильных труб	БУ	1 комп-кт
13	Приспособление для очистки от раствора труб при подъеме их из скважины	БУ	1 комп-кт
14	Предохранительное устройство против падения бурильных свечей в направлении привышечного сарая и приемного моста	БА	2 комплекта
15	Система обогрева в зимнее время (паровой котел, эл. калорифер, и т.п.) подсвечника, подставки для бурильщика, ПВО	БУ	1 комп-кт
16	Крючок для подвески штропов	БУ	1 шт.
17	Пневматический раскрепитель бурильных труб	БУ	1 комп-кт
18	Автоматический ключ буровой (АКБ) или пневматический буровой ключ (ПБК) в комплекте с ПКР	БУ	1 комп-кт
19	Приспособление для завинчивания и отвинчивания долот	БУ	1 шт.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20- 09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-138 из 276

Продолжение таблицы 14.1

1	2	3	4
20	Блокирующие устройства ротора при поднятых клиньях ПКР, а также произвольное открывание дверей кожуха лебедки с ее приводом	БУ	по 1 комп-кт
21	Моментомер для замера крутящего момента на роторе	БУ	1 шт.
22	Сигнальное или переговорное устройство между постом бурильщика, люлькой верхового рабочего и насосным отделением	БУ	1 шт.
23	Патрубки подъемные по диаметрам УБТ	БУ	2 комп.
24	Обратный клапан и шаровой кран для бурильных труб с ключом и комплектом переводников по размерам труб (по 2 переводника на каждый типоразмер трубы)	БУ	2 комп.
25	3 - фазная розетка для подключения промыслово-геофизической аппаратуры (на всех типах буровых)	БУ	1 шт. на
26	Вилка для захвата вкладышей ротора	БУ	1 шт.
27	Устройство против разбрызгивания бурового раствора при СПО	БУ	1 шт.
28	Устройство для долива скважины при подъеме бурильных свечей (доливочная емкость с уровнемером и др.)	БУ	
29	Струбцины (стяжки) и зажимы («невольки») для растяжек вышек и мачт (по 1 стяжке и по 3 зажима на канатную растяжку)	БУ	1 комп.
30	Шаблон для обсадных труб по диаметрам (на каждый диаметр)	БУ	по 1 шт.
31	Колпачок для безопасного перемещения долот	БУ	1 комп-кт
32	Комплект приборов для измерения параметров бурового раствора (полевая лаборатория)	БУ	1 комп-кт
33	Устройство для перемешивания бурового раствора в резервуарах	БУ	1 комп-кт
34	Комплект механизмов для очистки бурового раствора от твердых частиц и газонасыщения (вибросита, пескоилоотделители и др.)	БУ	1 комп-кт
35	Защитные очки и др. СИЗ для приготовления бурового раствора с химреагентами	БУ	по 1 шт. на рабочего
36	Страховочный канат для подвески и защиты нагнетательного шланга	БУ	1 шт.
37	Приспособление для быстроразъемного соединения и разъединения нагнетательного шланга со стояком (фланцевое соединение и пр.)	БУ	1 шт.
38	Устьевое противовыбросовое оборудование	БУ	1 комп-кт
39	Запас сжатого азота для заправки гидроаккумуляторов превенторных установок	БУ	не < 2 заправки
40	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки	БУ	1 комп-кт
41	Указатель «Открыто», «Закрыто» к задвижке высокого давления	БУ	1 шт.
42	Демпфер (предохранитель) к манометру буровых насосов	БУ	по 1 шт. на манометр
43	Пусковая задвижка с дистанционным управлением	БУ	1 шт.
44	Приспособление для снятия поршней со штоков бур. насос-в и выемки втулок	БУ	1 комп-кт
45	Устройство для безопасной замены резинового разделителя для блока воздушных колпаков буровых насосов	БУ	1 шт.
46	Гидравлический съемник для выпрессовки седел клапанов буровых насосов	БУ	1 шт.
47	Автоматический сигнализатор уровня промышленной жидкости в емкости	емк.	1 шт. на насос

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20- 09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-139 из 276

Продолжение таблицы 14.1

1	2	3	4
48	Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса	насос	1 шт.
49	Ключ патронный для загибания втулочно-роликовых цепей	БУ	1 шт.
50	Машинка для стягивания втулочно-роликовых цепей	БУ	1 шт.
51	Отводные крючки	БУ	4-5 шт.
52	Устройство, предупреждающее падение посторонних предметов в скважину	устье скв.	1 шт.
53	Комплект аварийного ловильного инструмента	БУ	1 комп-кт
54	Пояс предохранительный для верхового рабочего	БУ	2-3 шт.
55	Влагоотделитель для пневмосистемы	БУ	1 комп-кт
56	Автоматическое устройство по отключению компрессоров	компр.	1 комп.
57	Искрогаситель выхлопных газов с выводом его в емкость с водой (гидрозатвор)	ДВС	по 1 шт. на выхлопную трубу
58	Стеллажи для хранения баллонов с газов высокого давления	БУ	1 комп-кт
59	Приспособление против скатывания труб со стеллажей (съёмные упоры и др.)	БУ	1 комп-кт
60	Верстак столярный с тисками и набором слесарных инструментов	БУ	1 комп-кт
61	Ограничитель напряжения холостого хода эл/сварочного трансформатора	эл/свар трансф	1 шт.
62	Газоанализатор (переносной или его аналог) для своевременного контроля ПДК вредных веществ при вскрытии горизонта: на устье, выбросах, емкостях и территории (сероводород, окись углерода, окись азота и др.)	БУ	3 шт. (2 рабочих и 1 резерв.).
63	Светильник переносной во взрывозащищенном исполнении напр. 12 В.	БУ	2 шт.
64	Диэлектрические средства защиты от поражения эл/током (перчатки, подставки, коврики, боты)	БУ	1 комп-кт
65	Защитные каски с подшлемниками	БУ	1 на рабочего
66	Вкладыши противозумные «Беруши» или противозумные наушники	БУ	1 на рабочего
67	Средства связи с базой (рация, телефон)	БУ	1 комп-кт
68	Контрольно-измерительные приборы	БУ	1 комп-кт

Примечание: Допускается работа буровой или отдельного ее оборудования при замене перечисленных в настоящих «Нормативах» средств защиты их аналогами, не снижающими уровня безопасности труда.

С учетом типа установки, используемой при испытании скважины производится ее оснащение дополнительными средствами, предусмотренными ПОПБОПО НГОП по следующему перечню:

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20- 09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-140 из 276

Таблица 14.2 – Средства механизации и автоматизации

№ п/п	Наименование средств безопасности	Наим. объекта	Количество
1	2	3	4
1	Механизмы или приспособления для свинчивания и развинчивания НКТ и штанг	БУ	1 комплект
2	Механизированный ключ буровой или приспособление для регулировки высоты его подвески	"-	"-
3	Ключ круговой для насосных штанг	"-	"-
4	Безопасный ключ буровой для отвинчивания насосных штанг	"-	"-
5	Воронки для направления труб и спуска насосных штанг	"-	"-
6	Вилки для подтаскивания НКТ	"-	"-
7	Траверса для погрузки и разгрузки насосных штанг	"-	2 шт.
8	Приспособление для выброса труб (салазки, лоток, желоб)	"-	1 шт.
9	Подсвечник с обогревом в зимнее время	"-	"-
10	Вилка подкладная	"-	"-
11	Штангодержатель разрезной	"-	"-
12	Индикатор веса колонны труб	"-	"-
13	Ограничитель переподъема крюкоблока	"-	"-
14	Ролик оттяжной с ограждением	"-	"-
15	Ролик предохранительный 1-го пояса	ВБ	"-
16	Якорь для вспомогательных работ	"-	"-
17	Безопасная шпилевая катушка с направляющим роликом	лебедка	"-
18	Устройство против разбрызгивания бурового раствора	БУ	"-
19	Устьевое противовыбросовое оборудование	"-	"-
20	Вилка для захвата вкладышей ротора	"-	"-
21	Ключ для разгибания шплинтов втулочно-роликовых цепей	"-	"-
22	Приспособление для отвинчивания и завинчивания долот	"-	"-
23	Колпачок для безопасного перемещения долот	"-	"-
24	Приспособление для безопасной рубки стальных канатов	"-	"-
25	Приспособление для снятия фонтанной арматуры с устья скважины	"-	"-
26	Крючок для подвески и надевания штропов на однорогий крюк	"-	"-
27	Струбцины и зажимы для растяжек	вышка, мачта	по 1 и 3 для растяжки
28	Предохранительная пластина или шпилька	норшн. насос	5 шт. на каждую ступень
29	Страховочный канат для подвески и защиты промывочного шланга	БУ	1 шт.
30	Приспособление для БС и разъединения промывочного шланга	БУ	"-
31	Сигнализатор уровня жидкости в емкостях	емкости	"-
32	Клапан обратный в обвязке "устье-компрессор"	БУ	"-
33	Клапан предохранительный многократного действия	порш.насос	"-
34	Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса	стац. насос	"-
35	Указатель "Открыто", "Закрыто"	затворка	"-
36	Шаблоны на каждый диаметр труб	БУ	1 комплект

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20- 09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-141 из 276

Продолжение таблицы 14.2

1	2	3	4
37	Комплект контрольно-измерительных приборов согласно перечня	-"	-"
38	Лубрикатор для спуска КИП под давлением	-"	-"
39	Задвижка с катушкой и патрубком для герметизации пространства между колонной и НКТ	-"	-"
40	Воронка, не дающая искрения над верхней задвижкой ФА	-"	1 шт.
41	Патрубки подъемные для каждого диаметра труб	-"	1 комплект
42	Патрубки монтажные на каждый диаметр труб	-"	-"
43	Пояса предохранительные	-"	-"
44	Искрогаситель выхл. труб ДВС с выводом его в емкость с водой (гидрозатвор)	ДВС	2 шт. на каждую выхл. трубу
45	Успокоитель талевого каната	лебедка, БУ	1 шт.
46	Газоанализатор ПДК вредных веществ (сероводорода) переносной	БУ	3 комплекта
47	Противогазы фильтрующие с запасными коробками типа К2, В, КФ и др.	-"	12 комплектов
48	Аварийное освещение (аккумуляторные лампы)	-"	2 шт.
49	Диэлектрические средства защиты (перчатки, подставки, коврики, боты)	-"	-"
50	Средства связи (рация, телефон)	-"	-"
51	Комплект СИЗ: защитные очки, каски с подшлемниками, вкладыши "Беруши" или противозумные наушники (при работе на объектах с повышенным шумом)	-"	1 шт. на каждого работника

Примечание: 1. Объекты нефтяной и газовой промышленности оснащаются средствами защиты, серийно выпускаемыми промышленностью.
2. Перечисленные средства эксплуатируются в соответствии с инструкциями изготовителя и производственными инструкциями, разработанными в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (ПОПБОПО НГОП).

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20- 09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-142 из 276

Таблица 14.3 – Средства контроля

№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ТУ на изготовлени е	Кол-во, шт.
1	2	3	4
1	Гидравлический индикатор веса	импортные	1
2	Индикаторы давления, показывающие (манометры)	импортные	4
3	Роторный моментомер	-	1
4	Шаблоны для контроля за износом центраторов и калибраторов	-	2
5	Мерные скобы для контроля диаметров бурильных труб и УБТ	-	4
6	Уровнемер в доливной емкости	-	1
7	Газоанализатор CH ₄ на 8 точек	импортные	1
8	Газоанализатор H ₂ S на 3 точки	импортные	1
9	Портативный газоанализатор горючего газа (3 шт), кислорода (2 шт)	импортные	5
10	Лаборатория буровых растворов	-	1
10.1	Прибор для определения удельного веса	-	1
10.2	Прибор для определения условной вязкости	-	1
10.3	Вискозиметр	-	1
10.4	Вискозиметр FANN	-	1
10.5	Секундомер	-	1
10.6	Прибор для определения содержания песка	-	1
10.7	Фильтропресс со сжатым CO ₂	-	1
10.8	Высокотемпературный фильтропресс высокого давления со сжатым воздухом	-	1
11	Станция геолого-технологического контроля (с глубины 50 м)	-	1

Примечание: Допускается замена средств контроля зарубежными аналогами.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-143 из 276

15 ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА, САНИТАРНО-ГИГИЕНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

При проектировании и строительстве скважин выполняются требования законодательства, нормативных актов и документов, стандартов Республики Казахстан по промышленной, пожарной, экологической безопасности, чрезвычайным ситуациям природного и техногенного характера, охране труда, санитарно-гигиеническим условиям, лицензирования, технического регулирования в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (ПОПБОПО НГОП). Перечень документов указан в разделе 19. Мероприятия и проектные решения по промышленной безопасности (ПБ) разработаны с целью защиты от опасных, аварийных и чрезвычайных ситуаций и их последствий при строительстве скважины и включают организационные, технические условия предупреждения аварий, пожаров, ЧС, воздействия опасных и вредных факторов.

Таблица 15.1– Мероприятия и проектные решения по промышленной безопасности

№ п/п	Наименование и содержание производственного процесса, мероприятия ПБ	Ответственное лицо
1	2	3
1	Общие требования к строительству опасного объекта	
1.1	Выполнение условий технического регулирования по допуску оборудования и выдачи разрешений на его применение.	Руководитель организации (службы)
1.2	Наличие на объекте утвержденной и согласованной проектной документации с мероприятиями ПБ и оценки риска опасных ситуаций, декларации безопасности.	Руководитель организации (службы) Руководитель объекта
1.3	Обеспечение объекта производственными инструкциями, плакатами, знаками безопасности, журналами, схемами	служба ТБ, Руководитель объекта
1.4	Разработка плана ликвидации возможных аварий и действий персонала	-"
1.5	Приемка объекта в эксплуатацию, составление документации	Руководитель организации (службы) Руководитель объекта
1.6	Режимный доступ на объект, защита от несанкционированного воздействия, терактов	Руководитель объекта
1.7	Осуществление производственного контроля	-"
1.8	Производство работ по наряду-допуску, газоопасных и огнеопасных работ	-"
1.9	Контроль воздуха рабочей зоны	-"
1.10	Ремонтные работы	-"

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20- 09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-144 из 276

Продолжение таблицы 15.1

1	2	3
1.11	Ведение технической документации по опасным работам	-"
2	Строительные работы	-"
2.1	Организация строительной площадки, рабочих мест, эксплуатация машин и механизмов, инструмента, транспорт, электрогазосварочные и газопламенные работы	-"
2.2	Безопасность земляных работ	-"
2.3	Безопасность погрузочно-разгрузочных и высотных работ	-"
2.4	Электромонтажные и пуско-наладочные работы	-"
3	Подготовительные и вышкомонтажные работы	-"
3.1	Безопасность монтажа-демонтажа буровой установки, согласование трассы	-"
3.2	Комплектация буровых установок средствами безопасности, механизации	-"
3.3	Безопасность при строительстве буровых установок	-"
3.4	Территория и помещения буровой распределяется по классу взрывоопасности на В-1 и В-1г. К классу В-1 относятся: устьевая шахта, буровая с редукторным блоком, желобная система, ёмкости для бурового раствора, насосный блок. К классу В-1г относятся все остальные помещения, территория вокруг закрытых устройств и фонтанной арматуры, ограниченная расстоянием 3 м и территория вокруг открытых устройств ограниченной расстоянием 5 м. В котельных помещениях не допускается хранение легковоспламеняющихся и горючих жидкостей. Запрещается сушка на котлах и возле них лесоматериалов, одежды, а также устройство на котлах и над ними деревянных помостов. Дымовые трубы котлов следует очищать от сажи не реже 3 раз в месяц. Запрещается работа котлов одновременно на смеси газа и нефти в одной топке, а также на топливе, не освобожденном предварительно от воды и твердых примесей. Расходный бак с топливом должен находиться снаружи котельной в специальном помещении с выходом наружу. Запрещается подогрев топлива выше допустимой температуры, а температура нагрева должна быть не менее чем на 100° С ниже температуры вспышки паров нефтепродукта. При сжигании жидкого топлива должен быть предусмотрен отвод вытекающего из форсунок топлива, исключающий возможность попадания его на пол котельной. Не разрешается подавать топливо при потухших форсунках или газовых горелках.	Руководитель объекта
4	Безопасность при строительстве скважин	-"
4.1	Применение буровых растворов, в т.ч. на углеводородной основе	-"
4.2	Охранные зоны	-"
4.3	Безопасность технологических процессов	-"
4.4	Безопасность при бурении наклонно-направленных и горизонтальных стволов	-"
4.5	Безопасность при наличии сероводорода	-"
4.6	Безопасность конструкции скважин и крепления ствола	-"

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20- 09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-145 из 276

Продолжение таблицы 15.1

1	2	3
4.7	Безопасность монтажа и эксплуатации противовибросового оборудования	-"
4.8	Безопасная эксплуатация бурильного инструмента	-"
4.9	Безопасность спуско-подъемных операций	-"
4.10	Безопасность при освоении и испытании скважин	-"
4.11	Безопасность ремонтных работ на скважине	-"
4.12	Безопасность геофизических работ и исследований	-"
4.13	Безопасность по предупреждению и ликвидации осложнений и аварий	-"
4.14	Безопасная эксплуатация бурового оборудования и инструмента	-"
Примечание: Проектные решения предусматривают соблюдение промышленной безопасности по указанным работам и подробно указаны в соответствующих разделах и положениях технического проекта в соответствии с ПОПБОПО НГОП		
5	Пожарная безопасность при строительстве скважин	-"
5.1	Мероприятия по пожарной безопасности регламентируются специальным регламентом, правилами и нормами	Руководитель объекта, службы, организации
5.2	Оформление разрешения на огневые работы	Руководитель объекта
5.3	Установка предупредительных и запрещающих знаков на объекте	-"
5.4	Обеспечение пожарных проездов и безопасных расстояний, хранение грузов, пожарные гидранты	-"
5.5	Огнезащитные средства	-"
5.6	Безопасность при осмотре резервуаров, отопров оборудования	-"
5.7	Проверка герметичности оборудования	-"
5.8	Допуск автотранспорта, спецтехники с искрогасителями, размещение служебных и бытовых помещений на безопасном расстоянии	-"
5.9	Требования к помещениям	-"
5.10	Обеспечение средствами пожаротушения	-"
5.11	Хранение горючих веществ и материалов, очистка помещения и площадок	-"
5.12	Средства связи и сигнализации	
6	Предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций. Оценки вероятности ЧС	Руководитель объекта
6.1	Система оповещения	-"
6.2	Схема места эвакуации	-"
6.3	Действия персонала по ПЛВА при ЧС	-"
7	Экологическая безопасность	-"
7.1	Мероприятия предусматривают защиту окружающей среды согласно ОВОС	-"
7.2	Применение безопасного метода	-"
7.3	Природоохранные мероприятия	-"
7.4	Оценки рисков ЧС воздействия на ОС	-"
8	Безопасность и охрана труда	-"
8.1	Мероприятия по безопасности и охране труда (БОТ) разработаны с целью защиты работников от воздействия опасных производственных факторов и включают организационно-технические, санитарно-гигиенические условия и требования	Руководитель организации, объекта

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20- 09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-146 из 276

Продолжение таблицы 15.1

1	2	3
8.2	Проведение мониторинга ОТ	Руководитель объекта, службы ТБ
8.3	Учет и расследование травматизма	"-
8.4	Медицинский осмотр персонала	"-
8.5	Обучение, инструктаж и проверка знаний персонала	"-
8.6	Применение оборудования соответствующего допустимому уровню шума и вибрации	"-
8.7	Применение системы управления охраной труда	"-
8.8	Контроль и информация по охране труда	"-
8.9	Требования по допуску персонала, применение средств защиты	"-
8.10	Системы отопления и вентиляции	"-
8.11	Обеспечение инструкциями, плакатами и знаками по ТБ	"-
8.12	Безопасное обустройство территории объекта, площадок	"-
8.13	Контроль воздуха рабочей зоны, шума, вибрации	"-
8.14	Устройство и безопасное содержание ограждений, лестниц, площадок	"-
8.15	Безопасная эксплуатация оборудования и инструмента	"-
8.16	Опрессовка трубопроводов, арматуры на пробное давление	"-
8.17	Техническое освидетельствование оборудования, сосудов, грузоподъемных механизмов	"-
8.18	Мероприятия по электробезопасности	"-
8.19	Контроль стальных канатов	"-
8.20	Контроль безопасности при монтаже–демонтаже буровой установки	"-
8.21	Безопасные условия погрузочно-разгрузочных работ и транспорта	"-
8.22	Контроль ответственности персонала	"-
8.23	Комплектное содержание буровой установки	"-
8.24	Опрессовка пневматической системы	"-
8.25	Опрессовка манифольда бурового насоса	"-
8.26	Установка предохранительного устройства на буровых насосах	"-
8.27	Безопасная подвеска и крепление машинных ключей рабочим и страховым канатом	"-
8.28	Обеспечение комплектности буровой бригады	"-
8.29	Проверка исправности оборудования перед спуском обсадной колонны	"-
8.30	Применение средств механизации и автоматизации при СПО	"-
8.31	Безопасная эксплуатация противозатаскивателя	"-
8.32	Ежесменный контроль оборудования	"-
8.33	Безопасность при спуско-подъемных операциях (СПО)	"-
8.34	Проведение осмотра буровой вышки и регистрация в журнале	"-
8.35	Безопасное проведение работ по ликвидации отложений, аварий, газонефтеводопроявлений	"-
8.36	Безопасность при опробовании и испытании скважин	"-
8.37	Безопасность при геофизических работах	"-
8.38	Для создания безопасных условий труда при строительстве скважины необходимо оснастить буровую установку техническими средствами (устройствами и приспособлениями), позволяющими	Руководитель объекта, службы ТБ

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-147 из 276

Продолжение таблицы 15.1

1	2	3
8.38	устранять опасные и трудоёмкие 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: – Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (ПОПБОПО НГОП); – Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр. РК, 15.06.2018г. №239 – Отраслевая инструкция по безопасности труда при бурении с использованием газообразных агентов РД-08-47-94; – 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 открытых фонтанов; – План ликвидации возможных аварий при ГНВП; – Практические действия членов буровой вахты при ГНВП и выбросах; – Обязанности должностных лиц предприятий по обеспечению безопасных и здоровых условий труда в нефтяной промышленности; – Правила пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. ППБС РК-10-98.	Руководитель объекта, службы ТБ
8.39	Наличие средств индивидуальной и коллективной защиты, медицинской аптечки, газоанализаторов, средств связи	Руководитель объекта, службы ТБ

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-148 из 276

15.1. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРОМЫШЛЕННОЙ САНИТАРИИ И ГИГИЕНЕ ТРУДА

Таблица 15.2 – Требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

№ п/п	Основные требования и мероприятия (ссылкой на действующие документы)
1	2
1	Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве и выполнении требований по пром. санитарии и гигиене труда рабочий должен быть обеспечен: санитарно-бытовыми помещениями, СИЗ, спецодеждой, спец. обувью, средствами защиты от шума и вибрации, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещённости.
2	Для обеспечения безопасности работающих на буровых установках и профилактики профессиональных заболеваний необходимо предусмотреть СИЗ: спецодежду, спец. обувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Применение СИЗ предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спецодежды, спец. обуви и других СИЗ регламентировано "Отраслевыми нормами выдачи спецодежды, спец. обуви и других средств защиты". Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважины, должен быть обеспечен СИЗ, представленными в таблице 15.4.
3	Учитывая наличие паров органических веществ: углеводородов, эфиров, спиртов, альдегидов в воздухе рабочей зоны и в соответствии с каталогом "Промышленные противогазы и респираторы" члены буровой бригады, опробования для защиты органов дыхания должны быть обеспечены СИЗ - противогазами марки А, коричневая краска, время защитного действия (коробка без фильтра) - 120 минут при макс. содержании вред. веществ в диапазоне 24000-26000 мг/м ³ (по бензолу) (см. таб. 15.4)
4	Учитывая, что в процессе бурения работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации и в соответствии с требованиями ШУМ. Общие требования безопасности МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ ГОСТ 12.1.003-2014 по ограничению действующих уровней шума и вибрации буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации, представленными в таблице 15.3.
5	Для создания необходимого и достаточного уровня освещённости на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться "Отраслевыми нормами проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности, а также соблюдать требования. "Естественное и искусственное освещение", "Инструкции по проектированию осветительного электрооборудования промышленных предприятий", "Правила устройства электроустановок (ПУЭ РК 2003)", "Инструкции по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон".
6	Необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещённых 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, нормы освещённости которых представлены в таблице 15.7. Для общего освещения помещений основного производственного назначения (высечно-лебёдочный блок, силовое и насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование, место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов, операторная, склад взрывных материалов) следует

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20- 09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-149 из 276

Продолжение таблицы 15.2

1	2
	применять газоразрядные источники света, для подсобных и административных помещений - лампы накаливания или люминесцентные лампы. Допускается для освещения помещений основного производственного назначения, применение ламп накаливания. Для освещения производственных площадок - не отапливаемых производственных помещений, проездов следует также применять газоразрядные источники света. Выбор типа светильников производится с учётом характера светораспределения окружающей среды высоты помещения. В помещениях, на открытых площадках, где могут по условиям технологического процесса образовываться взрыво - и пожароопасные смеси, светильники должны иметь взрыво-непроницаемое, взрывозащищённое исполнение, в зависимости от категории взрыво-и пожароопасности помещения по классификации ПУЭ (правила устройства электроустановок).
7	Для улучшения условий видения и уменьшения слепимости, световые приборы на буровых вышках должны иметь жалюзные насадки или козырьки, экранизирующие источники света или отражатель от бурильщика и верхового рабочего. При устройстве общего освещения для пультов управления источники света необходимо располагать таким образом, чтобы отражённые от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза оператора. При освещении производственных помещений газоразрядными лампами, питаемыми перем. током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещённости не должен превышать 20 %. Светильники производственных помещений следует чистить не реже раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже 4 раза в год.
8	В соответствии с СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к проектированию производственных объектов» и СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей промышленности», строящаяся буровая при стационарном, вахтовом и вахтово-экспедиционном методе организации труда должна быть обеспечена санитарно-бытовыми помещениями, представленными в таблице 15.10.

15.2. ЗАЩИТА ОТ ШУМА И ВИБРАЦИИ

Замеры шума, вибрации, других опасных и вредных производственных факторов производить по плану исполнителя работ (владельца оборудования). Уровень звукового давления регламентируется.

Основными источниками шума на буровой площадке являются оборудование буровой установки, установка для приготовления цементных растворов, буровые насосы, центрифуга, вибросита, платформа дегазатора, дизель-генераторы, подъемные механизмы, транспортные средства и др. (действительные замеры уровня шума будут проводится в разных местах на буровой установке с помощью шумомера после монтажа станка на месте).

Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории буровой следует принимать в соответствии с «Шум. Общие требования безопасности».

С целью снижения уровня звукового давления, все работники должны быть обеспечены средствами защиты органов слуха, а также пройти курс обучения по воздействию вредных факторов высоких уровней шума.

Основные мероприятия по уменьшению уровней шума предусматривают:

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-150 из 276

- уменьшение шума в его источнике (замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными);
- систему сборки деталей агрегата, при которой сводятся к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- широкое применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
- оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;
- изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);
- уменьшение шума на пути распространения (устройство звукоизолирующих ограждений, кожухов, экранов);
- применение для защиты органов слуха средств индивидуальной защиты (беруши, наушники, шлемы).

Выполненные расчеты уровня звукового давления при проведении буровых работ на расстоянии 100 м равен 56 дБ, 150 м равен 50.12 дБ, и 200 м равен 45.96 дБ от источника шума, а также в офисе на расстоянии 50 м равен 39 дБ удовлетворяют санитарным нормам, т.е. меньше допустимых уровней шума на рабочих местах (80 дБ).

СРЕДСТВА КОЛЛЕКТИВНОЙ ЗАЩИТЫ ОТ ШУМА И ВИБРАЦИИ

Таблица 15.3 – Средства индивидуальной защиты, спецодежда

№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Место установки на буровой
1	2	3
1	Кожух	Вертлюжки-разрядники шинно-пневматических муфт пневмосистемы
2	Виброизолирующая площадка	У пульта бурильщика

Принятые технологические решения, обеспечивают допустимый уровень звука (шума) на рабочих местах не выше 80 дБ. Согласно проектным данным все работники в соответствии с «Санитарными правилами и нормами по гигиене труда в промышленности» будут обеспечены специальной одеждой, обувью и средствами индивидуальной защиты (СИЗ).

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20- 09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-151 из 276

СРЕДСТВА ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ

Проектом предусматривается обеспечение членов бригады по «Типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и др. средств индивидуальной защиты» (Инструкция РД 08-33-94).

Настоящая инструкция определяет средства индивидуальной защиты (СИЗ), которые используются для защиты от вредных факторов, воздействие которых на организм человека нельзя предотвратить иными способами, а также в случаях, когда по соображениям практичности невозможно использовать иной вид защиты.

Помимо СИЗ данная инструкция рассматривает также Стандартизированное защитное оборудование, используемое в компании ТОО «Becturly Energy Operating».

Назначение

В настоящей инструкции приведены основные положения по определению случаев, в которых требуется использование СИЗ, а также описаны методы ухода за ними. В инструкции также предлагается список защитного оборудования, одобренного компанией компании ТОО «Becturly Energy Operating» для закупки.

Сфера применения

Действие настоящей инструкции распространяется на всех сотрудников
компании

ТОО «Becturly Energy Operating», подрядчиков и посетителей, находящихся с визитом на

объектах компании ТОО «Becturly Energy Operating». Ссылки:

ТБ Защита органов дыхания;

ТБ Знаки безопасности и сигнальные цвета.

Определение терминов

Средства индивидуальной защиты (СИЗ) – оборудование или одежда, которые разработаны таким образом, чтобы предохранять организм человека от воздействия вредных факторов в процессе выполнения работ, когда невозможно применить методы инженерного контроля.

Непроницаемые одежда и перчатки защищают от проникновения химических веществ, углеводородов и других жидких веществ.

Защитное оборудование – оборудование, используемое для защиты персонала от вредного воздействия на рабочем месте или в случае аварийной ситуации.

Роли и обязанности

Все сотрудники:

- Соблюдают требования настоящей инструкции и рекомендации изготовителя.
- Проводят визуальные проверки СИЗ ежедневно или непосредственно перед их использованием.
- Заменяют порванные или поврежденные СИЗ.
- Обеспечивают надлежащий уход и условия хранения для используемых СИЗ.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-152 из 276

• По всем вопросам, связанным с использованием СИЗ, обращаются к своему непосредственному руководителю.

Руководители:

- Обеспечивают, наличие необходимых СИЗ, и отвечают за их правильное использование персоналом.
- Принимают решение о замене или чистке СИЗ, которые были подвержены воздействию химических веществ.

Отдел закупок:

- Приобретает защитное оборудование, утвержденное Менеджером по технике безопасности. Вопросы по типу перчаток, приобретаемых для отдельных видов работ, следует решать со специалистами по технике безопасности.

Служба материального обеспечения:

- Ведет учет запасов СИЗ и защитного оборудования.

Общие требования

Подбор СИЗ и оборудования:

Руководитель обеспечивает правильный подбор наиболее подходящих СИЗ и защитного оборудования, при условии невозможности применения методов инженерного контроля. При подборе СИЗ и оборудования следует опираться на следующие критерии:

- Уровень защиты каждого отдельного наименования СИЗ, должен соответствовать реальным условиям работы;
- СИЗ, должны быть просты в обращении, не в ущерб эффективности защиты.

Обязательное использование СИЗ:

Персонал обязан носить, СИЗ в местах обязательного использования, а также в условиях появления опасных факторов, которые могут нанести ущерб здоровью человека в результате прямого физического контакта, либо через органы дыхания или контакт с кожей:

Для объектов, расположенных на территории компании ТОО «Becturly Energy Operating» таких как: объекты, строительные участки, складских помещений и баз, - обязательно ношение следующих видов СИЗ:

- каска;
- защитные очки;
- защитная обувь.

Для отдельных видов работ или на определенных производственных участках сверх предписанного минимума могут потребоваться дополнительные СИЗ. В таком случае использование дополнительных СИЗ должно оговариваться в наряде-допуске на проведение работ, или же предписываться специальным знаком.

Утвержденный список защитного оборудования

Защитное оборудование должно быть стандартизовано для того, чтобы облегчить контроль затрат и обеспечить требуемое качество защиты.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20- 09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-153 из 276

Все СИЗ, должны быть разрешены для использования и отвечать иным установленным Казахстанским и международным стандартам.

Соответствие СИЗ определенным видам опасных факторов

СИЗ, должны обеспечивать защиту от воздействия опасных факторов, выявленных для определенного вида работ.

Требования, предъявляемые к посетителям

Требования к посетителям производственной зоны идентичны требованиям, которые соблюдают и выполняют рабочий персонал и персонал ИТР на объектах подконтрольных компании ТОО «Becturly Energy Operating».

Невыполнение данных положений может быть санкционировано менеджером того отдела, к кому прибыл посетитель, или его/её уполномоченным представителем.

Замена СИЗ

Замена защитной обуви производится в соответствии с процедурой отдела ТБ по выдаче рабочей одежды сотрудникам компании ТОО «Becturly Energy Operating».

СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ ГОЛОВЫ

Общие положения

Каски предохраняют голову от воздействия и проникновения, падающих или летящих предметов, а также от удара током, если каска изготовлена из токонепроводящего материала. Каски должны отвечать требованиям ГОСТ 12.4084-2000 Казахстанским стандартам.

Общие требования по использованию касок:

Запрещается изменять конструкцию внутренней оснастки каски. Несущая лента всегда должна быть застегнута соответствующим образом. Нельзя использовать пустое пространство меж корпусом каски и несущей лентой для хранения перчаток, сигарет, берушей и т.д. Дизайн каски предусматривает наличие пустого пространства для того, чтобы несущая лента смягчила силу удара.

Запрещается делать отверстия в корпусе каски.

Запрещается красить каски.

Необходимо регулярно проводить осмотр касок. При обнаружении трещин, вмятин или иных повреждений, необходимо заменить каску.

Каски, которые нельзя использовать, необходимо уничтожить.

Запрещается использовать спортивные каски вместо защитных касок.

Каски следует чистить с использованием мыла и теплой воды. Для чистки касок нельзя использовать растворители, химические вещества, бензин и другие подобные вещества.

Запрещается длительное хранение касок под воздействием прямого солнечного света.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20- 09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-154 из 276

Каски должны храниться в сухом и чистом помещении с соблюдением умеренного температурного режима, так как воздействие сильного холода или высокой температуры может повлиять на срок эксплуатации каски.

При проверке, техобслуживании и замене касок следуйте инструкции завода-изготовителя.

Утепляющие подшлемники

Сотрудникам, работающим вне помещений в холодное время года, выдаются утепляющие подшлемники универсального размера.

Утепляющие подшлемники могут использоваться многократно, и при загрязнении их необходимо стирать.

Средства защиты глаз и лица

Общие положения

Использование средств защиты глаз и лица требуется, когда в процессе работы сотрудники подвергаются риску получить травму лица и глаз от отлетающих твердых частиц, обрабатываемых материалов, или агрессивных жидкостей, раздражающих газов. На объектах компании ТОО «Becturly Energy Operating», разрешается использование только защитных очков, защитных лицевых щитков и шлемов сварщиков, отвечающих требованиям стандарта РК "Защита глаз и лица" или иных признанных казахстанских стандартов.

Очки для защиты от воздействия химических веществ и закрытые защитные очки.

Для защиты глаз от брызг, осколков, пыли и от любого воздействия химических веществ, способных вызвать повреждения глаз, должны использоваться специальные очки для защиты от воздействия химических веществ.

Очки для защиты от воздействия химических веществ должны использоваться постоянно при проведении работ на участках, обведенных желтой линией, согласно предписывающему знаку.

Обычные защитные очки (даже очки, с боковой защитой) не должны использоваться вместо закрытых защитных очков или очков для защиты от воздействия химических веществ. Закрытые защитные очки и очки для защиты от воздействия химических веществ обеспечивают защиту глаз спереди, сверху, снизу и с боков. Их конструкция позволяет носить их поверх оптических очков, когда это необходимо.

Закрытые защитные очки выполнены таким образом, что могут выдержать удары мелких частиц, и используются для защиты глаз при колке, дроблении камня, резке металла, при шлифовании или сверлении с использованием ручного инструмента, при ручной клепке и т.д.

При проведении шлифовальных и подобных видов работ (работы со щеточной электрической машинкой или проволочной дисковой щеткой), минимальный набор СИЗ, должен включать лицевой щиток и закрытые ударопрочные очки.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20- 09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-155 из 276

Очки для защиты от воздействия химических веществ или закрытые защитные очки не разрешается использовать вместо очков сварщика.

Защитные лицевые щитки.

Защитные лицевые щитки должны использоваться для защиты лица и шеи от частиц и брызг агрессивных жидкостей и горячих растворов.

Использование только лицевых защитных щитков не обеспечивает соответствующей защиты глаз. Защитный лицевой щиток должен быть использован в комбинации с другими средствами защиты глаз, такими как защитные очки или защитные очки от воздействия химических веществ.

Исключение: Ношение закрытых защитных очков или защитных очков от воздействия химических веществ не требуется при использовании разрешенных пожарных шлемов, имеющих защитные лицевые щитки.

Очки сварщика.

Затемненные очки сварщика предохраняют глаза от яркого света и излучения, а также от сварочного шлака при проведении сварки, резки и сжигания. При работе с газовыми резаками или при газовой сварке, использование этих очков обязательно.

Сотрудники должны использовать защитные очки с фильтрующими стеклами, имеющими показатель затемнения, соответствующий виду выполняемых работ и обеспечивающий защиту от опасного светового излучения. Показатель защитного затемнения стекол определяется током дуги и видом проводимой пайки, резки или газовой сварки.

Если требуется использование затемнения с показателем, превышающим номер 8, необходимо использовать шлем сварщика с фильтрующим стеклом для того, чтобы предохранить кожу лица и глаза от ожогов.

Запрещается надевать лицевой щиток поверх очков сварщика.

Очки сварщика не предохраняют от брызг. Запрещается их использование вместо очков для защиты от воздействия химических веществ.

Шлем сварщика.

Использование шлема сварщика требуется при проведении дуговой сварки, так как он обеспечивает защиту глаз и лица, а также защищает кожу лица от ожогов.

Фильтрующее стекло должно иметь показатель затемнения, обеспечивающий защиту от ожогов при проведении дуговой сварки. Показатель затемнения стекол изменяется от номера 8 до номера 14, в зависимости от типа сварки и тока дуги.

Рекомендуется использовать шлемы с откидывающимся вверх стеклом.

Сварщики несут ответственность за техническое обслуживание, текущий ремонт и хранение своих шлемов.

Требования по хранению и уходу за защитными очками, лицевыми щитками и шлемами сварщиков.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20- 09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-156 из 276

Защитные очки, шлемы сварщиков и лицевые щитки следует промыть мыльной водой, тщательно прополоскать и высушить, прежде чем положить их на хранение.

Для чистки стекол необходимо использовать мягкую или неабразивную ткань.

Закрытые защитные очки следует хранить в футлярах. Запрещается подвешивать очки за ремни.

Стекла в шлемах сварщиков необходимо заменять, если они сломаны или, если царапины и прожоги от сварки затрудняют работу.

Замена оборудования

Защитные очки необходимо заменять, если стекла потрескались, на них образовались вмятины, царапины или, если уплотнение очков стало хрупким и ломким. Очки также необходимо заменять, если повреждены боковые части очков или, если ремешки не удерживают очки в нужном положении.

Лицевые щитки необходимо заменять, когда они покрываются царапинами, когда появляются трещины, а также, когда материал становится хрупким от времени.

Шлемы сварщиков необходимо заменять при появлении трещин или признаков деформации, а также когда стекло держатель и/или внутренняя оснастка повреждены и/или не работают должным образом.

СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ РУК

Общие положения

Сотрудники должны использовать защитные перчатки во время проведения работ, при которых их руки подвержены воздействию опасных веществ, острых предметов, очень высоких или же очень низких температур.

Типы защитных перчаток

Выбираемый тип защитных перчаток должен максимально предохранять руки от опасных факторов, но при этом обеспечивать свободу движений для проведения работ. Сначала необходимо определить потенциально опасные факторы характерные для проводимых работ, после чего выбрать соответствующий тип перчаток:

Перчатки с кожаными накладками

Перчатки с кожаными накладками на ладонях предохраняют руки от воздействия

тепла, искр, острых и шероховатых предметов, а также обеспечивают некоторое смягчение при ударах. Работники, проводящие ремонтные работы, и стропальщики часто используют этот тип защитных перчаток. Перчатки с кожаными накладками на ладонях необходимо использовать при работе с грузовыми поддонами, деревянными конструкциями, проволокой, горячим оборудованием, сосудами для хранения образцов и/или бочками. Перчатки с кожаными накладками на ладонях

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20- 09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-157 из 276

обеспечивают минимальную защиту от углеводородов и иных жидкостей и поэтому не рекомендуются для использования при работе с данными веществами.

Непроницаемые перчатки (из неопрена, поливинилхлорида, нитрила)

- Непроницаемые перчатки необходимо использовать при работе с углеводородами и агрессивными химическими веществами, такими как кислоты и щелочи. Перчатки должны быть изготовлены из материала, устойчивого к воздействию используемого в работе вещества.
- Защитные краги, которые закрывают запястья и предплечья, необходимо использовать при возможном образовании брызг.
- Непроницаемые перчатки необходимо использовать при работе с загрязненными нефтепродуктами трубами, а также при продолжительной работе с предметами, загрязненными смазочными материалами.

Хлопчатобумажные перчатки

Хлопчатобумажные перчатки предохраняют руки от загрязнения и ссадин. Тем не менее, они не являются достаточно прочными, чтобы их можно было использовать при работе с шероховатыми или острыми предметами. Хлопчатобумажные перчатки, имеющие вкрапления резинообразного материала на ладонях и пальцах обеспечивают лучший захват.

Латексные перчатки

Тонкие перчатки из латекса общего назначения (хирургический тип) обеспечивают максимальную свободу действий, и при этом способны защитить от воздействия кислот и щелочей. Этот тип перчаток применяется при проведении легких видов работ для предотвращения попадания нефти, смазочных материалов и жидкости на кожу рук. Латексные перчатки служат недолго и используются при работах с низким уровнем риска.

Одноразовые перчатки

Одноразовые перчатки изготавливаются из тонкого пластика и используются в лаборатории для предотвращения попадания нефти и смазочных материалов на кожу рук. Одноразовые перчатки также используются медицинским персоналом в поликлиниках и больнице. Перчатки данного типа используются только один раз.

Различные типы защитных перчаток

К таким перчаткам относятся защитные перчатки специального назначения, например, перчатки сварщиков, пожарных, электриков. Указанные ниже перчатки выдаются индивидуально.

- Перчатки сварщиков изготовлены из обработанной кожи, которая обеспечивает защиту от высоких температур, искр от сварки, и горячего шлака.
- Перчатки пожарных изготовлены из кожи и обшиты жароотталкивающим, неплавким текстильным материалом с ворсом.
- Перчатки электриков используются для защиты от удара электрическим током, который может произойти в результате случайного контакта с электрооборудованием, находящимся под напряжением. Перчатки электриков

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20- 09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-158 из 276

состоят из двух частей. Внутренняя часть изготовлена из резины, а внешняя из кожи.

Примечание: 1. Перчатки категории 0, типа 1 обеспечивают защиту до 1000 В.
2. Перчатки категории 4, типа 1 обеспечивают защиту до 36000 В.

Проверка состояния защитных перчаток

Непроницаемые перчатки необходимо проверять на наличие микроотверстий, надувая их. Если перчатки растрескались или порвались, их необходимо заменить.

Внутреннюю часть перчаток для электриков необходимо проверять на наличие микроотверстий, надувая их и затем опуская в мыльный раствор. Внешнюю часть перчаток необходимо визуально проверить на наличие трещин или дыр. Перчатки категории 4 должны ежегодно проверяться независимым ведомством.

Чистка и уход

Загрязненные непроницаемые перчатки можно мыть в горячем мыльном растворе. При мытье перчаток запрещается использовать растворители, за исключением случаев, когда известно, что перчатки устойчивы к воздействию данного материала.

Для снижения воздействия пота внутренняя часть перчаток может быть покрыта талькообразным порошком.

Если перчатки загрязнились или пропитались маслом настолько, что загрязнение попадает на кожу рабочего, то такие перчатки следует уничтожить.

ЗАЩИТНАЯ ОДЕЖДА

Общие положения

Для предотвращения попадания кислотных, коррозирующих, нефтяных, загрязненных или пыльных материалов на тело, необходимо использовать соответствующую защитную одежду.

Непроницаемая защитная одежда

Непроницаемая одежда (например, водонепроницаемый или противокислотный костюм) обеспечивает защиту от брызг и должна использоваться во время проведения работ, при которых возможен контакт с кислотными или коррозирующими материалами или жидкими углеводородами.

Непроницаемую защитную одежду требуется использовать при открытии линий, вскрытии оборудования, а также во время проведения работ, при которых возможно разбрызгивание коррозирующих или углеводородных материалов.

Непроницаемую защитную одежду требуется использовать в условиях повышенной влажности, при проведении ремонтных работ, когда возможно воздействие коррозирующих материалов, а также при очистке резервуаров от жидкого материала.

Порванная или поврежденная защитная одежда должна быть незамедлительно заменена на новую.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20- 09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-159 из 276

Одноразовые комбинезоны и костюмы

Одноразовые комбинезоны и костюмы предназначены для того, чтобы предохранять тело работника от пыли и сухих материалов. Они обеспечивают минимальную защиту от жидких и нефтесодержащих материалов.

Одноразовые комбинезоны должны использоваться во время проведения чистки, очистки резервуаров и работе с определенными сухими материалами.

Существуют также специальные одноразовые комбинезоны, обеспечивающие защиту от некорродирующих жидкостей.

Защитные фартуки

Защитные фартуки необходимо использовать для предотвращения попадания грязи и материалов на одежду рабочего во время разливания жидкостей, при работе с сухими материалами или при работе с грязным оборудованием. Непроницаемые защитные фартуки (из поливинилхлорида) обеспечивают защиту от брызг нефти, растворителей и смазочных материалов, а также от попадания сухих материалов.

Опознавательные жилеты

При проведении работ на проезжей части дорог или вдоль них рабочие должны использовать яркие опознавательные дорожные жилеты, изготовленные из сетчатой ткани. Такими жилетами могут также пользоваться наблюдатели, пожарные наблюдатели и ответственные за эвакуацию персонала, чтобы их можно было легко узнать.

ЗАЩИТНАЯ ОБУВЬ

Общие положения

При проведении работ на тех участках, где существует потенциальная опасность получения травмы ног от падающих и катящихся предметов сотрудники ТОО «Becturly Energy Operating», должны носить защитную обувь со стальным носком. Участки и виды работ, требующие использования защитной обуви определяются руководителем объекта. Если использование защитной обуви не требуется, сотрудники ТОО «Becturly Energy Operating», должны носить обувь, соответствующую условиям на рабочем месте.

Сотрудники подрядных организаций должны использовать защитную обувь, если во время выполняемой ими работы существует потенциальная опасность получения травмы ног.

От посетителей и представителей контролирующих органов не требуется ношение защитной обуви, если только их работа не связана с потенциальной опасностью получить травму ног. Однако посетители должны носить обувь, соответствующую условиям объекта, который они посещают.

На объектах, базах, в складских помещениях и на внешних объектах запрещается ношение следующей обуви:

- теннисные и тряпичные туфли;

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-160 из 276

- ботинки с глубоким протектором;
- ботинки и туфли с каучуковой, неровной, толстой или гладкой кожаной подошвой;
- туфли на высоком каблуке;
- сандалии и босоножки;
- обувь с тонкой или сильно изношенной подошвой.

Требования, предъявляемые к защитной обуви

Защитная обувь должна соответствовать требованиям казахстанских стандартов. Носки защитной обуви должны быть прочными на сжатие и обеспечивать сопротивление ударам. Подошвы защитной обуви должны обеспечивать сопротивление скольжению и быть стойкими к воздействию химических веществ.

Обувь, изготовленная из кожи экзотических животных, не может использоваться в качестве защитной обуви. Этот материал легко впитывает масла и химические вещества и не поддается эффективной чистке.

Право на получение защитной обуви

Защитная обувь будет выдаваться тем сотрудникам и подрядчикам ТОО «Becturly Energy Operating», которые работают на участках, где ношение защитной обуви является обязательным.

Офисные сотрудники, которые не работают постоянно в производственной зоне, защитной обувью не обеспечиваются.

Резиновые сапоги

Резиновые сапоги необходимо использовать, когда требуется предохранить ноги и обычную обувь от скопившейся воды, нефти, грязи, от грунта, вынутого при земляных работах или от корродирующих материалов. Резиновые сапоги служат для того, чтобы предохранить ноги и штанины от загрязнения и влаги.

Сапоги из пожарного снаряжения

Специальные сапоги выдаются персоналу пожарной бригады для использования вместе с боевым снаряжением. Эти сапоги изготовлены из огнестойкого материала (например, номекс, кевлар и т.д.) и имеют стальные вставки в носке и подошве.

АВАРИЙНЫЕ ДУШИ И ПУНКТЫ ДЛЯ ПРОМЫВАНИЯ ГЛАЗ

Общие положения

На объектах компании ТОО «Becturly Energy Operating», где при выполнении производственных операций работающие могут подвергнуться воздействию агрессивных веществ (кислоты, щелочи, едкие реагенты и т.д.), обязательно устройство аварийного душа, а также пунктов для промывания глаз.

Примечание: Технологические объекты, где производство работ, связанных с использованием агрессивных веществ носит не постоянный характер, должны обеспечиваться аварийными переносными душами.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20- 09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-161 из 276

Требования к аварийным душам и пунктам для промывания глаз

Для обеспечения единых условий эксплуатации, технического обслуживания и порядка приобретения аварийных душевых и пунктов для промывания глаз они должны быть единого типа (См. приложение «Стандартизированный список СИЗ и защитного оборудования»).

Аварийные души должны быть подсоединены к системе питьевого водоснабжения. Система водоснабжения должна быть такого диаметра, чтобы обеспечить 110 литров воды в минуту (30 галлонов в минуту) к разбрызгивающей головке, и 4 литра в минуту (1 галлон в минуту) к фонтанчику пункта для промывки глаз.

Аварийные души и пункты для промывания глаз следует располагать в местах свободного доступа и иметь опознавательные знаки (Инструкция «Знаки Безопасности и сигналы света»).

Их следует располагать внутри производственных объектов, там, где это возможно, но не ближе 3 метров и не дальше 15 метров от потенциально опасного места получения воздействия агрессивной среды.

Надземные линии водоснабжения или не обогреваемые здания должны быть оснащены теплоизоляцией, для того чтобы не допустить их нагревания (летом) или замерзания (зимой).

Температура воды, подаваемой в аварийные души / пункты промыва глаз, должна быть примерно 24 °C (75 °F) но могут быть отклонения +/- 5.5 °C (10 °F).

Ответственность за исправное техническое состояние

Руководитель объекта или специально назначенное лицо, должны регулярно (по крайней мере, еженедельно) следить за исправным состоянием аварийного душа и пунктом для промывания глаз, обеспечивая своевременное техническое обслуживание или, при необходимости, их замену.

Требования к пересмотру инструкции

Менеджер по ТБ, как представитель ТОО «Becturly Energy Operating» является владельцем данной инструкции и несет ответственность за внесение необходимых изменений.

Инструкция должна пересматриваться через каждые 5 лет для внесения необходимых изменений.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-162 из 276

Таблица 15.4 – Средства индивидуальной защиты, спецодежда

№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т. д.	ГОСТ, ТУ, и т.д. на изготовление	Потребное количество для буровой бригады
1	2	3	4
1	Куртка, брюки х/б от пониженных температур с пропиткой	Евростандарт EN -531	Буровой мастер, бурильщик, помощники бурильщика, электромонтер, слесарь по обслуживанию буровой, дизелист
2	Летний костюм; куртка, брюки, части которых выполнены из лавсано-вискозной ткани	Евростандарт EN - 531	Буровой мастер, бурильщик, помощники бурильщика, электромонтер, слесарь по обслуживанию буровой, дизелист
3	Куртка утеплённая	Евростандарт EN - 531	электромонтёр, дизелист, слесарь по обслуживанию буровой
4	Брюки утеплённые	Евростандарт EN - 531	электромонтёр, дизелист, слесарь по обслуживанию буровой
5	Летний костюм; куртка, полукombineзон и рубаша со съёмным капюшоном	Евростандарт EN - 531	Буровой мастер
6	Куртка, брюки с пропиткой от пониженных температур (женские)	Евростандарт EN - 531	лаборант-коллектор
7	Куртка, брюки из х/б с пропиткой (женские)	Евростандарт EN - 531	лаборант-коллектор
8	Валенки	ГОСТ 18724-88	всем
9	Сапоги резиновые	ТУ 38.306004-95	всем
10	Сапоги нефтемаслостойкие	ГОСТ 5394-89	всем
11	Респиратор противопылевой У-2К		всем
12	Фартук прорезиненный		то же (2шт)
13	Каска защитная с подшлемником	ТУ 13-983-93	всем
14	Рукавицы нефтеморозостойкие	Евростандарт EN - 531	всем
15	Плащ непромокаемый	ГОСТ 12.4.131.83	Буровым мастерам
16	Противогазы фильтрующие, с запасными коробками типа В, КД, БКФ и др.	ГОСТ 12.4.121.83	Всем
17	Шланговые противогазы марки ПШ-1 или ПШ-2		При работе в ёмкостях, резервуарах и т.п. местах
18	Дыхательные аппараты АСВ 2М или фирмы "Дрэгер" типа РА 80/1800-1		2 шт. аварийный запас
19	Аппарат искусственного дыхания переносной		1 шт на объект
20	Противогазы изолирующие (ИП-4) или дыхательные аппараты АВС-2М или фирмы "Дрэгер" типа РА 80/1800-1	ГОСТ 12.4.121.83	всем при освоении
21	Шкаф-аптечка		1

Примечание: Рабочим, которым по нормам предусмотрена выдача костюма брезентового или х/б с водоотталкивающей пропиткой, в зависимости от производственных и климатических условий, могут выдаваться одновременно два костюма – брезентовый и х/б с в/о пропиткой сроком носки 24 месяца.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20- 09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-163 из 276

Рабочим, занятым на работах по бурению, освоению и ремонту скважин по добыче нефти и газа, которым по нормам предусмотрена выдача валенок в случае необходимости и по условиям работы могут выдаваться галоши на валенки со сроком носки 12 мес.

Рабочим, занятым на работах по бурению, освоению и ремонту скважин, при работе с буровыми растворами на УВ-основе, вместо костюма х/б с в/о пропиткой выдается костюм из лавсановискозной ткани с нефтемаслозащитной пропиткой на этот же срок носки.

Работникам всех профессий, занятых бурением и добычей нефти и газа, в летнее время может выдаваться костюм летний для нефтяников на сезон с увеличением срока носки костюма х/б или брезентового, предусмотренного указанным работникам по нормам, с 12 до 16 мес.

В зависимости от условий работы, администрация предприятия по согласованию с профсоюзной организацией и техническим инспектором труда устанавливает конкретные виды перечисленных средств индивидуальной защиты рабочим и служащим.

Таблица 15.5 – Оборудование для безопасности и средства индивидуальной защиты

№ пп	Оборудование для безопасности и средства индивидуальной защиты
1	2
1	Лазарет / аптечка первой медицинской помощи: минимальный набор материалов
2	Линии аварийного спуска с вышки / ремни безопасности
3	Станции для промыва глаз / Душевые
4	Одежда пожарных
5	Одеяла для тушения
6	Лицевые маски
7	Пылевые маски
8	Ремни безопасности
9	Звуковые ушные протекторы
10	Наглазники
11	Спасательный набор
12	Индивидуальное защитное оборудование
13	Переносной кислород
14	Одеяла
15	Стетоскоп
16	Электрокардиограмма (переносная)
17	Диагностический набор
18	Сумка
19	Персональные дыхательные аппараты
20	Резиновые сапоги
21	Перчатки резиновые
22	Перчатки для работ с буровым раствором
23	Запасные цилиндры
24	Компрессор для воздушных цилиндров
25	Резиновые фартуки

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20- 09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-164 из 276

КЛАССИФИКАЦИЯ ПОМЕЩЕНИЙ И ОТКРЫТОГО ПРОСТРАНСТВА ПО КЛАССУ ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТИ (ПУЭ, ТБП НГДО-2010)

Таблица 15.6 – Классификация помещений и открытого пространства по классу взрывобезопасности

№ п/п	Помещения и пространства	Класс
1	2	3
1	Закрытые помещения, в которых установлены открытые технологические устройства для бурового раствора, содержащего нефть и нефтяные газы.	В-1
2	Внутренние объемы шахт, каналов и других подобных конструкций, которые могли бы быть отнесены к зоне В-1 а, но в которых затруднена возможность рассеивания газов.	В-1
3	Закрытые помещения, в которых установлены закрытые технологические устройства, оборудование, аппараты, трубопроводы, узлы регулирующих и отключающих устройств для бурового раствора, содержащего нефть и нефтяные газы, легковоспламеняющиеся жидкости, нефть и горючие газы, а также помещения насосных для сточных вод.	В-1 а
4	Пространство, простирающееся во все стороны от устья бурящейся скважины до обшивки.	В-1 г
5	Открытые пространства вокруг открытых технологических устройств, оборудования, аппаратов, узлов отключающих устройств для бурового раствора, содержащего нефть и нефтяные газы, или для легковоспламеняющихся жидкостей, ограниченные расстоянием 5 м во все стороны.	В-1 г
6	Открытые пространства вокруг закрытых технологических устройств, оборудования, аппаратов, узлов отключающих устройств для бурового раствора, легковоспламеняющихся жидкостей, а также вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны.	В-1 г
7	Полузакрытые пространства в которых установлены технические устройства, оборудование, аппараты, узлы отключающих устройств для бурового раствора, содержащего нефть и нефтяные газы, или для легковоспламеняющихся жидкостей, - в пределах ограждения.	В-1 г
8	Полузакрытые пространства в которых расположена арматура, - в пределах ограждения	В-1 г

 КМГ ИНЖИНИРИНГ	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-165 из 276

15.3. ОСВЕЩЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ РАБОЧИХ МЕСТ

Проектом устанавливаются нормы электрического освещения оборудования рабочих мест в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30.12.2014 г. № 355, следующего значения:

Таблица 15.7 – Нормы освещённости

№ п/п	Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещённость	Плотность формирования освещённости: Г-горизонтальная; В-вертикальная	Разряд и под разряд зрительной работы	Рабочее освещение			Аварийное освещение
					освещённость, лк		показатель ослеплённости не более, %	
					при лампах накаливания	при газоразрядн ых лампах		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Измерительная аппаратура, пульт и щит управления с измерительной аппаратурой	Шкала приборов, кнопки управления	Г; В	IV в	150	200	40	10
2	Пульт и щит управления без измерительной аппаратуры, стол оператора	Рычаги, рукоятки	Г; В	VI	75	150	60	10
3	Стол оператора, машиниста аппаратчика, дежурного	Стол	Г	IV г	100	150	40	10
4	Задвижка насоса, штурвал задвижки насоса, рукоятка и рычаг управления, контрольный сифонный кран, клапан предохранительный, места замены манжет клапанов и набивки сальников	Задвижка, штурвал, рукоятка, рычаг, кран, клапан, манжета, сальник	Г; В	VIII	30	75	80	10
5	Стеллажи, приёмный мост	Бурильные трубы, обсаднве колонны, приёмный мост	Г	XI	10	10		

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-166 из 276	

Продолжение таблицы 15.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	Лестничные марши, площадки, сходы с рабочей площадки. Вышечно-лебедочный блок	Ступени, пол, площадки	Г	XI	10	10		
7	Рабочая площадка	Пол	Г		30	50	60	10
8	Роторный стол	Роторный стол	В		100	100		
9	Буровая лебёдка	Барабан	В	X	30	30	Освещённость установлена экспериментально	
10	Подсвечник	Место установки свеч	Г	X	30	30		
11	Путь движения талевого блока	Талевый блок	В	X	30	30		
12	Механизм спуска и подъёма бурильных труб (МСП)	Механизм захвата	Г	IX	50	50		
13	Элеватор на уровне площадки верхнего рабочего, магазин для свеч	Замковое устройство, место установки свеч	В	IX	50	50		
14	Рабочее место верхнего рабочего (люлька, балкон)	Пол	Г	IX	50	50		10
15	Кронблочная площадка, кронблок	Рабочие блоки	Г; В	X	30	30		
16	Силовое помещение Редуктор (коробка скоростей)	Места замера уровня масла	В	VIII a	30	75		
17	Раствор провод (желобная система)	Поверхность раствора	Г	XI	10	10		
18	Глиномешалка, смеситель, сепаратор, сито, пескоотделитель	Рабочая поверхность	В	VIII a	30	75		
19	Ёмкость (резервуар) для хранения запасного раствора	Место замера уровня раствора	В	VIII в	20	50		
20	Насосное помещение. Воздушный компенсатор бурового насоса	Диафрагменный разделитель	В	VI	75	150	Во время смены разделителя	5
21	Дизельное помещение (освещённость снижена на одну ступень шкалы освещённости)	0,8 м от стола	Г	VI	50	100		5
22	Противовыбросовое оборудование. Превентор, штурвал, дистанционное управление превентором	Превентор, штурвал	В	VIII a	30	75		

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-167 из 276

Продолжение таблицы 15.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23	Пульт дистанционного управления превентором (освещённость снижена на одну ступень шкалы освещённости)	Пульт	В	IV г	75	100		10
24	Цементировочная головка (освещённость повышена на одну ступень шкалы освещённости)	Кран	В	Х	50	50		
25	Мерный бак цементировочного агрегата, бочек для цементного раствора	Поверхность раствора	Г	Х	30	30		
26	Место зарядания прострелочных и взрывных аппаратов (ПБД)	Место зарядания	Г	V г	75	100		
27	Каротажный подъёмник.Путь движения геофизического кабеля: от каротажного подъёмника до блок баланса от подвесного ролика до устья скважины	Барабан, пульт кабины машиниста Кабель	Г В Г	Х XI	30 50 10	30 50 10	Освещённость установлена экспериментально	
28	Каротажная лаборатория	0,8 м от пола	Г		75	75		
29	Блок-баланс	Кабель, Блок-баланс	В	Х	30	30		
30	Рабочее место у устья скважины	Рабочее место	В	Х	30	30		
31	Путь переноса заряженных ПВА	Земля, пол мостков	Г	XI	10	10		
32	Территория опасной зоны при проведении прострелочных и взрывных работ	Земля, пол мостков	Г		2	2		

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-168 из 276

15.4. Средства контроля воздушной среды

В процессе вскрытия продуктивного горизонта предусматривается контроль воздушной среды стационарными и переносными газоанализаторами для обнаружения признаков ГНВП (поступление пластового флюида в скважину).

Порядок контроля определяется «Отраслевой инструкцией по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности», «Предельно допустимые концентрации и ориентировочные безопасные уровни вредных веществ в воздухе рабочей зоны». Для контроля иметь на объекте стационарный и не менее 3 (2 основных, один резервный) переносных газоанализаторов.

Предельно-допустимая концентрация (ПДК) углеводородных газов в воздухе рабочей зоны составляет 300 мг/м³, окиси углерода – 20 мг/м³, сероводорода – 1 мг/м³. При превышении ПДК весь персонал обязан применять СИЗ ОД (фильтрующие противогазы).

Таблица 15.8 – Средства контроля воздушной среды

№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Кол-во, шт.	Место установки датчиков стационарного газоанализатора
1	2	3	4
1	Газоанализатор-универсальный для контроля ПДК вредных веществ (сероводород, окись углерода, окись азота и др.) переносной или стационарный	1	сито, выкидная линия, направляющий патрубок, пол буровой, шурф, отстойник, штуцерный манифольд
2	Датчики стационарных газосигнализаторов, имеют звуковой и световой сигналы с выходом на диспетчерский (пульт управления) и по месту установки датчиков.	8	У ротора, в начале желобной системы, у вибросит, в насосном помещении – (2 шт.), у приемных емкостей (2 шт.) и в помещении отдыха персонала.
3	Карманный газоанализатор ES-80 HS	всем	БУ
4	Индикатор ФЛП-2,1 переносной, Газосигнализатор УГ-2, Газоопределитель ГХ-2	Каждый по 1шт.	БУ

Примечание: Допускается замена приборов контроля воздушной среды зарубежными или отечественными аналогами не снижающими уровня безопасности труда.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-169 из 276

15.5. Мероприятия по технике безопасности

Проектом предусматривается выполнение следующих основных мероприятий по технике безопасности:

Таблица 15.9 – Мероприятия по технике безопасности

№ п/п	Наименование, содержание мероприятия	Исполнитель
1	2	3
1	Общие МТБ при всех видах работ	-
1.1	Наличие на объекте согласованных и утвержденных инструкций по ТБ по профессиям и видам работ, плакатов и предупредительных знаков.	руководитель объекта, служба ТБ
1.2	Обеспечение объекта средствами пожаротушения.	-"
1.3	Допуск персонала к производству работ после обучения, инструктажа, проверки знаний правил безопасности.	руководитель объекта, служба ТБ
1.4	Организация и проведение контроля опасных и вредных производственных факторов.	руководитель предприятия
1.5	Комиссионный пуск объектов и наличие пусковой документации	
1.6	Соблюдение проектной документации и обустройство территорииобъекта.	-"
1.7	Наличие на объекте плана ликвидации возможных аварий.	-"
1.8	Обеспечение освещенности рабочих мест по действующим нормам.	-"
1.9	Устройство и исправное содержание ограждений оборудования, лестниц, площадок.	-"
1.10	Организация безопасной эксплуатации оборудования и инструмента.	-"
1.11	Проведение опрессовки нагнетательных трубопроводов арматуры и деталей трубопроводов после сборки на заводе, а также ремонта с применением сварки на пробное давление (ПОПБОПО НГОП).	-"
1.12	Обеспечение грузоподъемных машин и механизмов, сосудов, работающих под давлением обозначениями и надписями о предельной грузоподъемности, давлении, температуре и сроках проведенного и следующего технического освидетельствования и гидравлического испытания.	Ответственное лицо, руководитель объекта
1.13	Обеспечение эл./безопасности.	руководитель объекта
1.14	Регулярный контроль и отбраковка стальных канатов	-"
1.15	Обеспечение безопасности при погрузочно-разгрузочных работах, перемещении тяжестей и транспортировании грузов.	руководитель ВМБ, руководитель объекта
1.16	Выполнение технических условий монтажа буровой вышки.	-"
1.17	Контроль за соблюдением правил безопасности на объекте и привлечение к ответственности работников, виновных в допущенных нарушениях.	руководитель предприятия,
2	МТБ при строительстве скважин (монтаж, бурение)	-
2.1	Наличие документации и инструкции изготовителя бурового оборудования.	главный механик, руководитель объекта
2.2	В период эксплуатации содержать БУ в комплектном состоянии.	руководитель объекта
2.3	Опрессовка пневмосистемы не менее 3 мин на P _{опр} =1,25 P _{расч.} раб.	-"

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-170 из 276

Продолжение таблицы 15.9

1	2	3
2.4	Опрессовка манифольда буровых насосов, стояка не менее 5 минут на давление $P_{опр} = 1,5 P_{\text{макс. раб.}}$	-"-
2.5	Установка предохранительного устройства на буровом насосе, на 10 % превышающем рабочее давление.	-"-
2.6	Подвеска и крепление машинных ключей рабочим и страховым канатом диаметром не менее 17,5 мм.	-"-
2.7	Проверка исправности буровой установки перед спуском обсадных колонн.	руководитель объекта
2.8	Ежесменный профилактический осмотр подъемного оборудования (лебедка, талевая система, вышка, ротор, вертлюг, штропа, элеваторы, спайдеры и др.) с записью в регистрационном журнале.	руководители объекта, вахт
2.9	Обеспечение комплектности буровой бригады.	
2.10	Монтаж и эксплуатация ПВО в соответствии с ПОПБОПО НГОП.	-"-
2.11	Обеспечение СПО средствами механизации и автоматизации.	-"-
2.12	Постоянное включение и исправность противозатаскивателя (ПОПБОПО НГОП), ежесменный контроль (осмотр, отключение-включение).	-"-
2.13	В процессе СПО строго запрещается: - производить раскрепление резьбовых соединений ротором; - использовать неисправный спускоподъемный инструмент; - находиться в опасной зоне при использовании ключей УМК, АКБ; - использовать ПРС без направляющего ролика (ПОПБОПО НГОП); - переключать скорости на ходу при нагруженной талевой системе.	-"-
2.14	Производить осмотр вышки механиком и руководителем буровой после каждого монтажа с составлением акта, а также после экстремальных условий и предельных нагрузок.	руководитель объекта, главный механик
2.15	Ликвидацию аварий, осложнений, ГНВП проводить при непосредственном участии руководителя объекта с вызовом ответственного ИТР предприятия, в соответствии с (ПОПБОПО НГОП);	руководитель объекта, вахт, предприятия
2.16	Перед вскрытием продуктивного горизонта проводить обучение и тренировку бригады практическим действиям по ликвидации ГНВП и открытых фонтанов (ПОПБОПО НГОП).	руководитель объекта
2.17	При обнаружении ГНВП буровая вахта обязана герметизировать устье скважины, канал бурильных труб, немедленно информировать руководителя объекта, руководство предприятия, противофонтанную службу и действовать по ПЛА (ПОПБОПО НГОП).	руководитель объекта, вахт
3	Освоение и испытание скважины производить в соответствии с (ПОПБОПО НГОП).	руководитель объекта

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-171 из 276

15.6. Мероприятия по промышленной санитарии

Производственные помещения должны выполняться в соответствии с санитарными нормами проектирования промышленных предприятий.

Производственные помещения должны иметь:

- удобные и безопасные входы и выходы;
- твердый, ровный пол, удобный для очистки и ремонта;
- размещение оборудования, позволяющее производить беспрепятственный и безопасный осмотр, обслуживание, ремонт, монтаж и демонтаж;
- устройства для естественного освещения и проветривания;
- искусственное освещение.

При бурении скважины предусмотрена круглосуточная работа. Максимальное количество технического персонала, обслуживающих буровые работы составляет – 30 человек (в одну смену – 15 человек).

Основные строительные требования к помещениям для обслуживания работающих принимаются в проектах в соответствии с СНиП, а санитарно-гигиенические требования и отдельные строительные требования специального характера – по санитарным нормам проектирования производственных объектов.

Состав санитарно-бытовых помещений определяется в соответствии с группой производственных процессов по классификации, в составе которой заложены признаки загрязнения тела и спецодежды.

При отсутствии на буровой вахтового комплекса, вне буровой на безопасном расстоянии (высота вышки + 10 м) размещается вагон бурового мастера, культбудка - помещение для обогрева и отдыха персонала, устройство кипячения воды, аптечка с набором медикаментов и материалов для оказания первой доврачебной помощи, комната для приема пищи, туалетная комната, комната для переодевания, хранения и сушки спецодежды. В его состав входит: 5 жилых вагонов для персонала общей вместимостью 30 человек, душевая (туалет) для 1 рабочей смены (15 человек) – 5 душевых сеток, 2 умывальника, продуктовый склад для хранения продуктов питания, столовая на 15 мест. Количество гардеробных отделений на 1 человека – 2 отделения.

Уборные и места утилизации отходов размещаются на расстоянии не менее 30м от помещений.

Все санитарно-бытовые помещения должны иметь отопление и освещение, содержаться в чистоте, проветриваться, периодически дезинфицироваться.

1. Водоснабжение

Расчет расхода воды выполнен в соответствии с СНиП РК 4.01-41-2011 г. – см. раздел 2 «ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА».

2. Вентиляция

Вагончики оборудуются системой кондиционирования воздуха.

3. Отопление

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-172 из 276

В жилых вагончиках отопление осуществляется от электрокаминов или электрокалориферов.

15.7. Санитарно-бытовые помещения

Таблица 15.10 – Санитарно-бытовые помещения

№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр, число мест и т.д.	Количество, шт
1	2	3
1	Вагон-домик буровых мастеров	1
2	Сушилка	1
3	Слесарка	1
4	Душевая-раздевалка	1
5	Вагон-склад	1
6	Жилой вагон-домик для вахты, тампонажников, геофизиков	6
7	Вагон-домик женского персонала	1
8	Вагон-культбудка	1
Итого:		13

Примечание: 1. Допускается замена типов и количества санитарно-бытовых помещений зарубежными аналогами;
2. На период вышкостроения, бурения и крепления, освоения 1 объекта – одинаковое количество вагон-домиков;
3. Вагончики оборудуются необходимой мебелью, бытовыми электроприборами, сушилкой, кондиционерами, водопроводной системой, фильтрационной установкой для воды и установкой для очистки сточных вод, туалетами и канализацией;
4. На территории устанавливаются емкости под жидкие и твердые отходы.

15.8. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха

Вентиляцию, отопление и кондиционирование воздуха производственных зданий и сооружений (включая помещения пультов управления, кабины крановщиков и др. изолированные помещения) проектируется из расчета на обеспечение в рабочей зоне (на постоянных и не постоянных рабочих местах) во время проведения основных и ремонтно-вспомогательных работ метеорологических условий и содержание вредных веществ в воздухе.

При естественной или механической вентиляции в производственных помещениях обеспечивается подача наружного воздуха на одного работающего в соответствии с таблицей 15.11.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-173 из 276

Минимальный расход наружного воздуха

Таблица 15.11 – Минимальный расход наружного воздуха

Помещение с естественным проветриванием, расход в м³/ч на человека	Без естественного проветривания			Приточные системы
	Расход			
	м³/ч на человека	об/ч	% общего воздухообмена, не более	
1	2	3	4	5
30* 20**	60	1	-	Без рециркуляции или с рециркуляцией при кратности воздухообмена 10 обменов в час и менее.
	60 90 120	- - -	20 15 10	С рециркуляцией при кратности общего воздухообмена менее 10 обменов в час.

Примечание: * При объеме помещения (участка, зоны) на 1 чел. менее 20 м³.

** При объеме помещения (участка, зоны) на 1 чел. 20 м³ и более.

Под помещением "без естественного проветривания" следует понимать помещение без открываемых окон и проемов в наружных стенах или помещение с открываемыми окнами и проемами площадью менее 20 % общей площади окон, а также зоны помещений с открывающимися окнами, расположенными на расстоянии, превышающем пятикратную высоту помещений.

Концентрации вредных веществ в воздухе, поступающем внутрь зданий и сооружений через приемные отверстия систем вентиляции и кондиционирования воздуха и через приемы для естественной приточной вентиляции, не должны превышать 30 % предельно допустимых для воздуха рабочей зоны.

Нагревательные приборы в производственных помещениях с пылевыведениями надлежит предусматривать с гладкими поверхностями, допускающими легкую очистку. Применение лучистого отопления с инфракрасными газовыми излучениями допускается предусматривать только с удалением продуктов сгорания непосредственно от газовых горелок наружу.

В системах водяного отопления со встроенными в строительные конструкции нагревательными элементами и стояками (системы панельного и панельно-лучистого отопления) средняя температура на обогреваемой поверхности не должно превышать (градусов Цельсия):

- для полов с постоянными рабочими местами – 26 °С;
- для полов с временным пребыванием людей – 3 °С;
- для потолков при высоте помещения от 2,5 до 2,8 м – 28 °С;
- для потолков при высоте помещения от 2,8 до 3,0 м – 30 °С;
- для потолков при высоте помещения от 3,0 до 3,5 м – 33 °С;
- для потолков при высоте помещения от 3,5 до 4,0 м – 36 °С;
- для потолков при высоте помещения от 4,0 м до 6,0 м – 38 °С.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-174 из 276

В системах отопления с низкотемпературными источниками тепла радиационное напряжения на рабочих местах при высоте 1,5-2,0 м от пола не должно превышать 35 Вт/м² (27 ккал/м²ч).

Отчистка от пыли наружного и рециркулируемого воздух, подаваемого в помещения, должно быть предусмотрена:

- в системах кондиционирования;
- в системах воздушного душирования;
- в системах, подающих воздух непосредственно в зону дыхания работающих (в шлемы, маски, щитки, защищающие голову или лицо, и др.);
- в вентиляционных системах при специальном обосновании, в частности, когда запыленность наружного и рециркуляционного воздуха превышает 30 % допустимых концентраций пыли или когда это требуется по технологическим требованиям.

Системы кондиционирования, предназначенные для круглогодичной и круглосуточной работы в помещениях, а также для помещений без естественного проветривания, следует проектировать с резервным кондиционером, обеспечивающим не менее 50 % требуемого воздухообмена и заданную температуру в холодную период года.

Воздушное и воздушно-тепловые завесы следует рассчитывать так, чтобы на время открывания ворот, дверей и технологических проемов температура смеси воздуха, поступающего в помещение, была не ниже:

- 14 °С при легкой физической работе;
- 12 °С при работе средней тяжести;
- 8 °С при тяжелой работе.

При отсутствии рабочих мест вблизи ворот (на расстоянии до 6 м), дверей и технологических проемов допускается понижение температуры воздуха этой зоне при их открывании до 5 °С, если это не противоречит технологическим требованиям.

Аварийную вентиляцию в производственных помещениях, в которых возможно внезапное поступление в воздух рабочей зоны больших количеств вредных или пожароопасных веществ, предусматривается в соответствии с нормами технологического проектирования и требованиями ведомственных нормативных документов, утвержденных в установленном порядке.

Аварийную вентиляцию следует ставить, руководствуясь требованиями главы СНиП по проектированию отопления, вентиляция и кондиционирования воздуха, а также другими утвержденными нормативными документами.

Включение аварийной вентиляции и открывание проемов для удаления воздуха следует проектировать дистанционным из доступных мест как изнутри, так и снаружи помещений.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-175 из 276

Предусматривается специальные помещение мастерских, оборудованных для ремонта, наладки и контроля систем отопления, вентиляции, кондиционирования и установок очистки вентиляционных выбросов.

15.9. Противопожарное оборудование и мероприятия

Планировка производственной площади должна обеспечить сток технологической жидкости от устья скважины, очистных устройств. Под силовым блоком и в насосном блоке предусматривается сбор и отвод отходов ГСМ. Бетонирование площадок предусматривается под основанием вышки насосами и их приводами дизельными эл/станциями. Для сбора пластового флюида при бурении испытании или ГНВП устанавливаются ёмкости 50 м³ в конце выкидных линий с ограждением (обозначением). Вокруг блоков хранения ГСМ устраивается обвалование соответственно объему хранения с установкой знаков пожарной опасности. Для пожарного водоснабжения используется напорная ёмкость объемом не менее 50 м³. На линиях подачи воды устраиваются 2 пожарных стояка с пожарными рукавами длиной по 20 м, вблизи вышечно-силового блока и насосного блока. На объекте устанавливаются 3 щита с противопожарным инвентарем один в вахтовом комплексе, второй в силовом, насосном блоке буровой установки, третий возле склада ГСМ. Места установки должны иметь свободный доступ.

Комплектность первичных средств пожаротушения на один щит устанавливается ППБ РК-2006 и должна быть следующей:

Таблица 15.12 – Первичные средства пожаротушения

№ п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ, и т.д. на изгот-ние	Кол-во, шт.	Примечание
1	2	3	4	5
1	Ящики с песком вместимостью 0,5 м ³	ППБС РК 10-98	4	V=0,5 м ³
2	Ёмкость пожарная	стальная	2	V=50 м ³
3	Щит пожарный деревянный ЩПД	ТУ 220	2	
4	Лопаты	ГОСТ-19586-87	4	
5	Лом пожарный лёгкий	ГОСТ-16714-71	2	
6	Топоры	ГОСТ-18587-89	2	
7	Багор пожарный	ГОСТ-16714-71	2	
8	Ведро пожарное	ТУ 220	4	
9	Кошма размером 2×2 м (или асбестовое полотно)		4	
10	Ящик с песком вместимостью 1,0 м ³	ППБС РК 10-98	1*	V=1,0 м ³
11	Переносные огнетушители размещаемые:			
	1) на площадке ГСМ	ГОСТ-51057-97	2	порошковые по 100 кг
	2) на площадке дизельного генератора		2	CO ₂ (углекислотные) по 5 кг порошковые по 50 кг
	3) в электрощитовой		2	CO ₂ (углекислотные) по 5 кг
	4) на участке резервуаров бур.раствора		4	порошковые по 12 кг
	5) на участке буровых насосов			"-"
	6) площадке аккумулятора ПВО			"-"
	7) на участке пола буровой			порошковые по 12 кг CO ₂ (углекислотные) по 5 кг
	8) офисных и жилых модулях			"-"

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-176 из 276

В насосном блоке должен находиться передвижной огнетушитель ОВП-100 (ОП-10).

При выполнении огневых и сварочных работ на объекте в обязательном порядке должны выполняться требования «Инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ».

При выполнении всех видов работ на объекте должны выполняться следующие основные мероприятия по противопожарной безопасности:

- запрещение курения и разведения открытого огня в производственных помещениях, под основанием буровой.
- отведение для курения специально оборудованных мест вне буровой,
- наличие на объекте «Табеля боевого расчета» и тренировки вахт, инструктаж по ППБ,
- запрещение использования оборудования, инвентаря для всех работ кроме прямого назначения.

15.10. Оценка вероятности чрезвычайных ситуаций

Общие положения

Чрезвычайная ситуация – состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на объекте (буровой), определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения и приводящее к разрушению зданий, сооружений, оборудования и транспортного процесса, а также народному хозяйству и окружающей среде.

Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков. Так, по происхождению ЧС можно подразделять на ситуации техногенного, антропогенного и природного характера. ЧС можно классифицировать по типам и видам событий, лежащих в основе этих ситуаций, по масштабу распространения, по сложности обстановки, тяжести последствий.

Ликвидация ЧС – спасательные, аварийно-восстановительные и другие неотложные работы, проводимые при возникновении чрезвычайных ситуаций и направленные на спасение жизни и сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба и материальных потерь, а также на локализацию зон чрезвычайных ситуаций.

Законодательство Республики Казахстан в области чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера основывается на Конституции Республики Казахстан, а также иных нормативных правовых актов РК.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-177 из 276

15.11. Планы действий при Чрезвычайных ситуациях

Законодательство Республики Казахстан о чрезвычайных ситуациях стихийного и техногенного характера, требует проведения эвакуации населения, проживающего в посёлках и в районе месторождения при чрезвычайной ситуации для защиты населения от потенциальных воздействий вредных и токсичных веществ, выбросом которых может сопровождаться такое происшествие.

Ответственность за определение масштабов потенциальной проблемы возложена на компанию ТОО «Becturly Energy Operating», которая определяет сценарий выбросов и вероятное расширение площади воздействий инцидента, на окружающую территорию исходя из экологических условий. В случае эскалации инцидента до уровня, требующего эвакуации населения, компания ТОО «Becturly Energy Operating», оповестит районного Аким (начальника по Гражданской Обороне) или сельского районного Аким в соответствии с Директивой Областного Аким «О порядке оповещения о Чрезвычайных Происшествиях», который принимает решение об эвакуации.

По получении аварийного сигнала местный Аким должен принять все меры для оповещения сельского населения, а также частных компаний и рабочих, находящихся внутри или в непосредственной близости от опасной зоны. С целью оказания содействия в своевременной эвакуации населения соответствующих населенных пунктов, Областной Аким может направить дополнительные местные эвакуационные команды и оборудование из соседних районов, также обеспечит содействие Аким в такой эвакуации по запросу Аким (Акимов).

Поселки, расположенные вокруг площади будут обеспечены системой дистанционного звукового аварийного оповещения с тем, чтобы иметь прямую связь с населением в случае возникновения внештатной ситуации, будет осуществлять управление и техническое обслуживание вышеуказанной системы для оперативного оповещения жителей населенных пунктов, находящихся в зоне вероятной чрезвычайной ситуации. Эффективность системы увеличена за счет дистанционного мониторинга станций слежения за состоянием объектов окружающей среды, расположенных по всему периметру месторождения. 24 часа в сутки, 360 дней в году состояние окружающей среды вокруг площади работ будет отслеживаться постоянно с автоматической трансляцией на панель управления центрального контрольного пункта, операторы которого оперативно реагируют на изменения показаний детекторов. В случае превышения допустимого уровня концентрации операторы принимают необходимые меры по проверке, уточнению информации и принятию аварийных мер безопасности, включая запуск системы аварийной связи и оповещения близлежащих населенных пунктов. Кроме того, использует приборы замера для контроля за концентрацией углеводородов, сероводорода и двуокиси, серы в атмосферном воздухе в районе осуществления буровых работ и ремонта скважин на месторождении. Применение данных

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-178 из 276

приборов нацелено на обеспечение первичного предупреждения о наличии утечки газа и задействования цепочки оперативного прекращения мероприятий, ставших причиной утечки, либо внесения изменений в регламент осуществления данных мероприятий. В случае недостаточности принимаемых мер оперативного реагирования и дальнейшего ухудшения ситуации предусматривается ускоренное включение системы аварийного реагирования. Это даст возможность более быстрого реагирования на внештатную ситуацию, поскольку идет опережение аварийной сигнализации при помощи портативных средств слежения.

ТОО «Becturly Energy Operating», несет ответственность за поддержание процедур и процессов в случае возникновения чрезвычайных ситуаций в отношении всех сотрудников и персонала, организаций-подрядчиков, работающих или проживающих на объектах или вблизи месторождения. В случае возникновения инцидента, способного оказать негативное воздействие на сотрудников компании или подрядчиков, эвакуация будет произведена в соответствии с Чрезвычайным эвакуационным планом (планами), принятыми ТОО «Becturly Energy Operating».

Все планы действий в чрезвычайных ситуациях будут анализироваться, поддерживаться и тестироваться на регулярной основе и в соответствии с требованиями законодательства РК и методическими рекомендациями ТОО «Becturly Energy Operating».

15.12. Оповещение населения

Информация о загрязнении, атмосферного воздуха углекислым газом и дискретные сигналы о превышении пороговых значений концентрации CO₂ поступают уполномоченному лицу (диспетчеру).

Используя поступающую информацию, диспетчер осуществляет непрерывный мониторинг уровня загрязнения CO₂ контролируемой и смежной территорий, и в случае высоких концентраций:

- принимает меры по обнаружению источника газопроявления;
- оценивает уровень опасности для персонала и населения;
- оповещает должностных лиц согласно аварийного расписания;
- оповещает, в необходимых случаях, население.

При аварийном сигнале персонал обязан использовать средства индивидуальной защиты органов дыхания и действовать по должностной инструкции, а население покинуть опасную зону в соответствии с «Планом совместных действий...».

15.13. Мероприятия по предупреждению аварий

Бурильщики должны знать глубину залегания и характер поведения горизонтов с аномально высокими или аномально низкими пластовыми давлениями.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-179 из 276

Не допускать снижения плотности раствора от предусмотренной ГТН.

При подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и доливаемой жидкости.

Не допускать поршневания при подъеме инструмента.

Принять меры для ликвидации сальника.

Обучить обслуживающий персонал действиям при НГВП.

Поддерживать в работоспособном состоянии противовыбросовое оборудование.

При резком увеличении механической скорости бурения следить за уровнем жидкости в циркуляционной системе и ограничить скорость бурения.

При увеличении веса на крюке и уменьшении давления на стояке, что является косвенными признаками НГВП, сопоставить другие показатели процесса бурения для раннего обнаружения проявления.

Иметь запас раствора.

Параметры раствора необходимо выравнивать по всему циклу.

Не допускать утяжеления раствора «пачками».

Включать технические и технологические средства для раннего обнаружения НГВП.

Поддерживать в работоспособном состоянии оборудование для дегазации раствора.

Проводить учебные тревоги по сигналу «Выброс» с применением средств индивидуальной защиты от сероводорода.

Не проводить кратковременных промежуточных промывок при наличии газированных забойных пачек.

Промежуточные промывки во время спуска инструмента производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине.

Длительные ремонтные работы, не связанные с ремонтом устья, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана.

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

К подъему инструмента приступать только после выравнивания параметра раствора по всему объему до установленной величины.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-180 из 276

16. ПРОТИВОФОНТАННАЯ И ГАЗОВАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

16.1. Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений

Перед вскрытием пласта с возможным флюидопроявлением необходимо провести:

- Инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ликвидации газонефтепроявлений согласно «Инструкции по организации и проведению профилактической работы по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых газовых и нефтяных фонтанов на территории РК», Алматы 2002 г.
- Проверку состояния буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений;
- Учебную тревогу «Выброс». Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием;
- Оценку готовности объекта к оперативному утяжелению бурового раствора, пополнению его запасов путем приготовления или доставки на буровую.

Вскрытие продуктивного пласта должно производиться после проверки и установления готовности буровой к проведению этих работ комиссией под представительством заместителя генерального директора по производственным вопросам бурового предприятия с участием представителей АСС. В процессе вскрытия продуктивного пласта и испытания скважины на буровой должен находиться представитель противofонтанной службы.

По результатам проверки составляется акт готовности и АСС выдается письменное разрешение на вскрытие и бурение продуктивного пласта.

Запрещается углубление скважины после крепления 244,5 мм колонны без составления акта готовности и без письменного разрешения АСС.

Рабочие буровой бригады должны быть обучены методам раннего обнаружения ГНВП, практическим действиям по герметизации устья скважины и её глушению, правилам эксплуатации ПВО, использованию средств индивидуальной защиты, оказанию до врачебной помощи.

Обучение рабочих буровой бригады производится инженерно-техническими работниками бурового предприятия по программе, утвержденной главным инженером с проверкой знаний комиссией бурового предприятия при участии представителя АСС.

К работам на скважинах с возможными газонефтепроявлениями допускаются бурильщики и специалисты, прошедшие подготовку по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях» в специализированных учебных центрах (комбинатах), имеющих соответствующую лицензию. Проверка знаний и переподготовка этих кадров проводятся не реже одного раза в 3 года.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-181 из 276

При разработке раздела использованы основные положения инструкций по противофонтанной и газовой безопасности.

16.2. Признаки раннего обнаружения газонефтеводопроявлений (ГНВП)

Прямые признаки в процессе углубления:

- увеличение объема бурового раствора в приемных емкостях;
- увеличение относительной скорости выходящего потока бурового раствора при постоянной производительности насоса;
- повышение газосодержания бурового раствора;
- перелив бурового раствора при остановленном насосе;
- уменьшение плотности выходящего из скважины бурового раствора.

Косвенные признаки в процессе углубления:

- увеличение механической скорости проходки;
- снижение давления в буровом насосе;
- увеличение содержания сульфидов в буровом растворе;
- изменение крутящего момента на роторе;
- поглощение бурового раствора;
- изменение конфигурации и количества шлама на виброситах;
- изменение температуры и реологии бурового раствора.

Признаки раннего обнаружения ГНВП при СПО устанавливаются по изменению величины доливаемого или вытесняемого бурового раствора:

- увеличение против расчетного объема вытесняемого бурового раствора при спуске бурильной колонны;
- уменьшение против расчетного объема доливаемого бурового раствора при подъеме бурильной колонны.

Признаки раннего обнаружения ГНВП при полностью поднятой из скважины бурильной колонне и длительных остановках:

- перелив бурового раствора из скважины;
- увеличение давления на устье загерметизированной скважины;
- падение уровня бурового раствора (поглощение как косвенный признак).

Ниже в таблице приведен перечень показателей, по которому можно получить исходную информацию (прямые и косвенные признаки) по раннему обнаружению газонефтеводопроявлений.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-182 из 276

Таблица 16.1– Перечень показателей по раннему обнаружению газонефтеводопроявлений

Показатель	Диапазон изм.	Доп. откл-ие, +-	Тип подачи исходной информации			
			Показ	Запись	Свет. сигн.	Звук. сигн.
1	2	3	4	5	6	7
Уровень бурового раствора в приемных емкостях, м	1,6	0,02	+	+	+	+
Расход бурового раствора на выходе от расхода на входе, %	0-100		+	-	+	+
Разность между теоретическим и фактическим объемом долитого в скв. бурового раствора, м ³	0-1,0	0,1	+	-	+	+
Разность между теоретическим и фактическим объемом вытесненного из скважины бурового раствора, м ³	0-1,0	0,1	+	-	+	+
Газосодержание, %	1-60	4	+	-	+	+
Механическая скорость проходки, м/ч	0-50	0,2	+	+	-	-
Давление на стояке, МПа	0-40	0,2	+	+	-	-
Крутящий момент на роторе, кгс × м	0-3000	75	+	+	-	-
Плотность бурового раствора, г/см ³	0,8-2,4	0,01	+	+	-	-

Для измерения параметров, характеризующих прямые и косвенные признаки газонефтеводопроявления, на буровой установлена станция ГТК. Факт начала проявления в процессе углубления или промывки скважины фиксируется по следующему порядку признаков в зависимости от начальной его интенсивности.

Первое сочетание признаков (интенсивное проявление):

А) изменение давления на стояке или увеличение механической скорости проходки;

Б) повышение скорости (расхода) выходящего потока бурового раствора;

В) увеличение объема бурового раствора в приемной емкости.

Второе сочетание признаков (проявление средней интенсивности)

А) увеличение механической скорости или крутящего момента;

Б) повышение объема бурового раствора в приемной емкости.

Третье сочетание признаков (слабое проявление):

А) снижение плотности бурового раствора;

Б) увеличение содержания газа, воды и нефти в буровом растворе.

При обнаружении этих признаков (одного или нескольких) необходимо усилить контроль за показаниями приборов с целью выявления прямых признаков, подтверждающих наличие или отсутствие газонефтеводопроявлений.

При СПО и при остановках признаки проявлений не являются косвенными.

Технологические мероприятия по предупреждению ГНВП

При вскрытии высоконапорных горизонтов необходимо проверить возможное поступление воды, нефти, газа в скважину из пласта. Для этого следует произвести контрольный подъем инструмента на 200-300 м от забоя в башмак колонны или безопасную от прихвата зону, сделать технологическую остановку на 6-8 часов и промыть скважину в течение цикла. После этого спустить инструмент до забоя,

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-183 из 276

промыть скважину по циклу с регистрацией параметров бурового раствора. При отсутствии пачек разжиженного или разгазированного бурового раствора можно произвести подъем инструмента. При наличии пачек разжиженного или разгазированного бурового раствора дальнейшие работы на скважине производятся по плану утвержденному главным инженером бурового предприятия. При спуске инструмента обязательно производить промывку в башмаке колонны или в зоне расположенной выше проявляющего горизонта и безопасной от прихвата. Дальнейший спуск при наличии ниже башмака колонны зон, в которых наблюдается разгазирование, должен производиться с промежуточными промывками, интервалы которых устанавливаются в зависимости от интенсивности разгазирования руководством бурового предприятия и записываются начальником (мастером) буровой в вахтовом журнале.

Перед подъемом инструмента после отработки долота или проведения других технологических операций промыть скважину в течение одного цикла. Если параметры бурового раствора отличаются от предусмотренных ГТН, а также при различии параметров входящего и выходящего растворов продолжить промывку до приведения раствора в соответствие с требованиями ГТН и выравнивания его параметров.

Замер параметров бурового раствора производится непрерывно станцией контроля процесса бурения). При вскрытии и бурении продуктивной толщи плотность бурового раствора должна замеряться через 5 мин. до и после дегазатора. Результаты замеров заносятся в журнал.

Порядок работы по предупреждению развития ГНВП при бурении

Бурение нефтегазонасыщенных коллекторов осуществляется с использованием двух шаровых кранов и двух обратных клапанов. Один шаровой клапан устанавливается между рабочей трубой и ее предохранительным переводником, второй является резервный.

При обнаружении увеличения объема раствора в приемных емкостях на 1 м³ бурение прекратить. Инструмент приподнять над забоем, остановить буровой насос, скважину загерметизировать. Перед герметизацией канала бурильных труб должны быть сняты показания манометров на стояке и затрубном пространстве, проверено движение раствора из скважины. Объявить тревогу «Аварийная готовность». Начальник буровой обязан сообщить о случившемся руководству организации и организовать наблюдение за возможным грифонообразованием. В течение 10 минут исследовать состояние скважины, выяснить причину увеличения объема в приемных емкостях, определить параметры ГНВП, давление в бурильной колонне и затрубном пространстве, объем притока раствора. Приступить к подготовке для ликвидации ГНВП под руководством ответственного ИТР по плану, утвержденному главным инженером бурового предприятия и на основе карты глушения.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-184 из 276

При снижении давления в нагнетательной линии немедленно определить его причину.

При увеличении газосодержания в буровом растворе выше 5 % по объему бурение прекратить, приступить к дегазации бурового раствора, довести раствор до требуемых параметров и продолжить углубление.

При изменении скорости потока выходящего бурового раствора определить увеличение объема раствора в приемных емкостях.

К подъему бурильной колонны из скважины, в которой произошло поглощение бурового раствора при наличии газонефтеводопроявления, разрешается приступать только после заполнения скважины до устья и отсутствия перелива в течение времени, достаточного для подъема и спуска бурильной колонны.

Спуск колонны бурильных труб осуществляется при непосредственном контроле объема вытесняемого раствора. При отсутствии уровня скважину доливают, тщательно контролируя объем доливаемой жидкости. При отклонении в объеме доливаемого раствора в сторону уменьшения на 0,5 м³ спуск колонны должен быть прекращен. Установить причину отклонения согласно признаков раннего обнаружения ГНВП. При обнаружении ГНВП приступить к его ликвидации. При наличии явления кальматации продолжить спуск.

При возникновении открытого фонтана на объектах персонал обязан:

- оповестить руководство предприятия и соответствующие службы;
- запустить аварийный источник электроэнергии (аварийный дизель-генератор) для привода в действие основных пожарных насосов в целях создания водяного орошения вышки, аварийного устья и приустьевой зоны, а также орошения струй фонтана и создания водяных завес между жилым поселком и скважиной, другими бурящимися и добывающими скважинами, определить загазованность помещений жилого и технологического блоков, путей эвакуации, подготовить индивидуальные средства защиты к эвакуации персонала.

Порядок герметизации скважины при бурении:

- остановить вращение привода (ротора);
- поднять долото над забоем на 0,5 м;
- зафиксировать тормоз буровой лебедки;
- остановить насос без открытия ДЗУ;
- открыть гидроуправляемую задвижку крестовины превентора на линии, ведущей к открытому дросселю;
- закрыть универсальный превентор;
- закрыть задвижку перед дросселем.

Не допускается отклонение плотности бурового раствора (освобожденного от газа), находящегося в циркуляции, более чем на 0,02 г/см³ от установленной проектом величины.

Блок ПВО должен быть предварительно испытан на БУ на рабочее давление. На устье скважины блок ПВО, манифольд и колонная головка должны быть

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-185 из 276

опрессованы на рабочее давление с использованием опрессовочной пробки. Испытание ПВО на герметичность следует проводить:

- после его монтажа на устье и спуска обсадных колонн на рабочее давление;
- перед вскрытием продуктивного горизонта и после каждого соединения и отсоединения секций направляющей от блока превенторов на ожидаемое устьевое давление;
- опрессовку следует проводить в присутствии представителя ВЧ. Результаты опрессовки оформляются актом.
- проверку элементов ПВО на функционирование следует проводить:
- до вскрытия продуктивного горизонта -плащечный превентор 1 раз в неделю, универсальный – 1 раз в месяц;
- при разбуривании продуктивного горизонта -плащечный превентор 2 раза в неделю, универсальный – 2 раза в месяц;
- функциональную проверку глухого срезного превентора без срезки труб следует проводить 1 раз в квартал.

Технологические операции по контролю за поступлением флюида в процессе бурения

Для проверки возможного поступления флюида в ствол скважины необходимо произвести трехкратный подъем долота над забоем на величину ведущей трубы и провести полный вымыв забойной пачки на устье при периодическом вращении инструмента. При отсутствии признаков поступления флюида в ствол скважины продолжить углубление.

Для проведения технологических операций, связанных с подъемом труб и оставления скважины без бурильной колонны (смена долота, геофизические работы) необходимо промыть скважину в течение 1 цикла. Бурильную колонну поднять в башмак последней обсадной колонны, скважину долить до устья и оставить в покое на требуемое время. В течение технологической стоянки вести наблюдение за состоянием скважины.

После технологической стоянки спустить бурильную колонну до забоя, промыть скважину в течение как минимум полуцикла до полного вымывания газированной пачки и выравнивания параметров бурового раствора. При углублении скважины необходимость и продолжительность технологических стоянок определяются главным инженером бурового предприятия.

При получении “провала” инструмента без полного поглощения – бурение прекратить. Промыть скважину с выравниванием параметров бурового раствора до полного вымыва забойной пачки. При получении полного поглощения немедленно заполнить скважину до устья буровым раствором.

Проектные решения предусматривают недопущение ГНВП в процессе строительства скважины. Основными из таких решений и мероприятий являются:

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-186 из 276

- выбранная конструкция скважины (при получении в процессе углубления дополнительных данных о пластовых и поровых давлений имеется возможность корректировать конструкцию скважины);
- буровой раствор выбран в соответствии с горно-геологическими условиями;
- перед подъемом бурильного инструмента предусмотрена дополнительная промывка с целью раннего обнаружения ГНВП;
- углубление скважины в интервалах, где возможно ГНВП, осуществлять в присутствии ИТР, владеющих методикой раннего обнаружения проявлений.

Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО

Проведение СПО в бурении вызывает изменение давления в скважине вследствие движения колонны бурильных труб в ограниченном пространстве, заполненном буровым раствором. Значения, возникающих при этом колебаний давления нередко могут стать достаточными для гидравлического разрыва пластов или притока пластовых флюидов в ствол скважины. В результате возникают газонефтеводопроявления, а также другие осложнения, связанные с нарушением прочности горных пород.

Для предупреждения и контроля ГНВП во время СПО следует выполнять мероприятия по регулированию параметров бурового раствора (выровнять свойства бурового раствора по всему циклу циркуляции) и скорости движения труб в скважине, следить за уровнем жидкости в кольцевом пространстве, контролировать разность объемов доливаемого или вытесняемого бурового раствора и металла извлекаемых или спускаемых труб. Запрещается вести подъем бурильной колонны при наличии сифона или поршневания. При их появлении подъем следует прекратить, провести промывку с вращением и расхаживанием колонны бурильных труб. При невозможности устранить сифон подъем труб проводить на скоростях, при которых обеспечивается равенство извлекаемого и доливаемого объемов раствора. При невозможности устранить поршневание необходимо подъем производить с промывкой, вращением труб ротором и выбросом труб на мостки.

Во избежании снижения давления на пласт, подъем инструмента на высоту 300 м от кровли вскрытого коллектора производить на 1-ой скорости.

При вскрытом проявляющем горизонте нельзя допускать падение уровня бурового раствора в скважине. После подъема долота необходимо долить скважину до устья, убедиться в отсутствии перелива.

При наличии вскрытых проявляющих трещиноватых горизонтов, любые остановки при отсутствии в скважине бурильной колонны должны быть сведены к минимуму. В случае вынужденных остановок, при отсутствии в скважине инструмента, должно быть установлено постоянное наблюдение за устьем и обеспечена быстрая возможность герметизации устья на “аварийной” трубе.

При отсутствии такой возможности в скважину должна быть спущена “аварийная” труба с шаровым краном, скважина загерметизирована.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-187 из 276

Если при полностью поднятом инструменте начнется перелив скважины, приступить к спуску на максимально возможную глубину, навернуть «аварийную» трубу с шаровым краном, загерметизировать устье и наблюдать за ростом давления в затрубье. При достижении критической величины давления (80 % от давления опрессовки обсадной колонны при бурении под эксплуатационную колонну) производится стравливание через дроссельную линию до появления жидкости.

Дальнейшие работы производятся по плану, утвержденному главным инженером бурового предприятия.

При спуске инструмента постоянно наблюдать за положением уровня в скважине, вытеснением раствора при спуске свечи и наличием перелива при подъеме порожнего элеватора. Через каждые пять спущенных свечей (УБТ через каждую свечу) по мерной линейке, установленной в приемных емкостях замерять объем вытесненного раствора, сопоставлять его с предыдущим и регистрировать.

При спуске инструмента обязательно производить промывку в башмаке колонны или в зоне, расположенной выше проявляющего горизонта и безопасности прихвата. Дальнейший спуск при наличии ниже башмака колонны зон, в которых наблюдается разгазирование, должен производиться с промежуточными промывками продолжительностью не менее одного цикла или до выхода забойной пачки раствора и его выравниванию, согласно рабочему проекту.

В случае остановок длительностью до 2-х часов, при вскрытых продуктивных горизонтах во время СПО навернуть «аварийную» трубу с шаровым краном и обеспечить непрерывное наблюдение за устьем скважины и возможность немедленного закрытия превентора. При ожидаемых остановках более 2-х часов должны быть приняты меры по спуску инструмента в башмак колонны.

Для уменьшения нагрузок на пласт допуск последних 150-200 м бурильных труб до зоны поглощения производить со скоростью не более 0,5 м/с.

При обнаружении перелива из скважины остановить спуск инструмента, навернуть «аварийную» трубу с шаровым краном.

***Мероприятия по предупреждению ГНВП и порядок работы по
герметизации устья скважины при отсутствии бурильного
инструмента и геофизических работах. Исследование и освоение
скважины***

При бурении в интервалах ожидания ГНВП продолжительность остановок должна быть сведена к минимуму.

При вскрытых проявляющих горизонтах запрещается производить профилактические ремонты при полностью поднятом из скважины инструменте. Смена тормозных колодок, ремонт лебедки, центрирование вышки, замена двигателя, смена талевого каната и т.д. должны производиться при нахождении бурильного инструмента у башмака промежуточной колонны при закрытых

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-188 из 276

превенторах и установленном шаровом кране. Если ремонт устья скважины или противовыбросового оборудования продолжителен, то необходимо устанавливать отсекающий цементный мост по специальному плану. Запрещается длительное оставление без промывок необсаженной части ствола скважины при вскрытых проявляющих горизонтах. Периодичность промывок устанавливается руководством бурового предприятия.

Геофизические работы выполняются специализированными организациями по договорам, заключаемым с буровым предприятием, в которых оговариваются обязательства обеих сторон по безопасному проведению работ. Геофизические работы проводятся после специальной подготовки буровой установки и ствола скважины, обеспечивающей удобную и безопасную эксплуатацию наземного оборудования, беспрепятственный спуск (или подъем) скважинных приборов. Готовность буровой установки и скважины подтверждается двусторонним актом. Геофизические работы должны проводиться в присутствии представителя бурового предприятия. К геофизическим работам может привлекаться рабочий персонал буровой бригады и оборудование, если это необходимо для осуществления технологии исследований.

Геофизические работы должны проводиться с применением оборудования, кабеля и аппаратуры, технические характеристики которых соответствуют геолого-техническим условиям скважины.

По окончании бурения перед геофизическими исследованиями циркуляция должна быть продолжена до выхода забойной порции промывочной жидкости на поверхность и скважина должна быть заполнена до устья. Все геофизические работы проводятся по типовым техническим проектам, согласованным с Заказчиком.

Перед проведением геофизических работ в скважине со вскрытыми проявляющими горизонтами - необходимо провести технологическую остановку, при нахождении бурильного инструмента в башмаке обсадной колонны с последующим спуском инструмента до забоя и промывкой не менее цикла, до полного выравнивания параметров бурового раствора. Длительность технологической остановки определяется технологической службой бурового предприятия.

Разрешение на проведение промыслово-геофизических работ дает руководство бурового предприятия по согласованию с противодонной службой после проверки комиссией состояния скважины (по результатам технологической остановки) и готовности буровой установки.

Продолжительность каротажных работ не должна превышать 75 % от продолжительности технологической остановки. В случае неполного выполнения комплекса геофизических исследований, работы по исследованию должны быть продолжены после повторной подготовки скважины.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-189 из 276

На весь период проведения электрометрических работ под руководством ответственного ИТР должно быть установлено постоянное наблюдение за скважиной с контролем уровня.

При выполнении ПВР в составе сложных технологий испытания и освоения скважины, требующих непосредственного взаимодействия персонала Подрядчика и Заказчика, работы должны выполняться по планам, совместно утверждаемым их руководителями. Приступать к выполнению ПВР на скважине разрешается только после окончания работ по подготовке буровой установки, ствола и оборудования к ПВР, подтвержденного «Актом готовности скважины для производства ПВР», подписанным представителями Заказчика и Подрядчика. При выполнении ПВР устье скважины должно оборудоваться запорной арматурой и лубрикаторным устройством, обеспечивающим герметизацию при спуске, срабатывании и подъеме ПВА (прострелочно-взрывная аппаратура). Контрольное шаблонирование ствола скважины необходимо выполнять спуском на кабеле шаблона, диаметр, масса и длина которого должны соответствовать габаритно-массовым техническим характеристикам применяемых ПВА. В скважине с температурой и давлением в интервале перфорации на уровне предельно допустимых (+,-10%) для применяемой аппаратуры обязательно проведение замеров этих параметров перед спуском ПВА. Во время перфорации должно быть установлено наблюдение за уровнем жидкости на устье скважины. Снижение уровня не допускается.

Освоение скважины осуществляется по плану работ (составленного с учетом технологических регламентов на эти работы), утвержденному техническим руководителем бурового предприятия и согласовывается с Заказчиком.

Освоение скважины воздухом запрещается. Приток флюида из пласта вызывается путем создания регламентируемых депрессий за счет:

- замены бурового раствора на раствор меньшей плотности или техническую воду (с разницей в плотностях не более 0,5-0,6 г/см³, при большей разнице плотностей должны быть ограничены темпы снижения противодавления на пласт);
- использования пенных систем;
- снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне посредством свабирования, использования скважинных насосов, нагнетанием инертного или природного газа производится в соответствии с инструкциями по безопасному ведению работ, разработанными предприятием.

Работы по освоению скважины осуществлять после выполнения следующих работ:

- эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и ПВО на расчетное давление;
- ФА до установки на устье скважины опрессована на величину пробного давления, а после установки – на давление, равное опрессовки эксплуатационной колонны;

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-190 из 276

- устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии с утвержденной схемой (согласованной с противофонтанной службой);
- установлен сепаратор, емкости для сбора флюида и глушения скважины.

Примечание: При освоении эксплуатационных скважин в схеме оборудования устье, не предусмотрена система сепарации, так как после вытеснения расчетного объема жидкости перфораций, скважина подключается к линии сбора жидкости, далее направляется на узел учета, сбора и сепарации жидкости, то есть в групповую установку.

- О проведенных работах по освоению скважины ежедневно составляется рапорт.

Мероприятия по предупреждению ГНВП при спуске эксплуатационной колонны

При спуске обсадной колонны плашки верхнего превентора заменяются на плашки, соответствующие диаметру спускаемой обсадной колонны, или на приемных мостках должна находиться бурильная труба с переводником под обсадную трубу и шаровым краном в открытом положении, опрессованные на соответствующее давление.

В процессе спуска колонны контролировать характер и объем вытесняемого бурового раствора в зависимости от типа применяемого обратного клапана. При спуске колонны с клапаном и автоматическим заполнением буровым раствором вести периодический долив с целью контрольной проверки полноты заполнения. Уровень бурового раствора должен быть на устье и контролироваться визуально. При необходимости провести промежуточные промывки в интервалах осыпей и обвалов.

После спуска колонны до забоя необходимо промыть скважину с выравниванием параметров бурового раствора в соответствии с проектными значениями. Промывку скважины производить не менее цикла, чтобы убедиться в отсутствии разгазированных пачек бурового раствора, с расчетной производительностью по наименьшей скорости восходящего потока в кольцевом пространстве при бурении под колонну.

Запрещается начинать цементирование скважины при наличии признаков газонефтепроявления. Если в процессе цементирования будут обнаружены признаки газонефтепроявлений, то цементирование необходимо продолжить при закрытых превенторах с регулированием противодействия в затрубном пространстве. ОЗЦ при этом должно проходить с противодавлением в межколонном пространстве. После ОЗЦ посадка колонны на клинья и оборудование устья с установкой ПВО. Опрессовка колонны производится в соответствии с таблицей 9.17.

Доллив скважины

В целях обеспечения раннего обнаружения проявлений циркуляционная система буровой установки должна быть оборудована приборами и индикаторами.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-191 из 276

В желобе возле устья скважины устанавливается индикатор изменения расхода выходящей промывочной жидкости. В каждой емкости, задействованной в циркуляции, устанавливаются уровнемеры, дающие измерение общего объема бурового раствора и его изменение.

Для непосредственного периодического контроля положения уровня бурового раствора в емкостях с целью контроля тарировки поплавковых уровнемеров должна использоваться мерная рейка, градуированная через 0,25-0,5 м³, а емкость долива должна иметь поплавковый уровнемер с измерительной шкалой.

Первая емкость в циркуляционной системе должна иметь возможность отделяться от остальных, чтобы по поплавковому уровнемеру была возможность контролировать объем вытесняемого из скважины бурового раствора, при спуске бурильного инструмента. При подъеме бурильной колонны из скважины желоб возле устья должен быть перегороден, чтобы весь буровой раствор из доливной емкости попадал в скважину и обеспечивал строгий учет объема доливаемого раствора.

Объем емкости для долива скважины должен на 20-30 % превышать объем раствора, вытесняемый бурильным инструментом. Доливная емкость, подсвечник, ПВО оборудование и станция управления ПВО (основной пульт) в обязательном порядке в зимнее время должен иметь паробогров.

Бурильщик должен иметь таблицу объемов металла элементов бурильной колонны через каждую свечу с нарастающим итогом снизу вверх (для спуска инструмента) и сверху вниз (для подъема инструмента) чтобы сравнивать объем спущенных труб с объемом вытесняемого бурового раствора или объем металла поднятых труб с объемом долитого бурового раствора. В связи с невозможностью учета объема бурового раствора, потерянного при подъеме, бурильщик периодически должен делать остановки и после заполнения скважины наблюдать за уровнем в течение 5-7 минут. Газосодержание бурового раствора при циркуляции должно непрерывно контролироваться газокаротажной станцией или станцией геолого-технологического контроля. Оператор станции (ГТК) должен иметь телефонную связь с постом бурильщика и мастером, и оповещать персонал буровой бригады об увеличении газосодержания в буровом растворе на 1 % по сравнению с фоновыми показаниями.

Система измерительных и индикаторных приборов должна обеспечивать регистрацию и тревожную сигнализацию об изменении начальных параметров циркуляции. При получении сигналов от измерительных приборов и индикаторов, следует учитывать потери бурового раствора в системе очистки и на розлив, при ремонтных и других работах, а также увеличение объема за счет вводимых в раствор химических реагентов и утяжелителей.

Тревожная сигнализация уровнемеров должна срабатывать при увеличении объема циркуляции не более 0,3-0,5 м³, при условии что в циркуляции участвуют 3

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-192 из 276

емкости. Эта сигнализация должна находиться во включенном состоянии при бурении, разного рода промывках и перерывах в работе скважины.

Тревожная сигнализация желобного индикатора измерения расхода должна срабатывать при увеличении или уменьшении расхода бурового расхода на выходе из скважины на 10% от исходной величины (нормальной производительности насосов). Эта сигнализация включается только на время циркуляции с постоянной производительностью буровых насосов. Во всех случаях организация работ при бурении должна обеспечить обнаружение притока и герметизацию устья скважины, таким образом, чтобы объем притока был минимальным и не превышал 0,5хV пред, но не более 1,5 м³, от момента начала ГНВП до момента герметизации устья ПВО.

В процессе подъема инструмента произвести контрольные измерения по доливу скважины и составить таблицу, в которую вносят данные по количеству

$$K = \frac{D^2 - d_{\text{н}}^2}{d_{\text{н}}^2 - d_{\text{вн}}^2} \times \frac{\Delta h}{l_{\text{св}}}$$

поднятых свечей, соответствующий им расчетный объем жидкости, долитой в скважину. По мере углубления скважины таблица должна корректироваться на основании повторных контрольных измерений. Режим долива бурового раствора в скважину должен обеспечивать поддержание уровня раствора в скважине близким к ее устью. В журнале показателей бурового раствора нужно регистрировать время, объем и плотность залитого в скважину раствора. Периодичность долива определяется, формуле:

где: К – максимальное допустимое количество свечей, поднимаемых без долива

Д – внутренний диаметр обсадной колонны, мм

d_н, d_в -наружный и внутренний диаметры бурильных труб соответственно

l_{св} – длина свечи в метрах

Δh – глубина безопасного опорожнения затрубного пространства

Δh = 0,3 Н для скважины глубиной до 1000 м

Δh = 0,02 Н -" до 2500 м

Δh = 0,01 Н -" свыше 2500 м

Н – глубина кровли горизонта с возможным ГНВП

Контрольный замер объема доливаемого раствора устанавливается через каждые три операции по доливу скважины.

Подъем труб немедленно должен быть прекращен, если для заполнения скважины до устья будет долито менее 0,5 м³ бурового раствора от контрольной величины.

Градуировочная шкала объемного расхода доливной емкости должна позволять надежно контролировать объем не более 250 литров. В качестве приемлемого варианта, это может быть емкость диаметром 2,5 м со шкалой: 1 деление высотой =2,5 см и объемом = 125 литров;

2 деления высотой = 5 см и объемом = 250 литров.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-193 из 276

***Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн,
периодичность и методы контроля их остаточной прочности***

Чтобы снизить износ обсадных колонн необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

- Центровка вышки. На буровой установке это условие соблюдается конструкцией установки и не требует периодичности ее проведения, но во время оборудования устья необходимо проверить соосность вышки с устьем скважины;
- Оснащение бурильной колонны протекторными кольцами в обсаженной части ствола скважины при бурении под эксплуатационную колонну;
- Введение в буровой раствор смазывающих добавок.

Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения

На буровой установлена станция геолого-технологического контроля (см. табл.14.2), позволяющая контролировать (с регистрацией в память) следующие параметры:

- Вес на крюке, т;
- нагрузка на долото, т;
- удельное электрическое сопротивление на входе и выходе, Ом/м;
- положение талевого блока, м;
- подача инструмента, м/с;
- скорость перемещения талевого блока, м/с;
- частота вращения ротора, об/мин;
- крутящий момент на роторе, кН х м;
- давление в буровом манифольде, МПа;
- число ходов в буровом насосе, ход;
- расход на выходе, л/с;
- уровень бурового раствора в рабочей и запасных емкостях, м;
- температура бурового раствора на входе и выходе, °С;
- плотность бурового раствора на входе и выходе, кг/м³;
- газосодержание на выходе, %;
- содержание сероводорода, %.

Средства технологического контроля должны позволять также производить анализ поровых давлений (построение d-экспоненты).

Оснащение средствами контроля воздушной среды, средствами индивидуальной защиты персонала на буровой, средствами пожаротушения и медицинскими средствами

Сведения по данному пункту приводятся в разделе «Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника».

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-194 из 276

Наличие средств дегазации, вентиляции

В производственных помещениях буровой установки, где возможно выделение взрывоопасных или токсичных веществ (газов, паров), должны быть установлены стационарные газоанализаторы, сблокированные со звуковой и световой сигнализацией и аварийной вентиляцией. В местах выделения пыли, газа и пара в концентрациях, превышающих предельно допустимые действующие санитарные нормы, должна быть местная вентиляция.

Мероприятия по предупреждению коррозии крепи скважин

Коррозионная стойкость крепи скважин определяется, прежде всего, стойкостью составляющих её элементов, а именно механической и коррозионной стойкостью обсадных колонн и цементного камня, а также надежностью сцепления цементного камня с обсадной колонной и стенками скважины.

В качестве базового цемента для крепления скважин выбран сульфатостойкий портландцемент по стандарту API или аналог (ПЦТ I-CC-100 по ГОСТ 1581-2015), который в совокупности с регулируемыми добавками (понижитель водоотдачи, понижитель трения, ингибитор глин, пеногаситель) обеспечивает получение эффективного тампонажного раствора с пониженной водоотдачей из которого формируется за колонной непроницаемый для пластовых флюидов цементный камень. Наличие такой цементной оболочки позволяет обеспечивать защиту металла обсадных труб от агрессивного воздействия пластовых минерализованных вод при условии хорошей адгезии цементного камня с колонной и стенками скважины.

Надежность сцепления цементного камня с колонной и стенками скважины определяется состоянием и подготовкой ствола скважины, которые зависят, в свою очередь, от правильного выбора типа и состава бурового раствора (промывочной жидкости) и технологии цементирования. Наличие в составе цементного раствора ингибитора глин, предотвращающего их разбухание, также способствует улучшению качества сцепления цементного камня со стенками скважины.

Разработанный состав бурового раствора характеризуется пониженной водоотдачей и ингибирующим воздействием на глинистые породы, представленные в разрезе скважины, что позволяет формировать ствол скважины с минимальной кавернозностью и тонкой легкоудаляемой глинистой коркой. Излишки глинистой корки, которые могут сформироваться в интервале проницаемых пород, удаляются специальной буферной жидкостью, которая закачивается непосредственно перед цементированием.

Технология цементирования, включающая в себя, кроме вышеназванной буферной жидкости, наличие специальной технологической оснастки, турбулентный режим закачки цементного раствора, расхаживание колонны во время всего процесса цементирования обеспечивают удаление излишков глинистого раствора со стенок скважины и обсадных колонн.

Таким образом, предусмотренный в техническом проекте комплекс мероприятий при бурении и цементировании скважин обеспечивает хорошее сцепление цементного камня со стенками скважины и обсадных колонн, чем достигается надежная защита

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-195 из 276

обсадных колонн и предупреждение разрушения крепи скважины в интервале цементирования.

С учетом свойств пластового флюида, разработанных мероприятий по бурению и цементированию скважин, принятых типов и рецептур жидкостей в межколонном пространстве приняты обсадные трубы марки Д.

Технология установки аварийного цементного моста

1. Общие требования

1.1 Цементный мост устанавливается при возникновении аварийных ситуаций при бурении скважины, а также в случае необходимости длительной остановки работ в скважине при бурении при вскрытых газовых горизонтах, или вскрытых горизонтов содержащих сероводород. Установку цементного моста рекомендуется проводить балансовым способом (на равновесии).

1.2 При установке моста в условиях, осложненных проявлениями или поглощениями, необходимо полностью их ликвидировать с применением соответствующих цементных растворов (*закачкой баритовых суспензий, вязкоупругих составов, растворов с наполнителем или другим способом*).

1.3 Обеспечить на буровой наличие и постоянную готовность цементировочной техники (цементировочный агрегат, смесительная машина, осреднительная емкость) к работе, иметь на буровой запас цемента в количестве, достаточном для установки цементного моста.

1.4 Перед установкой цементного моста скважина должна быть заполнена обработанным нейтрализатором буровым раствором плотностью, соответствующей плотности раствора при вскрытии сероводородсодержащего пласта.

1.5 Цементный мост устанавливается в открытом стволе скважины, с учетом перекрытия башмака 245 мм колонны выше и ниже на 50 м. В случае осложненных условий ствола скважины, не позволяющих установить цементный мост в открытом стволе, возможна установка разбуриваемого разобщающего пакера-пробки в нижней части обсадной колонны (но не выше 50 м над башмаком), и цементного моста над ним высотой не менее 100 м.

Требования к тампонажному раствору для установки цементного моста

- Тампонажные материалы и реагенты: высокосульфатостойкий тампонажный цемент типа ПЦТ-I-100-СС-1 или цемент класса G; тонкомолотый кремнезем в количестве 30-35 % для повышения термостойкости и коррозионностойкости цементного камня, понизитель водоотдачи, понизитель вязкости, замедлители схватывания.

- Параметры тампонажного раствора-камня: высокая седиментационная устойчивость, водоотделение - 0; пониженная водоотдача ($< 50 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ по стандарту API 10B); ранний набор прочности (прочность на сжатие через 12 ч – не менее 3.5 МПа, через 24 ч – не менее 20 МПа).

- Рецепт тампонажного раствора подбирается для конкретных условий с тампонажными материалами, добавками и реагентами, имеющимися в наличии на буровой. Проведение контрольного анализа тампонажного раствора на приготовленной воде затворения обязательно.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-196 из 276

- Для обеспечения однородного и стабильного тампонажного раствора обязательно использование осреднительной емкости (2-4 м³).

2. Основные технологические операции при установке цементного моста

2.1 Спустить заливочную колонну, состоящую из 114,3 мм бурильных труб, оборудованную в нижней части 73 мм НКТ длиной, равной высоте моста $\pm$ 30 м, до глубины, соответствующей подошве моста.

2.2 Промыть скважину в течение не менее 1,5-2 циклов циркуляции (до выравнивания плотности бурового раствора) с вращением и расхаживанием заливочной колонны для наиболее полной очистки ствола скважины (особенно при высокой кавернозности ствола).

2.3 Закачать первую порцию буферной жидкости. Для предупреждения смешения растворов при установке моста объем буферной жидкости должен обеспечить высоту столба в кольцевом пространстве в пределах 150-200 м.

2.4 Затворить и закачать расчетный объем тампонажного раствора.

2.5 Закачать вторую порцию буферной жидкости с расчетным объемом для обеспечения равновесия с предварительно закачанной буферной жидкостью.

2.6 Продавить буровым раствором до расчетной высоты, при которой гидростатические давления столбов тампонажного раствора в трубах и в затрубном пространстве уравниваются.

2.7 Поднять заливочную колонну до глубины, соответствующей кровле моста и прямой или обратной циркуляцией осуществить "срезку" кровли моста до полного вымыва на поверхность буферных жидкостей и избыточного количества тампонажного раствора. Не допускать задержки проведения операции во времени. В процессе обратной промывки фиксируется удельный вес выходящих растворов и объемы выходящих на поверхность буферной жидкости и тампонажного раствора. Избегать обратной посадки заливочной колонны.

2.8 Поднять заливочную колонну еще на 25-75 м, герметизировать устье скважины и оставить на период ОЗЦ (24-36 ч).

2.9 После окончания периода ОЗЦ спустить заливочную колонну, определить кровлю моста и его прочность разгрузкой колонны на мост 3-4 т.

2.10 Поднять заливочную колонну на 25 м над мостом.

2.11 Испытать мост на герметичность давлением равным давлению опрессовки 245 мм обсадной колонны.

2.12 Поднять заливочную колонну из скважины, герметизировать устье и установить контроль за давлением на устье скважины.

Мероприятия по восстановлению рекультивации и благоустройства территорий после завершения строительных работ подробно описаны в том II – «Охрана окружающей среды».

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-197 из 276

17. ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ. ИНСТРУКЦИИ ПО ДЕЙСТВИЮ ПЕРСОНАЛА

Основными видами аварий в процессе строительства скважин и осложнений, создающих аварийные ситуации, являются:

1. Аварии с бурильной колонной – слом бурильной (или утяжелённой) трубы, прихват, заклинка;
2. Аварии с обсадными трубами – прихват, полёт;
3. Аварии с долотами – оставление шарошек, слом долота;
4. Падение посторонних предметов в скважину;
5. Осложнения: нефтегазоводопрооявления, поглощения бурового и цементного растворов.

Таблица 17.1– Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации Инструкции по действию персонала

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действие персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
1	Слом бурильной (утяжелённой) трубы	1.1 Не допускать вибрации колонны при бурении. 1.2 При появлении вибрации необходимо изменить нагрузку на долото. 1.3 Во время спуско-подъёмных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса. 1.4 Нагрузку на долото создавать не более 75 % веса УБТ. 1.5 Контролировать момент на роторе при роторном бурении. 1.6 При ведении аварийных работ не допускать приложения усилий, превышающих прочность труб. 1.7 Проводить дефектоскопию бурильных и УБТ.	1.1 Определить конфигурацию «головы» сломанной трубы. 1.2 При необходимости произвести зачистку (торцевание). 1.3 Спустить труболовку, метчик или колокол, в зависимости от места слома, и соединиться с аварийной частью. 1.4 Произвести расхаживание и подъём аварийного инструмента. 1.5 В случае прихвата аварийных труб установить ванну.	1.1 Строго соблюдать проектные компоновки низа бурильной колонны. 1.2 При изменении КНБК ствол скважины тщательно проработать с принятием мер против заклинивания колонны бурильных труб и забуривания нового ствола. 1.3 При появлении вибрации необходимо выйти из зоны критических колебаний, уменьшив или увеличив нагрузку на долото. 1.4 Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.

 КМГ ИНЖИНИРИНГ	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-198 из 276	

2	Прихват инструмента	1.1. Выделить прихватоопасные зоны. 1.2. Спускоподъёмные операции в интервалах сужений, осыпей, обвалов производить на пониженных скоростях. 1.3. Обеспечить качественную очистку бурового раствора от выбуренной породы. 1.4. Вводить в раствор смазывающие противоприхватные добавки. 1.5. Не оставлять инструмент без движения и промывки на длительный срок. 1.6. Не допускать образования на стенках скважины толстой фильтрационной корки за счёт соблюдения параметров промывочной жидкости. 1.7. Не изменять КНБК в сторону увеличения её жидкости. В случае необходимости изменения КНБК провести поэтапное увеличение её жёсткости с тщательной проработкой ствола каждой компоновкой. 1.8. В КНБК включать яссы необходимого размера. При бурении вертикальных скважин шаблонировку ствола скважины производить каждые 150м., каждые 100м., для наклонных скважин.	2.1. Определить верхнюю границу прихвата геофизическими методами или по величине вытяжки свободной части колонны. 2.2. Рассчитать объём и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. 2.3. При расчёте ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости) 2.4. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН	2.5. Знать зоны осложнений. 2.6. Поддерживать в работоспособном состоянии систему очистки раствора. 2.7. При длительных перерывах в работе инструмент поднять в башмак колонны. 2.8. Параметры раствора поддерживать согласно ГТН. 2.9. Аварийные работы выполняются по плану, утверждённому директором по производству, под руководством бурового супервайзера
3	Заклинивание инструмента	3.1. Выделить зоны осыпей, обвалов, желобных выработок. 3.2. Исключить падение посторонних предметов в скважину. 3.3. Параметры раствора поддерживать на уровне, обеспечивающем устойчивость стенок скважины. 3.4. Допуск долота к забою производить осторожно с проработкой призабойной зоны. 3.5. Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать.	3.1. Определить место заклинивания. 3.2. Провести работы по сбиванию инструмента вниз или подъёму вверх с одновременным проворотом. 3.3. Рассчитать объём и установить ванну (водную, нефтяную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчёте ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать	3.1. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину. 3.2. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей – АКБ, УМК и др. 3.3. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-199 из 276

			его увеличением плотности раствора (при необходимости). Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента. 3.4 После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	3.4 При отсутствии инструмента в скважине закрывать устье. 3.5 Аварийные работы выполняются по плану, утверждённому директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
4	Прихват обсадных колонн	4.1 Тщательно прорабатывать интервалы сужений. 4.2 Не оставлять колонну без движения на длительный срок. Перед спуском колонны вводить смазывающие добавки.	4.1 Определить место прихвата. 4.2 Рассчитать объём и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную и др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. 4.3 При расчёте ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости). Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание колонны.	4.1 Строго выполнять план подготовки ствола к спуску. 4.2 Не оставлять колонну без движения на длительное время. 4.3 Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину. 4.4 Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей АКБ, УМК и др. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.
	Прихват обсадных колонн		4.5 После освобождения колонны вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН. 4.6 Продолжить спуск колонны. В случае безрезультатности установки ванн или опасности разрушения колонны рассмотреть вопрос цементирования колонны на достигнутой глубине с последующим спуском «хвостовика».	Аварийные работы выполняются по плану, утверждённому директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
5	Полёт обсадных труб	5.1 Перед спуском колонны проверить центровку вышки, состояние клиньев ротора, элеваторов. 5.2 Контролировать усилия закрепления резьбовых соединений.	5.1 Спустить трубоводку, метчик, колокол. 5.2 Спуск производить замедленно для определения местонахождения «головы» обсадных труб.	5.1 Поддерживать в исправном состоянии клинья ротора, элеваторы. 5.2 При навороте труб первые 3-4 оборота делать вручную.

 КМГ ИНЖИНИРИНГ	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-200 из 276

		Не допускать наворота резьбы наперекос.	5.3 Соединиться с аварийными трубами, промыть скважину. 5.4 Поднять аварийные трубы. Произвести переподготовку ствола скважины.	5.3 Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера. Переподготовку ствола выполнить согласно плана работ на спуск колонны.
6	Оставление шарошек долота (слом долота)	6.1 Спускать долота с вооружением, соответствующим твёрдости разбуриваемых пород. 6.2 Не допускать передержки долота на забое (момент подъёма долота определяется по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения). 6.3 Не допускать резких посадок и ударов долота о забой. Перед спуском долота в скважину производить тщательный осмотр на предмет состояния сварных швов и наличие трещин.	6.1 Спустить магнитный фрезер или «паук». 6.2 При безрезультатности работ по п. 6.1. спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем. Произвести разбуривание шарошки или части долота при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	6.1 Не допускать несоответствия типа спускаемого долота твёрдости разбуриваемых пород. 6.2 Анализировать показания контрольно-измерительных приборов (момент на роторе, скорости бурения для определения момента подъёма долота). 6.3 Аварийные работы выполняются по плану, утверждённому директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
7	Падение посторонних предметов в скважину	7.1 Применять приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину. 7.2 Каждую смену тщательно проверять состояние и фиксирующие приспособления автоматических и машинных ключей, клиньев ротора. 7.3 Не оставлять на столе ротора инструменты и посторонние предметы. При отсутствии инструмента в скважине не оставлять открытым устье.	7.1 Спустить магнитный фрезер или «паук». 7.2 При безрезультатности работ по п. 6.1 спустить торцовый фрез в комплексе с металлошламоуловителем. Произвести разбуривание постороннего предмета при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	7.1 При спуско-подъёмных операциях применять обтиратеры и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов. Аварийные работы выполняются по плану, утверждённому директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
8	Проявления пластовых флюидов	8.1 Бурильщики должны знать глубину залегания и характер поведения горизонтов с аномально высокими или аномально низкими пластовыми давлениями.	8.1 Спустить инструмент на возможно большую глубину. 8.2 Установить обратный клапан под квадрат.	8.1 При бурении в горизонтах с аномально высокими пластовыми давлениями ограничивать скорость бурения с целью обеспечения дегазации раствора.



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

P-SS.03.20-09 –
11 – 31.12.2025

ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА
УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»

стр. I-201 из 276

	8.2 Не допускать снижения плотности раствора от предусмотренной ГТН. 8.3 При подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и доливаемой жидкости. 8.4 Не допускать поршневания при подъеме инструмента. Принять меры для ликвидации сальника. 8.5 Поддерживать в работоспособном состоянии противовыбросовое оборудование. 8.6 При резком увеличении механической скорости бурения следить за уровнем жидкости в циркуляционной системе и ограничить скорость бурения. 8.7 При увеличении веса на крюке и уменьшении давления на стояке, что является косвенными признаками НГВП, сопоставить другие показатели процесса бурения для раннего обнаружения проявления. 8.8 Иметь запас раствора. 8.9 Параметры раствора необходимо выравнять по всему циклу. 8.10 Не допускать утяжеления раствора «пачками». 8.11 Включать технические и технологические средства для раннего обнаружения НГВП. 8.12 Проводить учебные тревоги по сигналу «Выброс». 8.13 Промежуточные промывки во время спуска инструмента производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине. 8.14 Длительные ремонтные работы, не связанные с ремонтом устья, необходимо производить при нахождении бурильной	8.3 Герметизировать устье и восстановить циркуляцию. 8.4 Приступить к вымыву разгазированного раствора с противодавлением и дегазацией. 8.5 По величине давления в трубном и затрубном пространстве рассчитать необходимую плотность раствора для задавки проявления и утяжелить раствор до необходимой плотности.	8.2 Дополнительно проинструктировать вахту о действиях при НГВП с применением средств индивидуальной защиты. 8.3 Сообщить руководителю буровых работ о начавшемся проявлении. 8.4 Навернуть обратный клапан и герметизировать устье. Члены буровой вахты действуют согласно расписания по сигналу «Выброс».
--	---	---	---



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

P-SS.03.20-09 –
11 – 31.12.2025

ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА
УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»

стр. I-202 из 276

		колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана. 8.15 При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать отсекающий цементный мост. 8.16 К подъёму инструмента приступать только после выравнивания параметров раствора по всему объёму до установленной величины. 8.17 Обеспечить круглосуточное дежурство цементировочного агрегата на время ликвидации нефтегазоводопроявлений.		
9	Поглощения	9.1 Определить и знать зоны дренирования, тектонических нарушений, карстовых образований, горизонтов с высокой пористостью и проницаемостью. 9.2 Не допускать превышения давления раствора над пластовым. 9.3 Спуск инструмента производить со скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений должна быть больше пластового давления и меньше давления поглощения. 9.4 При опасности возникновения поглощений предусмотреть ввод наполнителей, закачку вязко-упругих смесей, установку цементных мостов, стальных пластырей и т. д. 9.5 В случае возможности возникновения поглощений предусмотреть уменьшение производительности насосов, возможность уменьшения диаметра КНБК для увеличения кольцевого зазора с целью уменьшения гидродинамических сопротивлений с минимальным ущербом для технологического процесса.	9.1 При начавшемся поглощении поднять инструмент в башмак колонны или прихватобезопасный интервал с постоянным доливом скважины. 9.2 Ввести наполнители (слюда, кордное волокно, целлофановая стружка, опилки, скорлупа, резиновая крошка и т. д. 9.3 При полном или катастрофическом поглощении произвести намыв наполнителей через открытый конец бурильных труб, с применением гидромеханического пакера или установить цементный мост.	9.1 Поднять инструмент в башмак колонны с постоянным доливом скважины. 9.2 Ввод наполнителей осуществлять при снятых сетках вибросит. 9.3 Бурение с частичным поглощением или без выхода циркуляции допускается только по специальному плану, утверждённому директором по производству.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-203 из 276

		9.6 Восстановление циркуляции производить при возможно минимальной производительности насосов с постепенным доведением до рабочей и вращением инструмента. 9.7 Поддерживать в исправном состоянии компенсирующей устройства насосов для исключения резких колебаний давления при циркуляции.		
--	--	--	--	--

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-204 из 276

Организационные требования по предупреждению газонефтеводопроявлений (ГНВП)

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);
- 3) аварийная сборка, состоящая из переводника, задвижки высокого давления с фланцем под манометр и краном высокого давления, быстросъемной полумуфтой для подсоединения цементирующего агрегата;
- 4) обеспечено круглосуточное дежурство цементирующего агрегата, автомашины, ответственного лица, представителей АСС, связь буровой (предприятием).

К работам на скважинах с возможным ГНВП допускаются бурильщики и специалисты, прошедшие подготовку по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях» в специализированных учебных центрах (комбинатах), оснащенных специальными тренажерами. Переподготовка специалистов проводится через три года, а бурильщиков через год. При необходимости сроки переподготовки должны быть сокращены.

Программы подготовки бурильщиков и специалистов по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях» должны включать разделы по изучению теории и обучению практическим действиям по использованию стандартных методов ликвидации ГНВП (способ двухстадийного глушения скважины, метод ожидания утяжеления и др.).

Программы подготовки рабочих кадров в специализированных учебных центрах (комбинатах) должны включать обучение практическим действиям при появлении признаков ГНВП при бурении и ремонте скважин.

Производственные инструкции рабочих кадров, задействованных в бурении или ремонте нефтяных и газовых скважин, должны включать конкретные обязанности при возникновении ГНВП и открытых фонтанов.

На каждую скважину с возможностью возникновения ГНВП или открытого фонтана должен быть составлен план ликвидации аварий, содержащий:

- виды возможных аварий на данном объекте, мероприятия по спасению людей, ответственных за выполнение этих мероприятий, и конкретных исполнителей, места нахождения средств для спасения людей и ликвидации аварий;
- распределение обязанностей между работниками, участвующими в ликвидации ГНВП;
- список должностных лиц и учреждений, которые должны быть немедленно

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-205 из 276

извещены об аварии;

- списки инструментов, средств индивидуальной защиты, материалов, находящихся в
- установленных местах хранения, с указанием их количества и основных характеристик;
- способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков;
- режим работы вентиляции при возникновении ГНВП;
- необходимость и последовательность выключения электроэнергии, остановки оборудования, аппаратов, перекрытия источников поступления вредных и пожароопасных веществ;
- первоочередные действия производственного персонала при появлении признаков ГНВП, порядок проведения штатных операций по предупреждению развития аварии.

Ознакомление производственного персонала с планом ликвидации аварий должно быть оформлено документально в личных картах инструктажа под расписку. План ликвидации аварий должен быть вывешен на видном месте, доступном каждому работнику.

Планирование аварийной готовности объекта к возможному возникновению ГНВП следует проводить в соответствии с требованиями правил безопасности и инструкции. Объем и периодичность контроля за аварийной готовностью объекта к возникновению ГНВП устанавливаются системой оперативного производственного контроля, разработанного предприятием.

Перед вскрытием пласта или нескольких пластов с возможными флюидо-проявлениями необходимо разработать мероприятия по предупреждению ГНВП и провести:

- инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при появлении признаков ГНВП и предельно допустимым параметрам (давление опрессовки противовыбросового оборудования, скорость СПО, порядок долива и т.п.);
- проверку состояния буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений;
- учебную тревогу (дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием);
- оценку готовности объекта к оперативному утяжелению бурового раствора, пополнению его запасов путем приготовления и доставки на БУ.

Для предупреждения ГНВП и обвалов стенок в процессе подъема колонны бурильных труб следует производить долив бурового раствора в скважину. Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня на устье скважины. Свойства

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-206 из 276

бурового раствора, доливаемого в скважину, должны соответствовать требованиям проекта.

Оборудование, специальные приспособления, инструменты, материалы, спецодежда, средства страховки и индивидуальной защиты, необходимые для ликвидации ГНВП и открытых фонтанов, должны находиться всегда в полной готовности на складах аварийного запаса предприятий или специализированных организаций (служб).

Перед вскрытием горизонта с возможным ГНВП и при наличии во вскрываемом разрезе нефтегазосодержащих пластов на объекте вывешиваются предупреждающие надписи: «Внимание! В скважине вскрыт проявляющий пласт», «Недолив скважины приводит к выбросу!», «В контроле за скважиной перерывы недопустимы!» и др.

Технико-технологические требования по предупреждению ГНВП и фонтанов

Для беспрепятственного доступа обслуживающего персонала к установленному на устье ПВО под буровой должен быть сделан твердый настил.

Все схемы противовыбросовой обвязки устья скважины в верхней части должны включать фланцевую катушку и разъемные воронку и желоб для облегчения работ по ликвидации открытых фонтанов.

При строительстве скважин на ограниченной площадке линии глушения и дросселирования могут быть выполнены с поворотами. Повороты следует выполнять с применением кованых угольников на резьбах, фланцах или тройниках с буферными устройствами. Допускается применение армированных резиновых шлангов высокого давления, изготовленных в соответствии с прочностной характеристикой превенторной установки, рассчитанной на максимальное давление, ожидаемое на устье;

ПВО и его манифольд должны быть опрессованы на устье скважины с колонной головкой согласно программе испытания компании Заказчика.

Обвязка буровых насосов должна обеспечивать возможность приготовления, обработки и утяжеления бурового раствора с одновременной промывкой скважины.

Если горизонты с возможным газонефтеводопроявлением вскрываются при работе 2 насосов, то необходимо предусмотреть возможность их одновременной работы из одной емкости. В обвязке между емкостями циркуляционной системы должны быть запорные устройства.

На буровой должна быть мерная емкость для контролируемого долива скважины, оборудованная уровнемером. Геометрия емкости и шкала ее градуировки должна обеспечивать возможность фиксации предельно допустимой разницы между объемами доливаемого раствора и металла поднятых труб.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-207 из 276

Объемы вытесняемого из скважины при спуске бурильных труб и доливаемого раствора при их подъеме должны контролироваться и сопоставляться с объемом поднятого или спущенного металла бурильных труб.

При разнице между объемом доливаемого бурового раствора и объемом металла поднятых труб более 0,5 м³ подъем должен быть прекращен и приняты меры, предусмотренные инструкцией по действию вахты при газонефтеводопроявлениях.

При вскрытии газоносных горизонтов и дальнейшем углублении скважины (до спуска очередной обсадной колонн) должен проводиться контроль бурового раствора на газонасыщенность.

Запрещается производить подъем бурильной колонны до выравнивания свойств бурового раствора по всему циклу циркуляции.

При бурении в продуктивном газовом пласте механическая скорость должна ограничиваться значениями, при которых обеспечивается полная дегазация бурового раствора.

Работы по освоению и испытанию скважин могут быть начаты при обеспечении следующих условий:

- высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной и качество сформировавшейся крепи отвечают проекту и требованиям охраны недр;
- эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и ПВО, герметична при максимально ожидаемом давлении на устье скважины;
- устье с превенторной установкой, манифольдные блоки выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии с утвержденной схемой.

Комплекс работ по освоению скважины должен предусматривать меры, обеспечивающие:

- предупреждение прорыва пластовой воды и газа из газовой шапки;
- предотвращение неконтролируемых ГНВП и открытых фонтанов;
- охрану недр и окружающей среды.

Первоочередные действия производственного персонала при возникновении ГНВП и фонтанов

При возникновении открытого фонтана на объектах персонал обязан:

- оповестить руководство предприятия и соответствующие службы;
- запустить аварийный источник электроэнергии (аварийный дизель-генератор) для привода в действие основных пожарных насосов в целях создания водяного орошения вышки, аварийного устья и приустьевой зоны, а также орошения струй фонтана и создания водяных завес между жилым поселком и скважиной, другими бурящимися и добывающими скважинами, определить загазованность помещений жилого и технологического блоков, путей эвакуации, подготовить индивидуальные средства защиты к эвакуации персонала.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-208 из 276

17.1 Ликвидация и консервация скважин

Согласно статьи 126 Кодекса Республики Казахстан от 27.12.2017г. "О недрах и недропользовании" ликвидация последствий недропользования по углеводородам проводится в соответствии с утвержденным недропользователем и получившим положительные заключения предусмотренных Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз проектом ликвидации последствий недропользования.

Требования к проведению работ по ликвидации последствий недропользования по углеводородам устанавливаются в правилах консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, утверждаемых уполномоченным органом в области углеводородов.

Решение о ликвидации скважины будет приниматься по результатам бурения, в случае обнаружении промышленных запасов углеводородов по решению НТС организации – Заказчика вопрос о ликвидации (консервации) скважины будет выноситься на рассмотрение территориального Управления охраны и использования недр.

Конкретный план действий по ликвидации скважины, законченной строительством, разрабатывается пользователями недр с учетом местных условий, в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», от 30 декабря 2014 года № 355, «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года №200 и других нормативных документов и согласовывается с территориальными контролирующими органами Республики Казахстан – территориальным департаментом Комитета индустриального развития и промышленной безопасности Министерства индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан, Государственное Учреждение "Жайык-Каспийская бассейновая Инспекция по регулированию использования и охране Водных ресурсов комитета по водным ресурсам министерства сельского хозяйства Республики Казахстан".

ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ И СТВОЛА СКВАЖИНЫ ПРИ ЕЕ ЛИКВИДАЦИИ

1. Все работы по оборудованию устья и ствола скважин и при их ликвидации должны проводиться в строгом соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года № 355, «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года №200 и

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-209 из 276

индивидуальным планом изоляционно-ликвидационных работ по скважине, разработанным в соответствии с проектом на ликвидацию скважины.

2. Осложнения и аварии, возникшие в процессе проведения изоляционно-ликвидационных работ или в процессе исследования технического состояния скважины, ликвидируются по дополнительным планам, согласованным с противофонтанной службой и территориальными органами «ЗапКазНедра».
3. Скважины, подлежащие ликвидации, должны быть заполнены буровым раствором с плотностью, позволяющей создать гидростатическое давление, превышающее пластовое на 15 % (при отсутствии поглощения).

17.2 Ликвидация скважины

Все работы по ликвидации скважины проводятся по плану организации работ, разработанным в соответствии с проектом на ликвидацию скважины для данного месторождения. При подъеме цемента за эксплуатационной колонной выше башмака предыдущей колонны (технической колонны или кондуктора) устанавливаются цементные мосты против всех интервалов перфорации, интервалов негерметичности, установки муфт ступенчатого цементирования, в местах стыковки при секционном спуске эксплуатационной и технической колонн, интервале башмака кондуктора (технической колонны). Все объекты испытания должны быть изолированы. Высота каждого цементного моста должна быть равна мощности пласта плюс 20 м выше кровли и ниже подошвы пласта. Над кровлей верхнего пласта цементный мост устанавливается на высоту не менее 50 м. В башмаке последней технической колонны устанавливается цементный мост с перекрытием башмака колонны не менее чем на 50 м.

Оборудование устья скважины при ликвидации:

На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером 1×1×1 м с репером высотой не менее 0,5 м и металлической табличкой, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), недропользователь, дата ее ликвидации. Выкопировка плана местности с указанием местоположения устья ликвидированной скважины передается землепользователю.

17.3 Консервация скважины

Все работы по консервации скважины проводятся по плану организации работ, разработанным в соответствии с проектом на ликвидацию/консервацию скважины для данного месторождения.

Консервация скважин в процессе строительства производится в случаях: консервации части ствола скважин, защищенного обсадной колонной, при сезонном характере работ - на срок до продолжения строительства; разрушения подъездных

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-210 из 276

путей в результате стихийных бедствий - на срок, необходимый для их восстановления; несоответствия фактических геолого-технических условий проектным – на срок до уточнения проектных показателей и составления нового технического проекта строительства скважин; при строительстве скважин кустовым способом - в соответствии с действующими требованиями на кустах нефтяных и газовых скважин.

Проведение работ по консервации скважин

Для консервации скважин с открытым стволом:

- спустить бурильный инструмент с «воронкой» до забоя скважины, промыть скважину и довести параметры бурового раствора до значений, регламентированных проектом на строительство скважины;
- поднять бурильные трубы в башмак последней обсадной колонны, верхнюю часть колонны заполнить незамерзающей жидкостью;
- загерметизировать трубное и затрубное пространство скважины;
- провести консервацию бурового оборудования;
- на устье скважины укрепить металлическую табличку с указанием номера скважины, времени начала и окончания консервации скважины, организации-владельца.

Для консервации скважины со спущенной (неперфорированной) колонной:

- спустить в скважину бурильный инструмент или колонну насосно-компрессорных труб (далее - НКТ) до глубины искусственного забоя;
- обработать буровой раствор с доведением его параметров в соответствии с проектом на строительство скважины, добавить ингибитор коррозии;
- приподнять колонну труб на 50 м от забоя, верхнюю часть скважины заполнить незамерзающей жидкостью;
- дальнейшие работы проводить согласно следующих решений:

Для консервации скважин с открытым стволом:

- спустить бурильный инструмент с «воронкой» до забоя скважины, промыть скважину и довести параметры бурового раствора до значений, регламентированных проектом на строительство скважины;
- поднять бурильные трубы в башмак последней обсадной колонны, верхнюю часть колонны заполнить незамерзающей жидкостью;
- загерметизировать трубное и затрубное пространство скважины;
- провести консервацию бурового оборудования;
- на устье скважины укрепить металлическую табличку с указанием номера скважины, времени начала и окончания консервации скважины, организации-владельца.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-211 из 276

Консервация скважин, законченных строительством

Консервации подлежат все категории скважин, законченных строительством, на срок до их передачи заказчику для дальнейшей организации добычи нефти, газа, эксплуатации подземных хранилищ, месторождений теплоэнергетических, промышленных минеральных и лечебных вод, закачки воды, строительства системы сбора и подготовки нефти, газа, воды.

При консервации скважины:

- спустить НКТ с «воронкой». Заглушить скважину жидкостью с параметрами, установленными проектной документацией, и обработанную ингибиторами коррозии. В интервал перфорации закачать жидкость, обеспечивающую сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта.
- Поднять НКТ выше интервала перфорации. Верхнюю часть скважины заполнить незамерзающей жидкостью. Устьевое оборудование защитить от коррозии. При коэффициенте аномалии давления $K_a = 1,1$ и выше в компоновку насосно-компрессорных труб включить пакер и клапан-отсекатель;
- с устьевой арматуры демонтировать крайние задвижки (оставить по одной задвижки) снять штурвалы, манометры, установить на арматуре заглушки с трехходовым краном (винтиль); (Объяснение: для мониторинга и регистрации давления в межколоном и трубном пространстве. Периодичность 1 раз в 3 мес по требованию ПВАСС.
- оградить устье скважины (кроме скважин на кустовых площадках). На ограждении укрепить табличку с указанием номера скважины, месторождения, пользователя недр, срока консервации и координаты скважины. Провести планировку прискважинной площадки;
- установка цементного моста над интервалом перфорации устанавливается планом организации работ на консервацию скважины, в зависимости от длительности консервации и других факторов.

Если срок консервации скважины составит срок более одного года скважина заполняется жидкостью исключающей глинизацию пласта, и после установки над интервалом перфорации цементного моста выстой 25-50 метров и заполняется раствором, плотность которого позволить создать противодавление на пласт.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-212 из 276

**Подготовительные, строительно-монтажные и вспомогательные
работы при консервации и ликвидации скважины**

Таблица 1

№ п/п	Наименование работ	ед.изм	коли-во	расценки ЭСН/ЕРЕР
	2			
	Передвижной подъемный агрегат (комплексные нормы) Состав работы:			9-240-3/49-729 к=0,6 49-240-3/49-729 к=0,04
	Строительство и монтаж, в том числе: - планировка площадки под передвижной агрегат; - устройство фундамента под вышку; - строительство направления, установка подъемного агрегата; - подъем вышки, центрирование ее и крепление оттяжками; - устройство рабочей площадки; - устройство ротора и металлических оснований под оборудование; - монтаж оборудования, коммуникаций и освещения; - устройство приемного моста, желобной системы, ограждений; - монтаж блока емкостей для воды, глинистого раствора и ГСМ.			
	Демонтаж, в том числе: -разборка коммуникаций и ограждений, открепление и стаскивание оборудования; - разборка рабочей площадки, приемного моста и желобной системы; - открепление оттяжек вышки от якорей, опускание талевого блока			

Расчеты продолжительности работ по ликвидации и консервации скважины должны выполняться с учетом действующих норм времени на технологические процессы и согласовываться с Недропользователем.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-213 из 276

Описание, объем, норма времени на проведение ликвидационных работ приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Описание, объем, норма времени на проведение консервации скважины

Наименование операции	Ед. изм.	Кол. ед.	Нормативная продолжительность, мин.
1	2	3	4
Укладка НКТ на стеллажи	шт	300	145
Замер НКТ	шт	250	105
ПЗР перед и после глушения	опер	1	25
Глушение скважины (2 цикла)	опер	2	120
Монтаж подъемника	опер	1	1500
Монтаж приемных мостков	опер	1	16
Монтаж стеллажей для труб	опер	1	56
Монтаж рабочей площадки	опер	1	21
Монтаж ГИВ-6	опер	1	19
Соединение сливной емкости и стравливание скважины	опер	1	16
Монтаж превентора	опер	1	73
Опресовка превентора	опер	1	25
Монтаж гидроключа	опер	1	86
Монтаж спайдера	опер	1	8
Подготовительные работы перед спуском НКТ с долотом	опер	1	11
Спуск НКТ с долотом на глубину 3000м	шт	3000	390
Затаскивание НКТ на рабочую площадку	шт	3000	175
Установка квадрата с вертлюгом, гр.шланг	опер	1	8
Очистка стенок эксплуатационной колонны долотом (проработка)	м	3000	350
Заключительные работы после очистки экс/колонны	опер	1	8
Подъем НКТ с долотом	шт	240	482
Заключительные работы после подъема НКТ с долотом	опер	1	12
Долив скважины при подъеме труб, каждые 10 НКТ	10 шт	-	84
Подготовительные работы перед спуском воронки на НКТ	опер	1	11
Спуск воронки на НКТ на глубину 3000	шт	3000	390
Затаскивание НКТ на рабочую площадку	шт	3000	189
Промывка скважины ингибированным буровым раствором плотностью 1.18 г/см ³ с нейтрализатором углекислого газа и обработанным ингибитором коррозии VARACOR-700, 1 цикл	опер	1	240
Промывка и закачка в скважину, в интервалы перфорации раствора нейтральной жидкости для сохранения коллекторских свойств пласта	опер	1	300
Подъем НКТ до глубины 1920м		175	360
Заключительные работы после подъема НКТ с воронкой	опер	1	7
Долив скважины при подъеме труб, каждые 10 НКТ	10 шт	-	43
Закачка цементного раствора через заливные трубы	опер	-	120
Заключительные работы после закачки цементного раствора	опер	1	32
Подъем НКТ до необходимой кровли	м	25	20
Вымывание излишнего цементного раствора из скважины	опер	172	50,0
Подъем НКТ с воронкой	шт	5	25
ОЗЦ	опер	1	1440
До спуск НКТ для отбивки кровли цементного моста	шт	5	16
Подготовительные работы перед опрессовкой	опер	1	33

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-214 из 276

Продолжение таблицы 2

Опрессовка цементного моста	опер	1	30
Заключительные работы после опрессовки	опер	1	28
ПЗР для заполнения колонны нейтральной жидкостью	опер	1	23
Заполнения колонны нейтральной жидкостью	опер	1	60
Подъем НКТ на глубину 1500м	шт	195	155
Заключительные работы после подъема НКТ с воронкой	опер	1	7
Долив скважины при подъеме труб, каждые 10 НКТ	10 шт	-	35
Закачка цементного раствора через заливочные трубы	опер	1500	55
Заключительные работы после закачки цементного раствора	опер	1	32
Подъем НКТ до необходимой кровли	м	50	20
Вымывание излишнего цементного раствора из скважины	опер	190	60
Подъем НКТ с воронкой	шт	5	20
ОЗЦ	опер	1	1440
До пуск НКТ для отбивки кровли цементного моста	шт	5	17
Подготовительные работы перед опрессовкой	опер	1	33
Опрессовка цементного моста	опер	1	30
Заключительные работы после опрессовки	опер	1	28
ПЗР для заполнения колонны нейтральной жидкостью	опер	1	23
Заполнения колонны нейтральной жидкостью	опер	1	60
Подъем НКТ с 1500 м до глубины 30 м	шт	250	360
Закачка в скважину на глубину 30 м от устья дизельного топлива или нефти для предохранения от размораживания верхней части колонны	опер	50	120
Подъем НКТ с 30 м до 0 м	шт	3	25
Демонтаж спаренного превентора	опер	1	48
Демонтаж крестовины	опер	1	27
Подготовительные работы перед продавкой деревянной пробки	опер	1	20
Продавка деревянной пробки	опер	1	6,4
Заключительные работы после продавки деревянной пробки	опер	1	37
Демонтаж подъемника	опер	1	1500
Оборудование площадки вокруг устья скважины	опер	1	300
Устье скважины должно быть оборудовано колонной головкой и задвижкой высокого давления в коррозионно-стойком исполнении, на фланце задвижки установлена заглушка с манометром. С задвижки должен быть снят штурвал. Устье так же должно быть оборудовано отводами с вентилями высокого давления и манометрами для контроля давления в трубном и затрубном пространствах. С вентилей должны быть сняты штурвалы.	опер	1	180
На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером 1х1х1 м с репером высотой не менее 0,5 м и металлической табличкой, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), недропользователь, дата ее ликвидации.	опер	1	120
Итого:			7,5 суток

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-215 из 276

Описание, объем, норма времени на проведение консервации скважины приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Описание, объем, норма времени на проведение консервации скважины

Наименование операции	Ед. изм.	Кол. ед.	Нормативная продолжительность, мин.
1	2	3	4
Укладка НКТ на стеллажи	шт	300	145
Замер НКТ	шт	250	105
ПЗР перед и после глушения	опер	1	25
Глушение скважины (2 цикла)	опер	2	120
Монтаж подъемника	опер	1	1500
Монтаж приемных мостков	опер	1	16
Монтаж стеллажей для труб	опер	1	56
Монтаж рабочей площадки	опер	1	21
Монтаж ГИВ-6	опер	1	19
Соединение сливной емкости и стравливание скважины	опер	1	16
Монтаж превентора	опер	1	73
Опресовка превентора	опер	1	25
Монтаж гидроключа	опер	1	86
Монтаж спайдера	опер	1	8
Подготовительные работы перед спуском НКТ с долотом	опер	1	11
Спуск НКТ с долотом на глубину 3000м	шт	3000	390
Затаскивание НКТ на рабочую площадку	шт	3000	175
Установка квадрата с вертлюгом, гр.шланг	опер	1	8
Очистка стенок эксплуатационной колонны долотом (проработка)	м	3000	350
Заключительные работы после очистки экс/колонны	опер	1	8
Подъем НКТ с долотом	шт	240	482
Заключительные работы после подъема НКТ с долотом	опер	1	12
Долив скважины при подъеме труб, каждые 10 НКТ	10 шт	-	84
Подготовительные работы перед спуском воронки на НКТ	опер	1	11
Спуск воронки на НКТ на глубину 3000	шт	3000	390
Затаскивание НКТ на рабочую площадку	шт	3000	189
Промывка скважины ингибированным буровым раствором плотностью 1.18 г/см ³ с нейтрализатором углекислого газа и обработанным ингибитором коррозии BARACOR-700, 1 цикл	опер	1	240
Промывка и закачка в скважину, в интервалы перфорации раствора нейтральной жидкости для сохранения коллекторских свойств пласта	опер	1	300
Подъем НКТ до глубины 1920м		175	360
Заключительные работы после подъема НКТ с воронкой	опер	1	7
Долив скважины при подъеме труб, каждые 10 НКТ	10 шт	-	43
Закачка цементного раствора через заливочные трубы	опер	-	120
Заключительные работы после закачки цементного раствора	опер	1	32
Подъем НКТ до необходимой кровли	м	25	20
Вымывание излишнего цементного раствора из скважины	опер	172	50,0
Подъем НКТ с воронкой	шт	5	25
ОЗЦ	опер	1	1440
До пуск НКТ для отбивки кровли цементного моста	шт	5	15,6

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. I-216 из 276

Продолжение таблицы 3

Подготовительные работы перед опрессовкой	опер	1	33
Опрессовка цементного моста	опер	1	30
Заключительные работы после опрессовки	опер	1	28
Промывка и закачка в скважину до устья нейтральной жидкости		1700	240
Подъем НКТ с 1920 м до глубины 30 м	шт	167	360
Закачка в скважину на глубину 30 м от устья дизельного топлива или нефти для предохранения от размораживания верхней части колонны	опер	99	120
Подъем НКТ с 30 м до 0 м	шт	3	25
Демонтаж спаренного превентора	опер	1	48
Демонтаж крестовины	опер	1	27
Демонтаж подъемника	опер	1	1500
Оборудование площадки вокруг устья скважины	опер	1	300
На устье скважины устанавливаются трубная головка фонтанной арматуры (крестовина) с контрольным вентилем и по одной центральной и за трубной задвижке, штурвалы с задвижек арматуры должны быть сняты, манометры вывернуты, патрубки загерметизированы и крайние фланцы задвижек оборудованы заглушками	опер	1	180
Оборудование площадки вокруг устья скважины с ограждением (сетка рабица) высотой 1м. На ограждении установить металлическую табличку, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), недропользователь, срок консервации.	опер	1	125
Итого			6,0 суток

Работы по ликвидации и консервации скважины будет производится с использованием установки для освоения УПА-60 (или аналог), численность бригады КРС будет составлять 12 человек, по 5 человек в вахту с двумя мастерами.

Транспортные средства. При проведении работ предусматривается использование автомобильного транспорта для транспортировки грузов и персонала и специального оборудования для цементирования скважины:

- Автокран 25 тн - 1 ед;
- Автоцистерна для воды (Камаз или Урал) - 1 ед;
- Цементировочный агрегат - 1 ед;
- Смесительная машина - 1 ед;

Также будет использоваться следующее оборудование:

- Мобильная установка для УПА-60;
- Емкости ГСМ для диз.топлива;
- Емкостей для технической воды;
- Насос перекачки топлива;
- Противопожарные инструменты и материалы.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-217 из 276

Цементировочный агрегат - ЦА-320М, N - 176 кВт при цементировании (консервация)

Диз.топливо: $0,000212 \cdot 176 \cdot 0,7 \cdot 24 = 0,627$ тн

Масло: $(0,627/0,86) \cdot 0,032 \cdot 0,93 = 0,022$ тн

Смесительная машина СМ-20 при консервации (консервация)

Диз.топливо: $0,000212 \cdot 176 \cdot 0,25 \cdot 24 = 0,224$ тн

Масло: $(0,224/0,86) \cdot 0,032 \cdot 0,93 = 0,008$ тн

Цементировочный агрегат - ЦА-320М, N - 176 кВт при цементировании (ликвидация)

Диз.топливо: $0,000212 \cdot 176 \cdot 1,2 \cdot 24 = 1,075$ тн

Масло: $(1,075/0,86) \cdot 0,032 \cdot 0,93 = 0,0372$ тн

Смесительная машина СМ-20 при ликвидации (ликвидация)

Диз.топливо: $0,000212 \cdot 176 \cdot 0,35 \cdot 24 = 0,313$ тн

Масло: $(0,313/0,86) \cdot 0,032 \cdot 0,93 = 0,011$ тн

Таблица 4 - Материалы и технические средства для работ по консервации скважины

№ п/п	Наименование материалов или технических средств	Единица измерения	Количество
1	Цемент сульфатостойкий G (HSR)	тн	8
2	Замедлитель схватывания (НТФ)	кг	50
3	Питьевая вода	м ³	11,6
4	Техническая вода	-"-	100
5	Сетка-рабица	м ²	4
6	НКТ б/у или другие трубы d-50-70 мм. для стоек ограждения	м	20
7	Электроды	кг	3,0

Таблица 5 – Материалы и технические средства для работ по ликвидации скважины

№ п/п	Наименование материалов или технических средств	Единица измерения	Количество
1	Цемент сульфатостойкий G (HSR)	тн	40
2	Замедлитель схватывания (НТФ)	кг	200
3	Питьевая вода	м ³	14,5
4	Техническая вода	-"-	200
6	Сетка-рабица	м ²	4
7	НКТ б/у или другие трубы d-50-70 мм. для стоек ограждения	м	20
8	Электроды	кг	3,0

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-218 из 276

17.4 Надежность

Надежность- это свойство скважины сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять свое целевое назначение в заданных режимах при строительстве, эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте.

Надежность характеризуется сочетанием следующих свойств: долговечности, ремонтпригодности и сохраняемости.

На надежность влияют геологические условия, принятые технические и технологические решения по строительству и возможности дальнейшей эксплуатации скважины, а также качество исполнения этих решений.

Надежность скважины может быть снижена из-за механического или коррозионного износа обсадных колонн, их смятия, низкого качества цементирования и, как следствие, наличия заколонных или межколонных перетоков, течения солей, несоответствия ПВО или его отказа, искривления ствола, возникновения НГВП и поглощений, прихвата колонн.

В таблице 17.2 приведены факторы, влияющие на надежность скважины и мероприятия, направленные на предупреждение причин, снижающих надежность.

Таблица 17.2 – Надежность

№ п.п.	Факторы, влияющие на надежность скважины при бурении и эксплуатации	Мероприятия, направленные на предупреждение причин, снижающих надежность скважины
1	Механический износ обсадных колонн	1.1. Применение долот типа PDC, TSP, позволяющих увеличить проходку на долото, сокращая тем самым количество СПО. 1.2. Использование бурильных труб с замками без твердосплавного покрытия. 1.3. Оснащение бурильной колонны протекторными кольцами во избежание протирания обсадной колонны при бурении и СПО. 1.4. Использование забойных двигателей (турбобур, винтовые двигатели) при бурении протяженных участков с твердыми, крепкими породами, что позволяет проводить бурение без постоянного вращения бурильной колонны.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-219 из 276

Продолжение таблицы 17.2

1	2	3
1	- // -	1.5. Контроль остаточной прочности обсадных колонн перед вскрытием пластов с АВПД по результатам замеров толщино- или калиброммером.
2	Коррозионный износ обсадных колонн	2.1. Введение в буровой раствор нейтрализаторов и поглотителей углекислого газа для предотвращения коррозионного воздействия CO ₂ на обсадную колонну.
		2.2. Выбор обсадных труб в соответствии с условиями бурения и возможностью эксплуатации согласно требованиям нормативных документов (Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин, М.,1997; Стандарты API 5CT и NACE)
		2.3. Применение рецептур тампонажных растворов и технологии цементирования, обеспечивающих получение непроницаемого для пластовых флюидов цементного камня, стойкого к сульфатной и сероводородной агрессии
		2.4. Применение добавок ингибиторов коррозии в составе рецептур надпакерной жидкости для предотвращения коррозионного разрушения.
3	Смятие обсадных колонн	3.1. Применение соленасыщенных ингибированных буровых растворов, соответствующей плотности, предотвращающих течение солей в соленосных пластах. 3.2. Перекрытие соленосных пластов двумя цементируемыми обсадными колоннами с соответствующими прочностными характеристиками. 3.3. Вызов пластового притока должен производиться путем создания плавной депрессии на пласт.
4	Заколонные перетоки и межколонное давление газа	4.1. Подготовку ствола скважины перед спуском обсадных колонн производить компоновками, позволяющими качественно очистить стенки скважины от рыхлой фильтрационной корки для создания плотного контакта между цементом и породой. Прокачивать пачку (3-4 м ³) высоковязкого раствора той же плотности, что и буровой раствор, с целью дополнительной очистки ствола скважины от выбуренной породы, особенно в кавернозной части его. Использовать специальные буферные жидкости перед закачкой цемента. 4.2. Изоляция склонных к поглощению горизонтов для обеспечения подъема цемента до проектной высоты. 4.3. Применение рецептур тампонажных растворов и технологии цементирования, обеспечивающих получение непроницаемого для пластовых флюидов цементного камня, стойкого к сульфатной и сероводородной агрессии. 4.4. Применение добавок в цементы, способствующих увеличению седиментационной устойчивости и снижению водоотдачи цементных растворов. 4.5. Применение добавок солей в составе рецептур тампонажных растворов для цементирования интервалов с соляными пропластками.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-220 из 276

Продолжение таблицы 17.2

1	2	3
		4.6. Применение цементных растворов с минимальным разрывом времени между началом и концом схватывания (в особенности порций раствора, располагающихся против напорных горизонтов). 4.7. Применение технических средств, улучшающих качество замещения промывочной жидкости цементным раствором, способствующих центрированию колонны в скважине и улучшающих контакт цементного камня с колонной и породой. 4.8. Использование надежных эксплуатационных пакеров и насосно – компрессорных труб (НКТ), предотвращающих переток пластового флюида из трубного в затрубное пространство. 4.9. Применение смазок для резьбовых соединений обсадных и НКТ согласно требованиям нормативно-технической документации. 4.10. В процессе цементирования колонны не допускать поглощения цементного раствора. 4.11. Герметизация устья во время ОЗЦ с постоянным контролем за изменением давления в трубном и затрубном пространствах. 4.12. Осуществление постоянного контроля за состоянием межколонного пространства скважин. 4.13. Применение обсадных труб с высокогерметичными резьбовыми соединениями типа «металл-металл». 4.14. Использование в обвязке устья колонных головок, исключающих переток флюида из затрубного пространства в межколонное и устойчивых к сероводородной и углекислотной агрессии.
5	ПВО и устьевое оборудование	5.1. Использование оборудования, устойчивого к сероводородной и углекислотной агрессии.
6	Искривление ствола	5.2. Импортное оборудование должно иметь сертификат РК или РФ на безопасность.
7	Нефтегазоводо-проявления	5.3. Установленная колонная головка должна опрессовываться воздухом или газом и обеспечивать возможность контроля за появлением газа в межколонном пространстве и закачку в него жидкости в течение всего периода эксплуатации. 5.4. Производить опрессовку превентора и фонтанной арматуры после установки их на устье на давление опрессовки эксплуатационной колонны. 7.8. Иметь запас раствора. 7.9. При вскрытии продуктивных пластов и дальнейшем углублении скважин структурно-механические и реологические показатели необходимо поддерживать на минимально допустимом уровне, исходя из технологических соображений. Запрещается вскрывать указанные горизонты при отсутствии на буровой обсадных труб, необходимых для их перекрытия.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-221 из 276

Продолжение таблицы 17.2

1	2	3
7	-//-	7.11. Бурение, промывку и проработку скважин в интервале ожидаемых нефтегазопроявлений необходимо осуществлять при максимально возможной производительности. 7.12. В интервалах ожидаемых выбросов продолжительность возможных остановок должна быть сведена к минимуму. Во всех случаях простоев устье скважины должно быть герметизировано ПВО и установлено наблюдение за давлением в скважине. 7.13. Обучение обслуживающего персонала действиям при НГВП в условиях выделения сероводорода. 7.14. Проведение учебных тревог по сигналу «Выброс» с применением средств индивидуальной защиты от сероводорода. 7.15. Обучение обслуживающего персонала действиям при НГВП в условиях выделения сероводорода. 7.16. Проведение учебных тревог по сигналу «Выброс» с применением средств индивидуальной защиты от сероводорода.
8	Поглощения	8.1. Точный прогноз пластовых давлений и правильный выбор плотности промывочной жидкости. 8.2. Определение зон дренирования, тектонических нарушений, карстовых образований, горизонтов с высокой пористостью и проницаемостью. 8.3. Не допускать превышения давления раствора над пластовым более величин, предусмотренных « Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности » РК (№ 355 от 30.12.2014 г.). 8.4. Предусмотреть запас и ввод наполнителей, закачку вязкоупругих смесей, установку цементных мостов и т.д. 8.5. При вскрытых интервалах, склонных к поглощению, ограничивать скорость спуска инструмента. 8.6. Уменьшение гидродинамических сопротивлений путем снижения производительности насосов, увеличения кольцевых зазоров за счет уменьшения диаметра КНБК.
9	Прихват обсадных колонн	9.1. Выделение прихватоопасных зон. 9.2. Тщательная проработка интервалов сужений и прихватоопасных зон. 9.3. Ввод в буровой раствор смазывающих добавок перед спуском колонны. 9.4. Приведение параметров раствора перед спуском колонны в соответствие с ГТН. 9.5. Обеспечение качественной очистки бурового раствора от выбуренной породы. 9.6. Не оставлять колонну без движения на длительный промежуток времени. 9.7. Не допускать падения в скважину посторонних предметов.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-222 из 276

17.5 Охрана недр

1. Общие положения

Недропользователь в лице ТОО «Becturly Energy Operating» несет полную ответственность за состояние охраны недр на площади, как в процессе бурения скважин, так и в процессе возможной эксплуатации. Ответственность за соблюдение требований законодательств в области охраны недр несет непосредственно руководитель компании, осуществляющей пользование недрами.

Мероприятия по охране недр, в процессе строительства предусматривают:

- обеспечение полноты геологического изучения для достоверной оценки месторождения, предоставленной в недропользование;
- осуществление комплекса мероприятий по обеспечению полноты извлечения из недр нефти;
- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- сохранение свойств энергетического состояния верхних частей недр на уровне, предотвращающем появление техногенных процессов;
- защита недр от обводнения, пожаров и других стихийных факторов, осложняющих производство работ при строительстве скважины;
- предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти и воды в процессе бурения, освоения и последующей пробной эксплуатации скважины, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод;
- достоверный учет извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;
- осуществление комплекса мероприятий, направленных на предотвращение потерь нефти в недрах, вследствие низкого качества проводки скважин, нарушений технологии разработки нефтяных залежей и эксплуатации скважины, приводящих к преждевременному обводнению или дегазации пластов, перетокам жидкости между горизонтами;
- соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения нефтяных операций, консервации и ликвидации объектов недропользования;
- предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, грифонообразования, обвалов стенок скважины и межпластовых перетоков нефти и воды в процессе проводки, освоения и последующей пробной эксплуатации скважины;
- надежную изоляцию в пробуренной скважине нефтеносных и водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу;
- надежную герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-223 из 276

качественное цементирование;

- предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении;
- предусмотреть мероприятия по предупреждению осложнений в процессе строительства скважины и проведения ремонтно-изоляционных работ при некачественном креплении обсадных колонн.

Работы по освоению добывающих скважин на участке Бектурлы Восточный должны проводиться на высоком технико-экономическом уровне, с использованием всех достижений науки и техники, при достаточно высоком уровне экологических знаний работающего персонала.

При этом при бурении добывающих скважин на месторождении повышенное внимание руководства недропользователя должно быть обращено не только на технологию бурения, но и на организацию работ и технологическую дисциплину исполнителей с целью предотвращения образования межпластовых перетоков.

Таким образом, на всех этапах строительства скважин – при строй-монтажных работах, бурении, креплении, освоении и эксплуатации необходимо обращать особое внимание на охрану недр.

2. Мероприятия по охране недр при строймонтажных работах

Надежная гидроизоляция синтетической пленкой площадки под вышечно-лебедочным блоком, устройство гидроизолированных желобов для стока жидких отходов бурения в емкости, бетонирование дна и стенок шахты с целью недопущения проникновения фильтрата отходов бурения в грунт.

Ликвидация водозаборных скважин в соответствии с действующим законодательством по охране подземных вод или передача их для эксплуатации местным организациям.

3. Выбор конструкции скважины и охрана недр

Конструкция скважин в части надежности, технологичности и безопасности обеспечивает условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь, за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

При проектировании конструкции скважин на участке Бектурлы Восточный проектировщики исходили, прежде всего из «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности, от 30 декабря 2014 года № 355», горно-геологических условий проводки скважин и из опыта бурения скважин с аналогичными горно-геологическими условиями. Конструкция проектной скважин приведена в таблице 5.2 настоящего проекта. Перед спуском колонн, ствол скважины тщательно прорабатывается. Для равномерного распределения цементного раствора в

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-224 из 276

кольцевом пространстве на обсадной колонне устанавливаются специальные центраторы. При цементации применяются режимы закачки, обеспечивающие максимальное вытеснение бурового раствора из кольцевого пространства. Все эти мероприятия обеспечивают качественное разобщение пластов друг от друга, что обеспечивает отсутствие перетоков из пласта в пласт и из пласта в скважину, то есть надежно гарантирует охрану недр.

С целью обеспечения охраны недр, предотвращения возможных осложнений при строительстве скважины предусматривается следующая конструкция:

Направление 426 мм х 20 м, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор, канализации восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему. Цементируется до устья.

Кондуктор 324мм х 400м, устанавливается для перекрытия верхних неустойчивых отложений и перекрытия водоносных горизонтов. Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием ПВО. Цементируется до устья.

Промежуточная колонна 244,5мм х 1500м (+/-250м), устанавливается с целью перекрытия водоносных и верхних неустойчивых горизонтов, а также с целью предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. Монтаж ПВО. Цементируется до устья.

Эксплуатационная колонна 168,3мм х 3000м (+/-250м), устанавливается с целью испытания и эксплуатации продуктивных объектов. Эксплуатационная колонна цементируется до устья.

Обсадные колонны подвешиваются в колонной головке ОКК2 на рабочее давление 35 МПа. На устье устанавливается фонтанная арматура типа АФК на рабочее давление 35 МПа.

4. Охрана недр в процессе бурения

Бурение скважины предусматривается проводить таким образом, чтобы не допустить нефтегазоводопроявлений (НГВП), поглощения бурового раствора и было обеспечено качественное вскрытие продуктивных горизонтов с сохранением свойств пласта максимально приближенным к естественным.

С целью предотвращения загрязнения водоносных пластов с пресными водами, бурение производится на малотоксичном буровом растворе.

С целью предупреждения поглощения и снижения дифференциального давления в системе скважина-пласт, предусматривается бурение в каждом интервале осуществлять с производительностью, обеспечивающей минимальные потери в затрубном пространстве и с достаточно высокой способностью выноса выбуренной породы.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-225 из 276

С целью предупреждений прогнозируемых осложнений и для максимально возможного сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов при первичном вскрытии предусматривается:

- применение ингибированного бурового раствора, обработанного биоразлагаемыми полимерами, не засоряющими коллектор;
- ввод наполнителей в случае возникновения поглощения;
- точное соблюдение проектных параметров бурового раствора для недопущения нефтегазопроявлений и контроль их;
- ввод в буровой раствор нейтрализаторов CO₂;
- использование точной системы обнаружения газов (газовые анализаторы);
- обеспечение приемных емкостей уровнемерами.

В случае интенсивных осыпей рассмотреть вопрос об увеличении плотности полимерного ингибированного бурового раствора.

Предусмотренные в проекте системы бурового раствора отвечают основным экологическим требованиям, предъявляемым к буровым растворам при вскрытии продуктивных пластов.

5. Охрана недр в процессе крепления

Все обсадные колонны цементируются до устья. В процессе цементирования предусматривается выполнение следующего комплекса мероприятий:

- подбор тампонажных материалов и химических реагентов для цементирования скважины с учетом горно-геологических условий (пластовых давлений, пластовой температуры, градиента гидроразрыва пластов);
- использование в качестве базового цемента типа ПЦТ I-G-CC-1* (ПЦТ-ДО-100) с повышенной сульфатостойкостью для предотвращения негативного воздействия пластовых вод с высокой минерализацией; цемент характеризуется низким водоотделением (не более 1,4 %), ускоренным набором прочности в ранние сроки твердения при низких температурах;
- применение тампонажных растворов для цементирования обсадных колонн с плотностями, подобранными по гидравлическому расчету цементирования.
- использование тампонажных растворов с пониженной водоотдачей, что определяется следующими факторами:
 - наличием в разрезе скважин пород с различной проницаемостью (глины, песчаники), при прохождении которых степень обезвоживания цементного раствора будет не одинакова;
 - набуханием глин под действием фильтрата;
 - снижением проницаемости пристволенной зоны скважины (загрязнением продуктивной части) в результате отфильтровывания жидкой фазы;
 - введение понизителя водоотдачи предотвращает вышеперечисленные осложнения, позволяет создавать на фильтрующей поверхности плотную малопроницаемую цементную корку. Это способствует получению плотного

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-226 из 276

контакта на границе цемент – порода, что особенно важно для надежного разобщения пластов.

- использование реагентов – регуляторов сроков схватывания тампонажных растворов для цементирования направления, кондуктора введение хлорида кальция, а для цементирования эксплуатационной колонны добавка замедлителя схватывания;
- применение центраторов в количестве, обеспечивающем необходимую степень центрирования обсадной колонны, с целью лучшего замещения бурового раствора тампонажным, образования равномерного цементного кольца за обсадной колонной и обеспечения плотного контакта цементного камня, как с поверхностью обсадной колонны, так и с различными горными породами в стволе скважины;
- использование специальных утяжеленных буферных жидкостей для предотвращения смешения и загрязнения цементного и бурового растворов, обеспечения максимально возможной полноты вытеснения промывочной жидкости цементным раствором, а также для удаления со стенок скважины толстой глинистой корки;
- применение режима закачки при цементировании обсадных колонн, обеспечивающей максимальное вытеснение бурового раствора из кольцевого пространства.

Выполнение данных мероприятий обеспечит качественное разобщение пластов друг от друга, отсутствие перетоков из пласта в пласт, т.е. надежно гарантирует охрану недр.

6. Охрана недр в процессе испытания пластов

Проектом на строительство скважин предусматривается максимальное сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов при испытании. Перед испытанием, устье оборудуется фонтанной арматурой, которая обвязывается выкидными линиями с наземным оборудованием, что предотвращает открытое фонтанирование и разлив жидкости.

Вызов притока производят заменой бурового раствора в скважине на техническую воду на расчетную глубину, создающую условия для притока пластового флюида, сбор нефти производится в установленные для этой цели емкости.

При испытании предусматривается проведение в скважине обязательного комплекса гидродинамических и промыслово-геофизических исследований и измерений. В комплекс обязательно включают исследования по выявлению негерметичности обсадной колонны. При обводнении скважины, помимо контроля за обводненностью продукции, проводят специальные геофизические и гидродинамические исследования с целью определения места притока воды в

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-227 из 276

скважину, источника поступления и глубины залегания. После этого проводят технические мероприятия по изоляции зоны водопритока.

Если в процессе испытания скважины будут обнаружены признаки перетоков флюидов, которые могут привести к безвозвратным потерям нефти и газа в недрах, компания должна установить и устранить причины перетоков.

Если в процессе испытания скважины, до возможной обработки призабойной зоны, выноса породы не наблюдалось, а после обработки началось интенсивное поступление породы в скважину, отбор флюида из скважины должен быть прекращен или ограничен и осуществлены технические мероприятия для уменьшения или предотвращения выноса породы в скважину в том числе, спуск хвостовика-фильтра.

При испытании скважины на буровой должен быть план ликвидации возможных аварий (фонтанирование, нарушение обваловки площадки и т. п.), в котором должны быть приведены мероприятия и способы ликвидации аварии, содержать порядок оповещения соответствующих служб, перечень технических средств и материалов для ликвидации аварии т. п.).

Испытание дефектных скважин (с нарушенной герметичностью эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной и т.д.) не допускается.

После окончания бурения, испытания (освоения) скважины и демонтажа оборудования необходимо проведение мероприятий по восстановлению (рекультивации) земельного участка в соответствии с существующими требованиями.

Ликвидация или консервация скважины производится строго в соответствии с действующими инструкциями.

7. Прогноз возможных осложнений и аварийных ситуаций, мероприятия по их предотвращению и ликвидации

Основными видами аварий в процессе строительства скважин являются:

- авария с бурильной колонной: слом бурильной трубы, УБТ, прихват, заклинивание инструмента при спуско-подъемных операциях;
- оставление шарошек долота на забое;
- падение посторонних предметов в скважину;
- осложнения: нефтегазопроявления, поглощения бурового раствора.

В целях предупреждения аварий с бурильной колонной:

1. Строго придерживаться проектных компоновок низа бурильной колонны, в случае изменения (КНБК) ствол скважины тщательно проработать и принять меры против заклинивания колонны бурильных труб.

2. Не допускать вибрации колонны при бурении, при появлении вибрации выйти из зоны критических колебаний, для чего уменьшить или увеличить нагрузку на

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-228 из 276

долото. Во время спуско-подъемных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса на 10 т.

3. Для предупреждения оставления шарошек не передерживать долото на забое, для чего определять момент подъема долота по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения.

4. Для предупреждения падения посторонних предметов использовать устройство, предотвращающее падение посторонних предметов в скважину.

Ликвидация аварий, связанных со сломом бурильной колонны, прихвatom инструмента, извлечением посторонних предметов, шарошек производится по отдельному плану, утвержденному главным инженером ТОО «Becturly Energy Operating».

Наиболее сложными и трудоемкими по затратам средств являются аварии, связанные с нефтегазоводопроявлениями и поглощениями бурового раствора.

Персонал, работающий на буровой, где ожидаются нефтегазоводопроявления, должен быть обучен соответствующим правилам ведения работ и обязан знать характер и глубину залегающих горизонтов, способных поглощать промывочную жидкость или при вскрытии которых возможны нефтегазоводопроявления.

Все члены буровой бригады должны знать признаки проявлений, к числу которых относятся:

прямые:

- снижение плотности бурового раствора и разгазирование его;
- увеличение объема циркулирующей жидкости в приемных емкостях;
- перелив промывочной жидкости из скважины при прекращении циркуляции;
- увеличение газопоказаний на станциях газокаротажа;

косвенные:

- увеличение механической скорости бурения;
- уменьшение гидравлических сопротивлений на стояке;
- увеличение веса на крюке по показаниям ГИВ.

Основным средством, предупреждающим нефтегазоводопроявления в бурящейся скважине, является применение бурового раствора с соответствующими параметрами (плотность, вязкость, водоотдача, СНС и др.).

Плотность бурового раствора должна быть повышена, если поступление пластового флюида во время проявления приводит к увеличению уровня в приемных емкостях и появлению избыточного давления в бурильных трубах при закрытой скважине.

В целях предотвращения и ликвидации осложнений в скважине при различной интенсивности поглощений, или при полном прекращении циркуляции промывочной жидкости, предпринимаются следующие меры:

1. Подъем инструмента производить только после выравнивания показателей бурового раствора до установленной величины.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-229 из 276

2. В технологический цикл углубления скважины включать мероприятия, предусматривающие предотвращение и ранее обнаружение нефтегазоводопроявлений с учетом конкретных геолого-технических условий.

3. При начавшемся поглощении поднять бурильную колонну в прихватобезопасный интервал и приступить к его ликвидации путем закупорки каналов пласта специальными наполнителями, вводимых в буровой раствор, или закачки цементных растворов и пласт.

4. Бурить с частичной потерей циркуляции или без выхода циркуляции можно только по специальному плану, утвержденному руководством предприятия.

5. При появлении, в процессе бурения и промывки, в буровом растворе газа, не приводящего к увеличению уровня в приемных емкостях, немедленно установить интенсивность его поступления. Для этого углубление скважины прекратить и вести промывку в течение одного цикла циркуляции. Если при этом поступление газа прекратилось, то это означает, что газ поступает в раствор из выбуренной породы. При поступлении газа из выбуренной породы повышать плотность бурового раствора не требуется.

6. Долив скважины при подъеме бурильной колонны необходимо производить систематически после подъема расчетного количества свечей.

7. При появлении признаков начавшегося проявления при подъеме труб необходимо остановить подъем. При отсутствии перелива сразу же приступить к спуску труб в башмак обсадной колонны.

8. Подъем и спуск бурильной колонны производить с такой скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений была бы выше пластового давления и меньше давления гидроразрыва пород.

9. Не следует проводить кратковременных промежуточных промывок при наличии газированных забойных пачек. Промежуточные промывки во время спуска производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине.

10. Длительные ремонтные или профилактические работы, не связанные с ремонтом устья скважины, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана. Если ремонт устья скважины или противовыбросового оборудования продолжителен и нет возможности промыть скважину, то нужно установить отсекающий цементный мост.

11. О замеченных признаках нефтегазоводопроявлений необходимо немедленно поставить в известность инженерную службу предприятия.

12. После закрытия превентора и стабилизации давления необходимо принять меры по ликвидации проявления.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-230 из 276

18. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ

Изменение финансирования, пересмотр политики на взаимоотношения между структурными единицами и многие другие изменения требуют определить концепции риска - как функции вероятности события. Контроль как со стороны работодателя, так и производителя, необходим для предотвращения и страхования возможных убытков, банкротств и ответственности за экологические последствия аварий, в т.ч. с оборудованием, нанесших большой материальный ущерб.

Примерами аварий можно обосновать необходимость финансирования риска и его изучение для прогнозирования предотвращения убытков.

Заложенная технология строительства скважин соответствует ПОПБОПО НГОП.

АНАЛИЗ И ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ

Анализ риска – это часть системного подхода к принятию технико-технологических, экономических и других решений и практических мер, которые должны быть отражены в проектах на строительство скважин, с целью предупредить или уменьшить опасность промышленных аварий для жизни человека, ущерба имуществу предприятия и окружающей среде, называемого обеспечением промышленной безопасности.

Обеспечение промышленной безопасности включает в себя сбор и анализ информации обо всех случаях нарушений, связанных со строительством скважин. Анализ информации позволяет определить и заложить в проект меры по контролю и недопущению причинения ущерба кому-либо или чему-либо.

Основная задача анализа риска заключается в предоставлении объективной информации о состоянии:

- трудовой дисциплины в предприятии;
 - производственного объекта (буровой);
 - обученности персонала и наличие навыков при проведении работы в нестандартных ситуациях;
 - проведение организационно-технических мероприятий и др.
- При строительстве скважин основные причины риска следующие:
- травматизм персонала при нарушении функционирования оборудования из-за отказа. Отказ (неполадка) - событие, заключающееся в нарушении работоспособного оборудования, объекта;
 - нефтегазопрооявления с выходом флюида на поверхность из-за отказа оборудования, недостаточной геологической изученности, человеческого фактора;
 - аварии с нанесением больших материальных затрат предприятию.

Выявление и анализ недостатков при строительстве скважин, позволяет уменьшить количественную и качественную оценку риска, выбрать и заложить в проект оптимальные решения.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-231 из 276

Разработка экологической оценки к техническим проектам на строительство скважин, определяет степень воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду и устанавливает нормативы эмиссий, предусматривает мероприятия по снижению вредного воздействия. Раздел экологической оценки проходит согласование в уполномоченном органе по охране окружающей среды.

АНАЛИЗ ВИДОВ И ПОСЛЕДСТВИЙ ОТКАЗОВ

Этот вид анализа применяется для качественной оценки безопасности технических систем. В нашем случае, при строительстве скважин, рассмотрены три основных вида отказа, при которых может быть нанесен ущерб: персоналу, населению, окружающей среде, оборудованию.

Критерии отказов по тяжести последствий:

Первый – катастрофический – приводит к смерти людей, наносит существенный ущерб объекту и невосполнимый ущерб окружающей среде;

Второй – критический (некритический) – угрожает (не угрожает) жизни людей, потере объекта, окружающей среде;

Третий – с пренебрежимо малыми последствиями – не относящимися по своим последствиям ни к одной из первых двух категорий.

Категории отказов (степень риска отказов):

A – обязателен детальный анализ риска, требуются особые меры безопасности для снижения риска;

B – желателен детальный анализ риска, требуются меры безопасности;

C – рекомендуется проведение анализа риска и принятие мер безопасности;

D – анализ и принятие мер безопасности не требуются.

МАТРИЦА “ВЕРОЯТНОСТЬ – ТЯЖЕСТЬ ПОСЛЕДСТВИЙ

Таблица 18.1 – Матрица – вероятность – тяжесть последствий

Частота возникновения (1/год)	Тяжесть последствия			
	Катастрофический отказ	Критический отказ	Некритический отказ	Отказ с пренебрежимо малыми последствиями
Частый отказ >1	A	A	A	C
Вероятный отказ $1 \cdot 10^{-2}$	A	A	B	C
Возможный отказ $10^{-2} - 10^{-4}$	A	B	B	C
Редкий отказ $10^{-4} - 10^{-6}$	A	B	C	D
Невероятный отказ $< 10^{-6}$	B	C	C	D

На основе анализа, в таблице 18.2 приводятся вероятности возникновения аварийных ситуаций на 1000 м проходки (в целом по нефтегазовой отрасли).

Таблица 18.2 – Вероятность возникновения аварийных ситуаций

Вид аварии	Вероятность
	Разведочное бурение
1	2

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-232 из 276

1. Поломка бурильных труб	0,022
2. Аварии с долотом	0,04
3. Падение в скважину посторонних предметов	0,005
4. Прихват бурильных колонн	0,06
5. Неудачный цементаж	0,0001
6. Прихват обсадных труб	0,001
7. Поломка забойных двигателей	0,001
8. Прочие виды аварий	0,002

Примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на скважине определяется по формуле: $R_{ав} = R_t \times n_{скв} \times L/1000$, где

R_t – примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на 1000 м;

$n_{скв}$ – количество скважин с данной аварией;

L – проектная глубина скважины с данной аварией.

Цикл строительства скважины состоит из многих этапов. Первый этап – проектирование, второй – строительство, третий – освоение.

Первый этап – проектирование.

Здесь целью риск-анализа может быть:

Выявление опасностей и количественная оценка риска с учетом воздействия поражающих факторов аварии на персонал, население, материальные объекты, окружающую природную среду.

Обеспечение информацией по разработке инструкций по эксплуатации бурового оборудования, технологических регламентов, планов ликвидации при ГНВП, противопожарные мероприятия, действия членов вахты в аварийной ситуации.

Второй этап – строительство скважины. Здесь целью риск-анализа может быть сравнение геологического разрезаранее пробуренных скважин, уточнение информации по пластовым давлениям нефтегазонасыщенных коллекторов.

Третий этап – освоение скважины или вызов притока. Здесь целью риск-анализа может быть выявление опасностей и оценка последствий аварий.

Для уменьшения риска на каждом этапе делается следующее:

На первом этапе проектирования

С целью обеспечения соответствия строительства скважин утвержденным проектам проводится авторский надзор. При проведении авторского надзора особое внимание уделяется геологической информации в процессе бурения, производства ГИС, вскрытия и испытания промышленных и перспективных объектов на приток, а также контролю за сложными технологическими процессами, и др. В это время происходит сбор и анализ информации для обеспечения принятия более оптимальных, технологически безопасных вариантов для составления следующих проектов на строительство скважин.

Проект должен учитывать опыт проводки скважин на данной и ближайших площадях с аналогичными условиями, результаты исследований, выполненных при бурении опорно-технологических и разведочных скважин, обеспечивать охрану

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-233 из 276

недр, окружающей среды и надежность скважины на стадии строительства и в процессе эксплуатации.

При полном выполнении требований проекта, аварийных ситуаций возникнуть не должно.

На этапе строительства

Риск в основном связан с человеческим фактором, связан с халатностью, различными нарушениями техники безопасности и технологии проводки скважины со стороны исполнителя.

Для исключения риска при бурении скважин упор делается на решение организационно-технических мероприятий.

К организационным мероприятиям относятся:

- обязательная подготовка кадров в специализированных УКК;
- стажировка на буровых под руководством опытных инструкторов;
- сдача экзаменов по профессии и видам работ;
- периодическая проверка знаний;
- инструктаж перед опасными видами работ;
- проведение учебных тревог по ликвидации ГНВП и противопожарной безопасности, умение пользоваться средствами индивидуальной защиты;
- ознакомление с передовым опытом и безопасным ведением работ на других предприятиях;

За этими организационными причинами осуществляется контроль:

- администрацией бурового предприятия;
- круглосуточный контроль со стороны ИТР за действиями вахты и обстановкой на скважине;
- проверка буровых комиссиями УБР, санитарными врачами, представителями АСС, инспекторами Комитета индустриального развития и промышленной безопасности Министерства по инвестициям и развитию РК, комитетом по охране окружающей среды Республики Казахстан.

Руководство и контроль осуществляют ИТР при проведении сложных операций (спуск и крепление обсадных колонн, производство ИПТ, вскрытие продуктивных горизонтов, перфорация, вызов притока и др.)

К техническим мероприятиям относятся:

1. проведение дефектоскопии бурового оборудования и инструмента;
2. опрессовка бурильных и обсадных колонн;
3. испытание вышки;
4. совместная опрессовка обсадных колонн с установленным на них противовыбросовым оборудованием на расчетное давление, соответствующее полному замещению бурового раствора пластовым флюидом;
5. применение высококачественных материалов и хим. реагентов;

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-234 из 276

6. применение высокотехнологического и безопасного оборудования (гидравлических ключей, спайдер-элеваторов, превенторов, гидравлических манометров, индикаторов веса и др.);

7. автоматизация процессов бурения;

8. механизация трудоемких работ;

9. вскрытие пласта с применением качественного бурового раствора с минимальным превышением гидростатического столба жидкости над текущим пластовым давлением, максимальным сокращением между вскрытием объекта и его испытанием;

10. для выполнения указанных требований геолого-техническая служба бурового предприятия должна осуществлять контроль за режимом бурения (посредством станции ГТК), буровым раствором, газопоказанием, составом шлама, чтобы своевременно выявить перспективный интервал. Все это позволяет уменьшить количественную и качественную оценку риска, выбрать и заложить в план по испытанию оптимальный вариант.

Оборудование устья скважины:

- обвязка ПВО должна обеспечивать промывку скважины при избыточном давлении на устье с выходом бурового раствора в желобную систему через систему очистки;

- обеспечивать закачку бурового раствора в межтрубье буровым насосом или ЦА, обратную промывку через специальную линию в желобную систему;

- отвод пластовой жидкости из бурильных труб с дегазацией бурового раствора и сжиганием пластового флюида на безопасном расстоянии.

Рассмотренные мероприятия позволяет исключить фактор отказа. Тем не менее, рекомендуется проводить анализ риска и принятие мер безопасности.

На этапе освоения

При анализе степени риска на этапе освоения следует учитывать наличие конкретных проверенных данных по скважине. Поэтому, критерии приемлемого риска здесь определены до начала проведения работ, т.е. сделан предварительный анализ, который дает возможность определить, какой технологический этап требует более серьезного анализа и какие представляют наибольший интерес с точки зрения безопасности. Перечень нежелательных примеров, приводящих к аварии, здесь незначителен, поэтому серьезный анализ не делается ввиду малой опасности.

Заключение

Во всех геологических зонах осадочная толща горных пород вскрыта полностью, можно считать, что геологический разрез изучен не достаточно. Тектоническое строение спокойное, так что при ведении дальнейших работ могут ожидать встреча с какими-либо аномальными явлениями. В течение последних 10 лет ежегодно геолого-технические службы рассматривают реальные геологические условия площади на которых ведутся работы по бурению скважин с

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-235 из 276

целью исключить возможность риска возникновения ГНВП. Знание геолого-технических условий, знание персоналом буровых бригад своих обязанностей, принятые проектные решения, проведение организационно-технических мероприятий при строительстве скважин, контроль со стороны вышестоящих органов и систематический анализ производственной деятельности предполагает обеспечение уровня приемлемого индивидуального и коллективного риска и достаточную безопасность производства.

18.1 Определение степени риска строительства скважины

В нефтяной и газовой промышленности наиболее сложными и опасными являются аварии с открытыми фонтанами при строительстве и эксплуатации скважин.

В результате этих аварий наносится огромный материальный ущерб. Начавшаяся в виде проявлений аварийная ситуация может перейти в открытый фонтан с возгоранием, уничтожением скважины, гибелью людей. Аварии, переходящие в катастрофы, отрицательно сказываются на окружающей среде, деятельности близлежащих промышленных объектов. Особенно опасны выбросы и открытые фонтаны на нефтяных и газовых месторождениях с наличием сероводорода.

Количественная оценка безопасности бурения скважин связана с определением степени риска. Под степенью риска понимается вероятность возникновения открытого фонтана, полученная на стадии проектирования и строительства. Степень риска рассчитана по «Методике определения степени риска при проектировании и строительстве нефтяных и газовых скважин».

Метод основан на построении логико-вероятностной расчетной схемы, графическая интерпретация которой соответствует дереву, в вершине которого лежит нежелательное событие (далее по тексту головное).

Вероятность такого события необходимо определить, зная вероятности базовых событий (событий нижнего уровня, дальше которого детализация не производится). В качестве головного события обычно выбирается событие имеющее наибольшую опасность для окружающей среды. Таким головным событием является открытый фонтан. Между головным и базовыми событиями имеются промежуточные. Взаимосвязь междусобытиями устанавливается с помощью логических связей - «И», «ИЛИ» и др. Метод предполагает знание вероятности базовых событий и логические связи между ними. Кроме того необходимо знание зависимости базовых событий. В случае зависимости базовых событий рассматривают комбинации первичных базовых событий приводящих к головному. При независимости базовых событий применяется метод прямого аналитического решения, которое позволяет поэтапно анализировать события, кроме того, предоставляется возможность определить:

- а) «слабые узлы» и «узкие места» с точки зрения безопасности;
- б) наиболее опасные пути развития аварий.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-236 из 276

Идентификация опасностей

Идентификация опасностей проводится на предварительном этапе определения степени риска. В процессе ее проведения определяются причины нефтегазопроявлений, выбросов и открытых фонтанов.

Результаты идентификации дают возможность построить гистограммы, иллюстрирующие процентные соотношения причин аварий, заполнить исходные данные для расчета степени риска и др.

Основной задачей идентификации является выявление (на основе информации о данном объекте, результатов экспертизы и опыта работы подобных систем) и четкое описание всех присущих системе опасностей.

Главная опасность, которую необходимо учитывать на этапе проектирования бурения скважин и их строительства, является открытый фонтан. В процессе идентификации в первую очередь необходимо определить опасности (в дальнейшем будем называть их факторами), которые приводят к возникновению этого нежелательного события.

Можно выделить три группы факторов приводящих к возникновению открытого фонтана.

Первая группа – факторы характеризующие состояние оборудования.

Вторая группа – факторы связанные с неправильными действиями буровой бригады при строительстве скважин.

Третья группа – факторы связанные с нефтегазопроявлениями.

Система обеспечения безопасности от возникновения открытого фонтана построена таким образом, что последний возможен только при совместном наступлении всех трех событий, характеризующихся указанными тремя группами факторов. Каждая из рассмотренных групп факторов может быть далее детализирована на факторы являющиеся причинами их появления.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-237 из 276

19. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

Таблица 19.1 – Список используемой литературы

№ п/п	Наименование материала	Номера разделов проекта
1	2	3
Нормативные и инструктивно-методические материалы		
1	Методическими рекомендациями по разработке проектной документации на бурение (строительство) скважин на нефть и газ, г.Астана, 09.03.2023г. №97.	Реферат Раздел 1, подраздел 13 Раздел 2, подраздел 2
2	Макет рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ.	Реферат
3	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр. 15.06.2018г, №239	Раздел 1, подраздел 5 Раздел 1, подраздел 15
4	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности. Астана, 30.12.2014 г. (с изменениями и дополнениями от 15.01.2023г.)	Раздел 1, подраздел 5, подраздел 7, подраздел 9, подраздел 15, подраздел 16, Раздел 3, подраздел 1
5	Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин СН 459-74.	Раздел 1, подраздел 3 Раздел 3, подраздел 2
6	СП РК 2.03-30-2017 «Строительство в сейсмических зонах»	Раздел 1, подраздел 3
7	Типовые и обязательные комплексы геофизических исследований поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, бурящихся на нефть и газ.	Раздел 1, подраздел 4
8	РД 39-2-803-82. Инструкция по раннему обнаружению газоводонефтепроявлений и их предупреждению. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1983г.	Раздел 1, подраздел 5
9	Методика глушения при НГП. М, 1979 г.	Раздел 1, подраздел 5
10	Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые. ЦБНТ ГК СССР, Москва, 1987.	Раздел 1, подраздел 8
11	РД 39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1990 г.	Раздел 1, подраздел 8
12	РД Инструкция по расчёту бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва, ВНИИТнефть, 1997 г.	Раздел 1, подраздел 8
13	РД 39-0147009-516-86. Инструкция по составлению гидравлической программы бурения скважин. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1986 г.	Раздел 1, подраздел 8
14	РД 39-2-686-82. Инструкция по бурению вертикальных скважин роторным способом. Москва, ВНИИБТ, Гипровостокнефть, 1982 г.	Раздел 1, подраздел 8

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-238 из 276

15	Стандарт АНИ 16А.	Раздел 1, подраздел 8
16	СТ РК 1746-2008. Промышленность нефтяная и газовая. Методика по креплению нефтяных и газовых скважин. Астана.	Раздел 1, подраздел 9
17	Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. АООТ "ВНИИТнефть", Москва, 1999 г.	Раздел 1, подраздел 9
18	РД Инструкция по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва, ВНИИТнефть, 1997 г.	Раздел 1, подраздел 9
19	ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные.	Раздел 1, подраздел 9, подраздел 16
20	РД 39-2-132-78. Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску в скважину. Куйбышев, ВНИИТнефть. 1980 г.	Раздел 1, подраздел 9
21	СТ РК 1746-2008 «Промышленность нефтяная и газовая. Методические указания по креплению нефтяных и газовых скважин»	Раздел 1, подраздел 9
22	ТУ 38-101-708-78. Элеваторы, спайдер-элеваторы.	Раздел 1, подраздел 9
23	ГОСТ 13862-2003. Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и общие технические требования к конструкции.	Раздел 1, подраздел 9
24	ГОСТ 30895-2003. Оборудование устьевое добычное. Особые технические требования. Классификация.	Раздел 1, подраздел 9
25	ГОСТ 13846-2003. Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.	Раздел 1, подраздел 9
26	ГОСТ 30196-94 Головки колонные. Типы, основные параметры и присоединительные размеры.	Раздел 1, подраздел 9
27	Временные укрупненные сметные нормы времени на испытание (опробование) объектов скважин с применением пластоиспытателей на трубах. М, 1972.	Раздел 1, подраздел 10
28	Сметные нормы времени на промыслово-геофизические исследования в скважинах.	Раздел 1, подраздел 10
29	Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб. М, 1998 г.	Раздел 1, подраздел 10
30	Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. НИИтруда, Москва, 1987 г.	Раздел 1, подраздел 10
31	Сборник сметных норм времени на испытание нефтяных, газовых, газоконденсатных, гидрогеологических объектов в разведочных, опорных, параметрических, поисковых скважинах и освоение объектов в эксплуатационных скважинах. М, 1985 г.	Раздел 1, подраздел 10
32	Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 21 февраля 2022 года № 55 Об утверждении Правил пожарной безопасности (с изменениями и дополнениями по состоянию на 31.08.2024 г.)	Раздел 1, подраздел 15
33	Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности» (ТР ПБ), утвержден постановлением Правительства Республики Казахстан от 16 января 2009 года № 14	Раздел 1, подраздел 15
34	РД-08-44-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом. Алматы, МНП РК, 1994 г.	Раздел 1, подраздел 15
35	РД-08-43-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора. Алматы, МНП РК, 1994 г.	Раздел 1, подраздел 15

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. I-239 из 276

36	РД-08-46-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб. Алматы, МНП РК, 1994 г.	Раздел 1, подраздел 15
37	РД-08-01-94. Отраслевая инструкция по технике безопасности при эксплуатации буровых насосов и их обвязок. Алматы, МНП РК, 1994 г.	Раздел 1, подраздел 15
38	РД-08-22-94. Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад. Алматы, 1995.	Раздел 1, подраздел 15
39	Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования.	Раздел 1, подраздел 15
40	РД-08-41-94. Отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и испытании пластов. Алматы, МНП РК, 1994 г.	Раздел 1, подраздел 15
41	Сборник типовых инструкций по технике безопасности по видам работ при глубоком бурении и креплении скважин.	Раздел 1, подраздел 15
42	Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно-монтажных работах в бурении.	Раздел 1, подраздел 15
43	Инструкция по предупреждению открытого фонтанирования при бурении скважин. Москва, ВНИИ природного газа.	Раздел 1, подраздел 15
44	СНиП РК 2.04-05-2002 «Естественное и искусственное освещение»	Раздел 1, подраздел 15
45	Правила устройства электроустановок Республики Казахстан (ПУЭ). Астана, 2003 г.	Раздел 1, подраздел 15
46	СУСН-49. Сборник укрупненных сметных норм. Бурение. М, 1983 г.	Раздел 2, подраздел 2
47	Постановление Правительства Республики Казахстан от 30.09.1999 г. № 1509 по защите отечественных товаропроизводителей.	Раздел 2, подраздел 4
48	Кодекс Республики Казахстан О НЕДРАХ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ (с <i>изменениями и дополнениями</i> по состоянию на 09.03.2021 г.)	Раздел 3 подраздел 1
49	Методика расчёта выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005. РНД 211.2.0204-2004.	Раздел 3, подраздел 2
50	Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, Алматы, 1996 г.	Раздел 3, подраздел 2
51	СН РК 4.01-01-2011 и СП РК 4.01-101-2012. Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений	Раздел 3, подраздел 2
52	ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.	Раздел 3, подраздел 2
53	МСН 2.04-03-2005 Защита от шума.	Раздел 3, подраздел 2
54	Закон Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года № 188-V – О гражданской защите.	Раздел 1

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. II -240 из 276

РАЗДЕЛ II. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. II -241 из 276

1 СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Таблица 1.1 – Водоснабжение

Расчётная потребность в технической воде, м³/сут	Объём запасных ёмкостей для воды, м³	Необходимо ли: (да, нет)				Характеристика источника водоснабжения				Характеристика водопровода	
		бурить скважину для водоснабжения	строить водопровод	подключить водопровод к источнику снабжения	подвезти воду цистернами	наименование (магистральный водопровод, водовод, водозабор, артезианская скважина и т. д.)	место расположение	рабочий расход, м³/ч	расстояние до буровой, км	диаметр, мм	длина, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Для технических нужд 13,2	100	нет	нет	да	нет	Водопровод из электросварных труб		-	15	-	-
Для хозяйственно бытовых нужд и котельной 4,1	5 (питьевая) 20 (котельная)	нет	нет	нет	да		пос. Жетыбай	-	50	-	-

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. II -242 из 276

РАСЧЁТ РАСХОДА ВОДЫ

Таблица 1.2 – Водопотребление при строительстве

Потребитель	Водопотребление на одну скважину, м³
При строительстве скважины	
<i>Питьевая вода, в том числе:</i>	626,59
- на хоз-бытовые нужды	626,59
<i>Вода на технические нужды, в том числе:</i>	1437,22
- основа жидкости освоения	211
- для смены жидкости освоения на воду и промывки	211
- продавка кислоты в пласт и вымыв продуктов реакции и промывки	211
- на нужды котельной в зимнее время	366,77
- на противопожарные нужды	40
- для приготовления бурового раствора	509,654
- для цементного раствора	131,6
Всего при строительстве скважины:	4371,44
При консервации скважины	
<i>Питьевая вода, в том числе:</i>	12,726
- на хоз-бытовые нужды	12,726
<i>Вода на технические нужды, в том числе:</i>	100,000
Всего при консервации скважины:	112,726
При ликвидации	
<i>Питьевая вода, в том числе:</i>	15,908
- на хоз-бытовые нужды	15,908
<i>Вода на технические нужды, в том числе:</i>	100,000
Всего при ликвидации скважины:	115,908
Суммарный расход на скважину	2819,491

Примечание: Организация работ по содержанию объектов, оборудования для хозяйственно-бытового водоснабжения, санитарно-бытовым помещениям будет производиться в соответствии с «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» (с изменениями от 22.04.2023 г.) от 11 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-13.

Объём технической воды для приготовления бурового раствора, цементного раствора и при испытании скважины на продуктивность определяется по расчету (см. таблицы 7.6., 9.16., 10.10 тех. проекта).

Расход воды на питьевые нужды для одного человека - 25,0 л/сут (СНиП РК 4.01-41-2006 г., прил.3, табл. 3.1).

Расход пресной воды для хоз. бытовых нужд (приготовления пищи и душевых установок) для одного человека составляет соответственно 36,0 л/сут и 100,0 л/сут (СНиП РК 4.01- 41- 2006 г., (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.10.2015 г.) прил. 3, табл. 3.

На скважине одновременно будут находиться по (СЭСН-49 т. 49-401, 49-402) при:

- подготовительных работах, перед бурением скважины – 16 человек;
- строительстве и монтаже буровой установки – 20 человек;
- бурении и креплении – 16 человек;
- освоение скважины на продуктивность – 12 человек.

Расход воды для котельной установки составляет – 3,0 м³/сут (паспортные данные).

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
P-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. II -243 из 276

2 СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

Таблица 2.1 – Электроснабжение

Количество потребляемой электроэнергии, кВт	Заявленная мощность, кВт		Источник электроснабжения		Характеристика линий передачи электроэнергии		
	системы электро-снабжения буровой	трансформаторов	наименование (энергосистема, электростанция и т. д.)	расстояние до буровой, км	ЛЭП, кВ	подземный (подводный) кабель, кВ	длина, км
1	2	3	4	5	6	7	8
Буровая установка (при бурении)							
Источником электроэнергии являются:							
1. Дизельный двигатель-САТ3412В, N-1310 кВт, 3 комплекта.							
2. Дизельный - генератор С550D5, N-440 кВт, 2 комплекта.							
3. Дизель-генератор резервный DY440С, N-300 кВт, 1 комплект (резервный).							
Установка при испытании (освоении) объекта							
1. Дизельный двигатель ЯМЗ-238, N-176 кВт, 1-шт.							

Примечание: Для проведения оценки воздействия на атмосферный воздух при строительстве скважин рассчитывать эмиссии от станка ZJ - 50, как имеющего максимальный объем выбросов.

Таблица 2.2 – Потребность в ГСМ

Наименование установки	Потребность в ГСМ для двигателей буровой установки, т				Потребность в ГСМ для котельной тепло- фикационной установки, т масла	База снабжения ГСМ	
	всего	в том числе				наименование	расстояние до буровой, км
		топлива	масла	смазки			
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение	571,373	552,262	19,111	-	21,689	г. Актау	95
Освоение	166,766	161,188	5,578				
Всего	738,138	713,450	24,689				

При подготовительных работах, бурении и креплении объекта:
Дизельный двигатель САТ3412В, N-1310 кВт

Диз.топливо: $3 * (133 * 0,86) / 1000 * 24 * (3 + 78,5 + 15,6) * 0,44 = 351,848$ т

Масло: $(351,848 / 0,86) * 0,032 * 0,93 = 12,176$ т.

где:

133 л/ч – расход топлива.

3,0 - продолжительность подготовительных работ к бурению, сут.;

78,5 - продолжительность бурения и крепления, сут.

15,6 – продолжительность испытания пласта при бурении;

0,44 – коэффициент использования дизеля, согласно СНиП 4.02.91 определен по сборнику 49 «Скважины на нефть и газ» таб. 49-485.

Дизельный генератор С550D5, N-440 кВт

Дизельное топливо: $2 * (50 * 0,86) / 1000 * 24 * (3 + 78,5 + 15,6) = 200,414$ т

Масло: $(200,414 / 0,86) * 0,032 * 0,93 = 6,935$ т

где:

50 л/час – расход топлива.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. II -244 из 276

Резервный дизель-генератор DY440C, N-300 кВт

Дизельное топливо: $(40 \cdot 0,86) / 1000 \cdot 60 = 2,064$ т

Масло: $(2,064 / 0,86) \cdot 0,032 \cdot 0,93 = 0,071$ т

где: 40 - расход топлива л/час

60 ч - работа резервного дизель-генератора DY440C, N-300 кВт

Оборудование для обогрева: (при бурении и креплении объекта).

Топливной котел

Котельная установка для обогрева в зимний период.

Расход топлива составит: $(25 \cdot 0,86) / 1000 \cdot 24 \cdot (3 + 78,5 + 15,6) \cdot 158 / 365 = 21,689$ т

25 л/час - расход топлива, согласно паспортной характеристике.

24 - часа в сутки;

158 - продолжительность отопительного периода.

УПА-60, При испытании объекта

Дизельный двигатель ЯМЗ-238

Диз.топливо: $0,000212 \cdot 176 \cdot 24 \cdot 180 = 161,188$ тн

Масло: $(161,188 / 0,86) \cdot 0,032 \cdot 0,93 = 5,578$ тн.

где: 212 г/кВт/час-расход топлива (паспорт дизель-генератора ЯМЗ-238)

При консервации и ликвидации

При консервации скважины

Дизельный двигатель ЯМЗ-238

Диз.топливо: $0,000212 \cdot 176 \cdot 24 \cdot 6 = 5,373$ тн

Масло: $(5,373 / 0,86) \cdot 0,032 \cdot 0,93 = 0,186$ тн

где: 212 г/кВт/час-расход топлива (паспорт дизель-генератора ЯМЗ-238)

При ликвидации скважины

Дизельный двигатель ЯМЗ-238

Диз.топливо: $0,000212 \cdot 176 \cdot 24 \cdot 7,5 = 6,716$ тн

Масло: $(6,716 / 0,86) \cdot 0,032 \cdot 0,93 = 0,232$ тн

где: 212 г/кВт/час-расход топлива (паспорт дизель-генератора ЯМЗ-238)

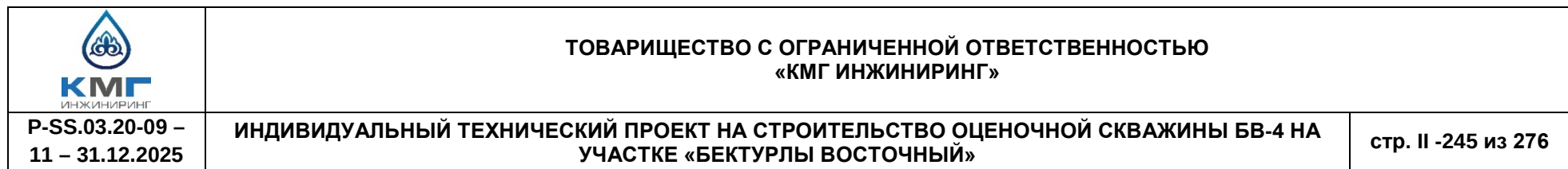


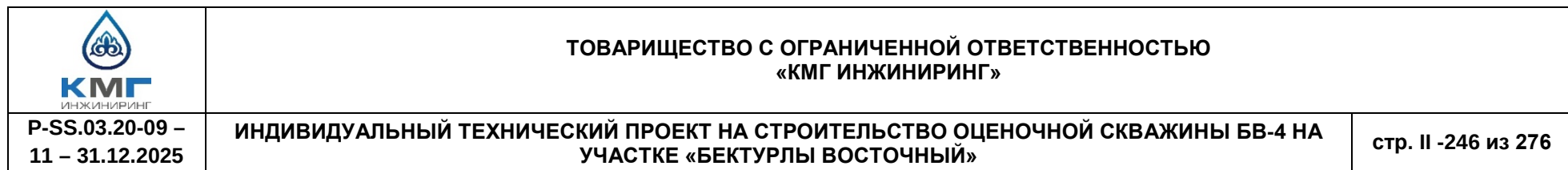
Таблица 3.1 – Маршруты транспортировки грузов и вахт

4 ПОТРЕБНОСТЬ В МАТЕРИАЛАХ, ОБОРУДОВАНИИ И ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВАХ

4 ПОТРЕБНОСТЬ В МАТЕРИАЛАХ, ОБОРУДОВАНИИ И ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВАХ

Таблица 4.1 – Ведомость потребности в материалах и оборудовании

№ п/п	Наименование материалов, инструмента, оборудования	Единица измерения	Всего на скважину	В том числе по этапам строительства					
				подготовительные работы к строительству	строительно-монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
						название колонны	значение	в процессе бурения	в экс. колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Материалы и оборудование доставляет буровой подрядчик по контракту.									

[illegible]

Наименование (шифр, марка) транспортных средств	Номер маршрута	Номера грузов по табл. 4.1	Масса груза на единицу транспортного средства, т	Количество рейсов по этапам строительства					
				подготовитель- ные работы к строительству	строительно- монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
						название колонны	значение	в процессе бурения	в экс. колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Доставку грузов осуществляет буровой подрядчик по контракту.									

Наименование (шифр, марка) транспортных средств	Номер маршрута	Количество вызовов по этапам строительства					
		подготовительные работы к строительству	строительно-монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
				название колонны	значение	в процессе бурения	в экс. колонне
1	2	3	4	5	6	7	8
Доставку вахт осуществляет буровой подрядчик по контракту.							

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. II -247 из 276

ПАСПОРТ

Индивидуальный технический проект на строительство оценочной скважины БВ-4 проектной глубиной 3000м (+/- 250м) на участке Бектурлы Восточный

На участке:	Бектурлы Восточный
Цель бурения:	Разведка и оценка залежей УВС в юрских отложениях
Вид скважины:	вертикальная

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. II -248 из 276

Таблица 1 – Показатели для оценки качества ПСД строительства скважин

Наименование показателя	Единица измерения	Значения показателя	
		базового	проектного
1	2	3	4
Стоимость 1 м проходки	тенге./м	-	-
Скорость бурения	м/ст.мес		1146
Удельная материалоемкость	кг/м		74,0

Таблица 2 – Сравнительные технико-экономические показатели

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя		Примечание
		Проектного		
1	2	3	4	5
1. Глубина скважины	м			
по вертикали		3000		
по стволу		-		
2. Стоимость строительства скважины, всего	тыс.тенге	договорная		
в том числе по этапам:				
строительство и монтаж		-//-		
подготовительные работы к строительству скважин		-//-		
бурение и крепление		-//-		
испытание (освоение)		-//-		
3.Продолжительность строительства скважины, всего:	сут.	287,01		
в том числе по этапам				
строительные и монтажные работы	- " -	10,0		
подготовительные работы к бурению	- " -	3,0		
бурение и крепление (в том числе отбор керна)	- " -	78,5		
испытание (освоение):	- " -	195,6		
5. Глубина спуска обсадных колонн	м	20		
направление Ø426				
кондуктор Ø324	- « -	400		
промежуточная колонна Ø244,5	- « -	1500		
эксплуатационная колонна Ø168,3	- « -	3000		
6. Затраты времени на работы по проходке при бурении под колонны:	сут.	1		
направление Ø426				
кондуктор Ø324	- « -	4		
промежуточная колонна Ø244,5	- « -	14		
эксплуатационная колонна Ø168,3	- « -	40		
отбор керна	- « -	8,5		
6. Затраты времени на работы по креплению колонн:				
направление Ø426	- " -	1		
кондуктор Ø324	- " -	2		

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»		стр. II -249 из 276

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
промежуточная колонна Ø244,5	- " -	4		
эксплуатационная колонна Ø168,3		4		
7. Расход долот по типоразмерам	шт.			
Долото 490 мм (С-ЦВ-1)	- " -	1		
Долото 393,7 мм (IADC 117)	- " -	1		
Долото PDC-295,3мм (IADC S223)	- " -	2		
Долото PDC 215,9 мм (IADC S733)	- " -	2		
Бурильная головка 215.9/101.6 мм	- " -	3		

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
Р-SS.03.20-09 – 11 – 31.12.2025	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ БВ-4 НА УЧАСТКЕ «БЕКТУРЛЫ ВОСТОЧНЫЙ»	стр. II -250 из 276

ПРИЛОЖЕНИЯ
РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ (СХЕМЫ, ПЛАНЫ, ТЗ И ДР.)