«XIV фаза. 2-саты. Өнеркәсіптік қазба кезінде Солтүстік Бозашы кен орнын жайластыру. 51 ұңғыма. Жолдар мен алаңдар. МС-12/3, МС-NB23/10 манифольд станциялары. Шығу және өндіріс ішіндегі құбырлар. Электрмен қамтамасыз ету» (сметалық құжаттамасыз)»
жұмыс жобасы бойынша

12.05.2020 ж. № 15-0100/20
(оң)

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«Buzachi Operating Ltd» компаниясының филиалы

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«Инженерный центр» ЖШС

Ақтау қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«XIV фаза. 2-саты. Өнеркәсіптік қазба кезінде Солтүстік Бозашы кен орнын жайластыру. 51 ұңғыма. Жолдар мен алаңдар. МС-12/3, МС-NB23/10 манифольд станциялары. Шығу және өндіріс ішіндегі құбырлар. Электрмен қамтамасыз ету» (сметалық құжаттамасыз)» жұмыс жобасы бойынша осы қорытынды «Мемсараптама» РМК-нің Батыс өңірі бойынша филиалымен берілді.

«Мемсараптама» РМК-нің Батыс өңірі бойынша филиалының рұқсатынсыз осы қорытындыны толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 15-0100/20 от 12.05.2020 г.
(положительное)

по рабочему проекту
«Фаза XIV. Ступень 2. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 51 скважина. Дороги и площадки. Манифольдные станции МС-12/3, МС-NB23/10. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение» (без сметной документации)»

ЗАКАЗЧИК:
Филиал компании «Buzachi Operating Ltd»

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «Инженерный центр»

г. Актау

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение по рабочему проекту **«Фаза XIV. Ступень 2. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 51 скважина. Дороги и площадки. Манифольдные станции МС-12/3, МС-NB23/10. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение» (без сметной документации)»** выдано филиалом по Западному региону РГП «Госэкспертиза».

Данное экспертное заключение не может быть полностью или частично воспроизведено, тиражировано и распространено без разрешения филиала по Западному региону РГП «Госэкспертиза».

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект «Фаза XIV. Ступень 2. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 51 скважина. Дороги и площадки. Манифольдные станции МС-12/3, МС-NB23/10. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение» (без сметной документации)».

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором от 21 февраля 2020 года №01-0252.

2. ЗАКАЗЧИК: Филиал компании «Buzachi Operating Ltd».

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «Инженерный центр», государственная лицензия от 18 апреля 2002 года МНС №0000153, I – категория, выданная Агентством Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства, приложение к государственной лицензии от 04 июня 2012 года.

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: негосударственные инвестиции.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1. Основание для разработки:

задание на проектирование, утвержденное генеральным директором Филиала компании «Buzachi Operating Ltd» от 16 июля 2018 года;

решение ГУ «Аким Тупкараганской области» ГУ «Аким города Форт-Шевченко» о разделении земли от 26 ноября 1997 года №296;

разрешение ГУ «Аким Тупкараганского района» на строительные работы от 21 августа 2009 года №02-24/1435;

акт на право временного возмездного (долгосрочного, краткосрочного) землепользования (аренды), выданный ГУ «Управление земельных отношений Мангистауской области» от 20 ноября 2008 года №0101016;

архитектурно-планировочное задание, утвержденное руководителем ГУ «Тупкараганский районный отдел земельных отношений, архитектуры и градостроительства» от 05 декабря 2019 года №KZ13VUA00149322;

отчет по инженерно-геологическим изысканиям и топографическая съемка в масштабе 1:500 составлены ТОО «Инженерный центр» в 2019 году, (Государственная лицензия от 18 апреля 2002 года МНС №0000153, выданная Агентством Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства, приложение к государственной лицензии от 12 июля 2018 года);

письмо Филиала компании «Buzachi Operating Ltd» от 29 января 2020 года №02-123-071 о рассмотрении рабочего проекта без сметной документации и о планировании строительства объекта в четвертом квартале 2020 года.

Технические условия:

Филиал компании «Buzachi Operating Ltd» от 04 декабря 2019 года №02-1824-06 на электроснабжение.

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций

РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности Министерства индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан по Мангистауской области» - письмо о согласовании рабочего проекта в части мер промышленной безопасности от 29 ноября 2019 года №KZ28VQR00018376.

Филиал компании «Buzachi Operating Ltd» - письмо о согласовании рабочего проекта от 29 января 2020 года №02-123-071.

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу

Том I. 2018/248/00/S-14/2-00 – ПП - Паспорт проекта.
Том II. 2018/248/00/S-14/1-00 – Пояснительная записка.
Том III. 2018/248/00/S-14/1-00 – Рабочие чертежи:
ГП – генеральный план;
АД – автомобильные дороги;
ТХ – технология производства;
АС – архитектурно-строительные решения;
ЭС – электроснабжение;
АТП – автоматизация технологических процессов;
Том IV. 2018/248/00/S-14/1-00 – ПОС – проект организации строительства.
Том V. 2018/248/00/S-14/1-00 – ООС – охрана окружающей среды.

5.4 Цель и назначение объекта строительства

Целью рабочего проекта является строительство новых сооружений обустройства месторождения, обеспечивающих дополнительную добычу и транспорт продукции скважин.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства

Район работ расположен на месторождении Северные Бузачи, в административном отношении находится в Тупкараганском районе Мангистауской области.

Областной центр – город Актау находится от месторождения на расстоянии 248 км.

Ситуационная схема приведена на рисунке 1.

Рисунок 1.

Природно-климатические условия района строительства:

климатический подрайон (согласно СП РК 2.04-01-2017)	- IV Г;
расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки (СП РК 2.04-01-2017)	- минус 19^{0}С;
нормативная снеговая нагрузка (СНиП 2.01.07-85*)	- 50 кгс/м^2;
нормативная ветровая нагрузка (СНиП 2.01.07-85*)	- 48 кгс/м^2;
максимальная глубина проникновения нулевой изотермы в грунт (СП РК 2.04-01-2017)	- 1,0 м;
сейсмичность (СП РК 2.03-30-2017)	- 6$_2$ баллов.

Инженерно-геологические условия площадки строительства

Отчет по инженерно-геологическим изысканиям составлен ТОО «Инженерный центр» в 2019 году.

По инженерно-геологическим признакам на территории проектирования выделены 5 инженерно-геологических элементов (далее - ИГЭ) сверху вниз.

ИГЭ-1 – насыпной грунт коричневый, твердый, просадочный. Мощность составляет от 1,0 м до 1,1 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – 1, начальное просадочное давление 0,045 МПа; плотность грунта 2,03 г/см^3; удельное сцепление 25 кПа; угол внутреннего трения 24^0; модуль деформации 5,8 МПа (в водонасыщенном состоянии).

ИГЭ-2 – супесь коричневая, твердой консистенции, просадочная. Мощность составляет от 0,5 м до 3,8 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – 1, начальное просадочное давление 0,045 МПа; плотность грунта 1,95 г/см^3; удельное сцепление 25 кПа; угол внутреннего трения 24^0; модуль деформации 5,8 МПа (в водонасыщенном состоянии).

ИГЭ-3 – глина коричневая, от твердой до мягкопластичной консистенции. Мощность составляет от 0,5 м до 4,0 м.

Нормативные характеристики грунта: плотность грунта 2,09 г/см^3; удельное сцепление 50 кПа; угол внутреннего трения 19^0; модуль деформации 4,2 МПа (в водонасыщенном состоянии).

ИГЭ-4 – супесь коричневая, пластичная. Мощность составляет от 0,3 м до 3,8 м.

Нормативные характеристики грунта: плотность грунта 2,13 г/см^3; удельное сцепление 25 кПа; угол внутреннего трения 24^0; модуль деформации 8,5 МПа (в естественном состоянии).

ИГЭ-5 – песок гравелистый, коричневый, средней плотности, насыщенный водой, с включением гравия до 20%. Мощность составляет от 2,0 м до 3,5 м.

Нормативные характеристики грунта: плотность грунта 2,12 г/см^3; удельное сцепление 0 кПа; угол внутреннего трения 39^0; модуль деформации 40 МПа (в естественном состоянии).

Грунтовые воды на изученной территории обнаружены на глубине 0,5-1,7 м.

Коррозионная агрессивность грунтов к углеродистой и низколегированной стали – «высокая».

Грунты от средне до избыточнозасоленных, засоление - хлоридное, сульфатно-хлоридное. Суммарное содержание легкорастворимых солей 2,963-10,231%.

По содержанию сульфатов грунты – сильноагрессивные к бетонам на портландцементе и от слабо до среднеагрессивные к бетонам на сульфатостойких цементах. По содержанию хлоридов грунты - сильноагрессивные к бетонным и железобетонным конструкциям.

6.2 Проектные решения

6.2.1 Генеральный план

Район строительства расположен на месторождении Северные Бузачи.

Генеральные планы разработаны в масштабе 1:500 на основе топографических съемок, выполненных ТОО «Инженерный центр» в 2019 году.

Расположение сооружений и транспортных путей на территории принято согласно требуемым разрывам по нормам пожаро- и взрывобезопасности, санитарным требованиям, с учетом обеспечения благоприятных и безопасных условий труда, а также обеспечение рациональных производственных, транспортных и инженерных связей на площадках.

Рабочим проектом предусмотрено строительство следующих сооружений:

строительство грунтовых площадок для 47 проектируемых скважин: NB 348, NB 352-2, NB 337-1, NB 337-2, NB 10506, NB 10479-3, NB 306-1, NB 3038-2, NB 34-1, NB 1064-1, NB 1064-2, NB 10499-1, NB 10491-1, NB 10492-2, NB 1069-1, NB 1056-1, NB 702-1, NB 37-3, NB 3-8, NB 707-1, NB 3-4, NB 3-7, NB 10475-2, NB 3-9, NB 1058-2, NB 11095-1, NB 5158, NB 505, NB 11008, NB 307-3, NB 10499-3, NB 10492-3, NB 702-3, NB 699-3, NB 6108-3, NB 6150-3, NB 732-3, NB 729-3, NB 6257-3, NB 10514, NB 6598, NB 11092, NB 11019-3, NB 559, NB 5146, NB 5104, NB 582 с размерами в плане 89х54 м;

для скважин NB 6308, NB 926, NB 918, NB55-1 по рабочему проекту не предусмотрено строительство грунтовых площадок. Для данных скважин используется существующие грунтовые площадки;

строительство грунтовых площадок для 2 манифольдных станций: МС-12/3, МС-NB23/10 с размерами в плане 26х15 м;

строительство грунтовых площадок для опор линий электропередачи, размерами в плане 8х14, 11х14, 22х14 м;

обустройство устьев 32 добывающих скважин: NB 348, NB 352-2, NB 337-1, NB 337-2, NB 10506, NB 10479-3, NB 306-1, NB 3038-2, NB 34-1, NB 1064-1, NB 1064-2, NB 10499-1, NB 10491-1, NB 10492-2, NB 1069-1, NB 1056-1, NB 702-1, NB 55-1, NB 37-3, NB 3-8, NB 707-1, NB 3-4, NB 926, NB 918, NB 3-7, NB 10475-2, NB 3-9, NB 1058-2, NB 11095-1, NB 5158, NB 505, NB 6308;

обустройство устьев 19 водонагнетательных скважин: NB 11008, NB 307-2, NB 10499-3, NB 10492-3, NB 702-3, NB 699-3, NB 6108-3, NB 6150-3, NB 732-3, NB 729-3, NB 6257-3, NB 10514, NB 6598, NB 11092, NB 11019-3, NB 559, NB 5146, NB 5104, NB 582;

манифольдные станции: МС-12/3, МС-NB23/10;

модернизация существующих манифольдных станций: МС-NB23/5, МС-GS2/6, МС-NB23/4, МС-GS10/1, МС-NB23/7, МС-NB23/8, МС-NB23/9, МС-GS9/1, МС-GS11/2, МС-GS6/1, МС-GS6/3, МС-GS12/3, МС-12/1, МС-12/2, МС-17/2, МС-17/3, МС-19/2, МС-21/2, Узел №6, МС-12, манифольд на УПСВ-2, МС-23/5, манифольд на ПС 22, МС-6, МС-14, узел перед манифольдом ПС-13, МС-GS7/3;

выкидные линии от 32 проектируемых добывающих скважин до существующих и проектируемых манифольдов;

нагнетательные линии от существующих и проектируемых манифольдов до 19 проектируемых водонагнетательных скважин;

внутрипромысловые трубопроводы системы поддержания пластового давления (ППД) от существующих узлов ППД до проектируемых манифольдных станций МС-12/3, МС-NB23/10;

внутрипромысловые нефтегазопроводы от проектируемых манифольдных станций МС-12/3, МС-NB23/10 до существующих манифольдов с подключением к существующей системе нефтесбора.

Схема генерального плана приведена на рисунке 2.

Рисунок 2.

На площадках добывающих скважин размещены:

защитное ограждение устья скважин;

стойка под шкаф управления (при эксплуатации УШВН);

стойка под ШСВГ (при эксплуатации УЭВН и УЭЦН);

опоры под трубопроводы.

На площадках водонагнетательных скважин предусмотрены:

защитное ограждение устья скважины;

опоры под трубопроводы.

На площадке манифольдной станции размещены манифольд и весоизмерительный сепаратор при установке блочного манифольда заводского изготовления или манифольд и площадка счетчика замера жидкости «Циклон» при установке сборного манифольда.

Площадки выполнены в насыпи с уплотнением до коэффициента 0,95. Отсыпка площадок запроектирована в уровне примыкающих автодорог с минимальной высотой насыпи по бровке 0,85 м. Заложение откосов принято 1:3.

Система вертикальной планировки принята выборочная, с соблюдением требуемых уклонов для отвода поверхностных вод.

Покрытие площадок предусмотрено из песчано-гравийной смеси толщиной 0,2 м. Укрепление откосов выполнено из песчано-гравийной смеси толщиной 0,1 м.

Технические показатели генерального плана приведены в таблице №1.

Таблица №1

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Количество
1	Площадь участка (планируемая)	га	23,2754
2	Площадь застройки	$м^2$	2754,0
3	Коэффициент застройки		1,18

6.2.2 Автомобильные дороги

Объем перевозок

Расчетный объем перевозок, не регламентируется, суточная интенсивность движения менее 25 транспортных единиц, что соответствует IV-в категории по СП РК 3.03-122-2013 «Промышленный транспорт».

Все принятые решения по рабочему проекту и перечень чертежей согласованы филиалом компании «Бузачи Оперейтинг Лтд».

Параметры для проектирования приняты в соответствии с действующими нормами на территории Республики Казахстан по СП РК 3.03-122-2013 «Промышленный транспорт».

Основные технические параметры, принятые при проектировании приведены в таблице №2.

Таблица №2

№№ п.п.	Наименование параметров	Нормативы	
		СП РК 3.03-122-2013	Принятые
1	Категория дороги	IV-в	IV-в
2	Расчетная скорость движения, км/ч.	30	30
3	Число полос движения, шт.	1	1
4	Ширина полосы движения, м.	3,5	3,5
5	Ширина проезжей части, м	3,5	3,5
6	Ширина обочины, м	1,0	1,0
7	Ширина земляного полотна, м	5,5	5,5
8	Поперечный уклон проезжей части и укрепленной полосы обочины, ‰	35	35

окончание таблицы №2

9	Тип дорожной одежды	низший	низший

10	Вид дорожной одежды	низший	низший

Рабочий проект разработан в соответствие с требованиями:
СП РК 3.03-122-2013 «Промышленный транспорт»;
СП РК 3.03-101-2013 «Автомобильные дороги»;
СП РК 3.03-104-2014 «Проектирование дорожных одежд нежесткого типа».

План и продольный профиль

Основные параметры подъездов к скважинам в плане и в продольном профиле приняты в зависимости от расчетной скорости и интенсивности движения, в соответствии СП РК 3.03-122-2013 «Промышленный транспорт».

Общая протяженность подъездных дорог, которая по своему назначению отнесена к межплощадочным автомобильным дорогам IV-в категории составляет 3809 м.

Плановое размещение автодорог определено заданием на проектирование. Состоит из 29 подъездов к площадкам:

подъезд к скважине NB559 протяженностью - 924,24 м;
подъезд к скважине NB505 протяженностью - 44,24 м;
подъезд к скважине NB3-7 протяженностью - 46,00 м;
подъезд к скважине NB3-4 протяженностью - 70,47 м;
подъезд к скважине NB1064-1 протяженностью - 28,75 м;
подъезд к скважине NB10506 (1) протяженностью - 264,86 м;
подъезд к скважине NB10506 (2) протяженностью - 86,75 м;
подъезд к скважине NB10514 протяженностью - 390,41 м;
подъезд к скважине NB10499-3 протяженностью - 43,25 м;
подъезд к скважине NB34-1 протяженностью - 46,60 м;
подъезд к скважине NB6598 протяженностью - 192,21 м;
подъезд к скважине NB10479-3 протяженностью - 28,11 м;
подъезд к скважине NB5146 протяженностью - 229,75 м;
подъезд к скважине NB5158 протяженностью - 103,98 м;
подъезд к скважине NB699-3 протяженностью - 45,86 м;
подъезд к скважине NB10491-1 протяженностью - 35,73 м;
подъезд к скважине NB348 протяженностью - 135,31 м;
подъезд к скважине NB352-2 протяженностью - 27,51 м;
подъезд к скважине NB11019-3 протяженностью - 108,88 м;
подъезд к скважине NB582 протяженностью - 393,17 м;
подъезд к скважине NB11008 протяженностью - 172,00 м
подъезд к скважине NB307-3 протяженностью - 40,74 м;
подъезд к скважине NB306-1 протяженностью - 42,34 м;
подъезд к скважине NB337-2 протяженностью - 17,90 м;
подъезд к скважине NB337-1 протяженностью - 70,45 м;
подъезд к скважине NB732-3 протяженностью - 39,35 м;
подъезд к скважине NB729-3 протяженностью - 29,47 м;
подъезд к скважине NB11092 протяженностью - 74,64 м;
подъезд к скважине NB11095-1 протяженностью - 75,93 м;
Итого - 3808,9 м.

Продольный профиль автодороги запроектирован из расчета обеспечения расчетной скорости 30 км/час, необходимой видимости встречного автомобиля и поверхности дороги по бровке земляного полотна. Продольный профиль увязан с рельефом местности и

составлен в абсолютных отметках, проектные отметки отнесены к бровке земляного полотна.

Руководящая рабочая отметка – 0,85 м определена из расчета возвышения верха дорожной одежды над поверхностью земли с необеспеченным поверхностным стоком.

Земляное полотно

Ширина земляного полотна принята в соответствии с требованиями СП РК 3.03-122-2013 и СП РК 3.03-101-2013 для категории дороги - IV-в.

Все поперечные профили запроектированы в увязке с типовым проектом ТП 5.03-048.87 «Земляное полотно автомобильных дорог общего пользования».

В рабочем проекте принят один тип поперечного профиля отведенной под планировку автомобильной дороги.

Тип-1 в насыпи.

Заложение откосов на участках насыпи принято 1:3,0.

Распределение объемов земляных работ по видам разработки и способам транспортировки, произведено исходя из типа земляного полотна, а также местных грунтово-геологических условий, позволяющих применить те или иные виды механизмов.

Минимальный требуемый коэффициент уплотнения принят 0.95, коэффициент относительного уплотнения грунтов принят 1,05 (табл. А.15 СП РК 3.03-101-2013 «Автомобильные дороги»).

Дорожная одежда

Исходя из категории подъездных дорог к скважинам и ее назначения, в соответствии с СП РК 3.03-122-2013 принят низший тип дорожной одежды из песчано-гравийной смеси С2 (ГОСТ 25607-2009) серповидного профиля, толщиной по оси 0,20 м, из ближайших карьеров.

Ширина проезжей части межплощадочной дороги – 3,5 м, обочин – 1,0 м. Ширина дорожной одежды – 5,5 м.

Поперечный профиль принят двухскатным, с поперечными уклонами проезжей части 35‰, обочин 50‰.

Продольный водоотвод и водоотвод с проезжей части

Отвод воды с проезжей части дорог обеспечивается путем придания покрытию проезжей части двухскатного поперечного уклона.

Отвод поверхностных вод с поверхности земляного полотна и покрытия обеспечивается вертикальной планировкой, поперечными и продольными уклонами.

Примыкания и пересечения в одном уровне

Местоположения съездов приняты в соответствии со сложившейся конфигурацией существующих примыканий и съездов.

Радиусы закруглений на пересечениях и примыканиях приняты 15 м и более, согласно таблице №37 СП РК 3.03-122-2013 «Промышленный транспорт».

Обустройство дороги и безопасность дорожного движения

Для обеспечения безопасности движения рабочим проектом предусмотрена установка дорожных знаков согласно требований СТ РК 1412-2017 и СТ РК 1124-2003.

Расстановка дорожных знаков предусмотрена согласно СТ РК 1125-2002 «Знаки дорожные» и СТ РК 1412-2010 «Технические средства организации дорожного движения». Дорожные знаки выполнены со светоотражающей пленкой, принятой дифференцировано согласно таблицы Е1 СТ РК 1125-2002.

Организация дорожного движения на период производства работ

Во время строительства подъездных автомобильных дорог, движение транспортных средств будет осуществляться с использованием существующей дорожно-транспортной сети месторождения, по согласованным маршрутам.

В организацию движения автотранспорта входит установка временных дорожных знаков, регулирующих движение автотранспорта и ограждение места работ на период строительства автомобильной дороги.

Для организации движения автотранспорта, обеспечения безопасности и информирования водителей в пути следования, предусмотрена установка дорожных знаков в соответствии с СТ РК 1125-2002 «Знаки дорожные».

Искусственные сооружения

Искусственные сооружения рабочим проектом не предусмотрены.

6.2.3 Технологические решения

В технологической части рабочего проекта принят следующий состав сооружений для добычи и транспорта продукции скважин:

обустройство устьев 32 добывающих скважин: NB 348, NB 352-2, NB 337-1, NB 337-2, NB 10506, NB 10479-3, NB 306-1, NB 3038-2, NB 34-1, NB 1064-1, NB 1064-2, NB 10499-1, NB 10491-1, NB 10492-2, NB 1069-1, NB 1056-1, NB 702-1, NB 55-1, NB 37-3, NB 3-8, NB 707-1, NB 3-4, NB 926, NB 918, NB 3-7, NB 10475-2, NB 3-9, NB 1058-2, NB 11095-1, NB 5158, NB 505, NB 6308;

манифольдные станции: MC-12/3, MC-NB23/10;

модернизация существующих манифольдных станций: MC-NB23/5, MC-GS2/6, MC-NB23/4, MC-GS10/1, MC-NB23/7, MC-NB23/8, MC-NB23/9, MC-GS9/1, MC-GS11/2, MC-GS6/1, MC-GS6/3, MC-GS12/3, MC-12/1, MC-12/2, MC-17/2, MC-17/3, MC-19/2, MC-21/2, Узел №6, MC-12, манифольд на УПСВ-2, MC-23/5, манифольд на ПС 22, MC-6, MC-14, узел перед манифольдом ПС-13, MC-GS7/3;

выкидные линии от 32 проектируемых добывающих скважин до существующих и проектируемых манифольдов;

внутрипромысловые нефтегазопроводы от проектируемых манифольдных станций MC-12/3, MC-NB23/10 до существующих манифольдов с подключением к существующей системе нефтесбора.

При разработке нефтяных залежей с обширными газовыми шапками соседство нефти и свободного газа создает трудности для добычи нефти. Поэтому в качестве методов повышения нефтеотдачи, рабочим проектом разработки предлагается осуществлять поддержание пластового давления.

Поддержку пластового давления предполагается осуществлять путем подачи воды от БКНС по трубопроводам системы ППД и нагнетательным линиям до проектируемых водонагнетательных скважин.

Компания «Buzachi Operating Ltd» для поддержания пластового давления планирует ввести в эксплуатацию по рабочему проекту «Фаза XIV. Ступень 2» 19 водонагнетательных скважин.

Состав сооружений и выбор оборудования определились на основании разработки технологической схемы заводнения.

Состав сооружений для поддержание пластового давления:

обустройство устьев 19 водонагнетательных скважин: NB 11008, NB 307-3, NB 10499-3, NB 10492-3, NB 702-3, NB 699-3, NB 6108-3, NB 6150-3, NB 732-3, NB 729-3, NB 6257-3, NB 10514, NB 6598, NB 11092, NB 11019-3, NB 559, NB 5146, NB 5104, NB 582;

нагнетательные линии от существующих и проектируемых манифольдов до 19 проектируемых водонагнетательных скважин;

внутрипромысловые трубопроводы системы поддержания пластового давления (ППД) от существующих узлов ППД до проектируемых манифольдных станций MC-12/3, MC-NB23/10.

Обустройство устьев 32 добывающих скважин

Добыча нефти от 32 добывающих скважин представлена в таблице №3.

Таблица №3

Показатели	Единица измерения	Количество
Добыча нефти	т/сут	200
Добыча жидкости	т/су	276
Добыча газа	м³/сут	8539,4
Фонд добывающих скважин:	скв.	32

Технологические параметры добычи нефти представлены в таблице №4.

Таблица №4

Наименование параметров	Единица измерения	Показатель
Дебит нефти	т/сут	1,8÷7,2
Дебит жидкости	м³/сут	10,0÷59,0
Обводненность	%	35,0÷91,0
Газовый фактор	м³/т	42,7
Устьевое давление после штуцера (макс.)	МПа	1,6
Температура на устье (макс.)	°С	+60

Физико-химические свойства сырой нефти представлены в таблице №5.

Таблица №5

Наименование параметров	Единица измерения	Показатель
Плотность нефти при 15 °С	кг/м³	943,5
при 20 °С	кг/м³	940,2
Вязкость динамическая при 20 °С	мПа·с	1052,0
при 30 °С	мПа·с	463,9
при 40 °С	мПа·с	233,8
Температура застывания	°С	-15
Температура вспышки	°С	96
Содержание воды	% об	4,4
Содержание серы	% вес	2,08

На проектируемых скважинах месторождения Северные Бузачи принято вертикальное и наклонное бурение с эксплуатацией скважин механизированным способом.

Для добычи нефти вертикальные скважины оснащаются винтовыми насосами (далее - УШВН), наклонные скважины оснащаются электровинтовыми насосами (далее - УЭВН), винтовыми электроцентробежными насосами (далее - УЭЦН) или глубинно штанговыми насосами (далее - УШГН) с использованием станков-качалок.

Рассмотренные в рабочем проекте варианты обустройства скважин электроприводным винтовым насосом и станком качалкой являются равнозначными. В период эксплуатации при необходимости допускается переход с одного вида насосов на другой. Тип винтового или глубинно штангового насоса, устанавливаемого на скважину,

определяет заказчик самостоятельно.

Устье добывающих скважин обустраиваются после проведение буровых работ.

На площадках нефтедобывающих скважин в состав сооружений и строительных конструкции входят:

фундамент под станок-качалку (при эксплуатации УШГН);

мачта освещения с двумя прожектором;

защитное ограждение устья скважин;

шкаф управления (при эксплуатации УШВН);

фундамент под станцию управления и повышающий трансформатор (при эксплуатации УЭВН или УЭЦН);

ШСВГ (при эксплуатации УЭВН или УЭЦН).

По требованию заказчика рабочим проектом не предусматривается приустьевой приямок. Проектирование и изготовление приустьевого приямка осуществляет буровая компания. Каждая бригада, обслуживающая устья скважин, укомплектована перевозной аппарелью (платформой) под ремонтный агрегат, блоки для крепления якоря оттяжек.

На каждой добывающей скважине предусматривается установка устьевого оборудования. Рабочее давление на устье добывающих скважин составляет 1,6 МПа.

Обустройство устьев скважин включает установку ЭКМ (электроконтактный манометр), станка-качалки, запорной арматуры, обратного клапана, счетчика замера жидкости и обвязочных трубопроводов.

Всего обустраивается 32 добывающие скважин.

Индивидуальный счетчик жидкости установлens на 12 добывающих скважинах (№№NB 6308, NB 11095-1, NB 3-9, NB 10475-2, NB 3-7, NB 3-4, NB 3-8, NB 34-1, NB 337-2, NB 337-1, NB 352-2, NB 348), предусмотренных рабочим проектом, а также на 4 водонагнетательных скважин (№№NB 6598, NB 582, NB 6150-3, 6108-3) на период их отработки на нефть. На остальных добывающих скважинах замер жидкости будет производиться счетчиками замера жидкости предусмотренных на проектируемых и существующих МС или ЗВУ.

Трубопроводы для обустройства надземной части были приняты из стальных труб. Подземная часть предусмотрена из стекловолоконных труб диаметром 3” (80 мм) со следующими техническими параметрами: Ру 1000 PSI (6,89 МПа), тип соединения резьбовой 8RD, максимальная температура 93,3ºС.

Обвязочные трубопроводы согласно СН 527-80 относятся к III категории, группы Б(в). Трубы для обвязки устья скважин выбраны бесшовные стальные трубы диаметром 3” (88,9х5,5 мм), 2” (60,3х3,9 мм) с надземной укладкой по стандартам API 5L выполненных из стали марки ASTM A-106-96 тип А.

Объем контроля сварных стыков труб неразрушающими методами для технологических трубопроводов выполнить согласно СП РК 3.05-103-2014.

Изготовление, монтаж и испытание трубопроводов производить в соответствии «ППБ для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года №355 и СП РК 3.05-103-2014.

Обустройство устьев 19 водонагнетательных скважин

Технико-экономические показатели заводнения пластов представлены в таблице №6.

Таблица №6

Показатели	Единица измерения	Количество
Средний расход пластовой воды на скважину	$м^3$/сут	141,9

Давление на устье скважины	МПа	5,5
Температура на устье скважины	ºС	90
Количество нагнетательных скважин	скв.	19

Устье водонагнетательных скважин должны обустраиваться после проведение буровых работ.

На площадках водонагнетательных скважин в состав сооружений и строительных конструкции входят:

мачта освещения с одним светодиодным прожектором;

защитное ограждение устья скважин.

По требованию заказчика рабочим проектом не предусматривается приустьевой приямок. Проектирование и изготовление приустьевого приямка осуществляет буровая компания. Каждая бригада, обслуживающая устья скважин, укомплектована перевозной аппарелью (платформой) под ремонтный агрегат, блоки для крепления якоря оттяжек.

Проектируемые водонагнетательные скважины в период введения в эксплуатацию будут временно использоваться в качестве добывающих. При переводе скважин из добывающей в водонагнетательную, предусматривается установка устьевого оборудования, рассчитанного на расчетное давление ANSI 600 (10 МПа). Восстановление приемистости водонагнетательной скважины, предусматривается путем закачки в нее воды равной, согласно техническому заданию – 141,9 м^3/сутки. Метод восстановления приемистости скважины рекомендован технологической схемой разработки месторождения.

На каждой проектируемой водонагнетательной скважине предусматривается установка устьевого оборудования. Рабочее давление на устье водонагнетательных скважин составляет 5,5 МПа. Обустройство устья скважины включает установку запорной арматуры, обратного клапана, регулируемого дроссельного клапана, счетчик расхода жидкости и обвязочных трубопроводов.

Рабочим проектом предусмотрено установка по месту следующих показывающих приборов контроля:

манометр;

термометр;

счетчик расхода жидкости.

Всего обустраивается 19 водонагнетательных скважин.

Трубопроводы для обустройства надземной части были приняты из стальных труб. Подземная часть предусмотрена из стекловолоконных труб диаметром 3” (80 мм) со следующими техническими параметрами: Ру 1000 PSI (6,89 МПа), тип соединения резьбовой 8RD, максимальная температура 93,3ºС.

Трубы для обвязки устья скважин выбраны бесшовные стальные трубы диаметром 3” (88,9х7,6 мм), 2” (60,3х5,5 мм) по стандартам API 5L выполненных из стали марки ASTM A-106-96 тип А.

Объем контроля сварных стыков труб неразрушающими методами для технологических трубопроводов выполнить согласно СП РК 3.05-103-2014. Изготовление, монтаж и испытание трубопроводов производить в соответствии СП РК 3.05-103-2014 и ВНТП 3-85.

Манифольдные станции

Проектируемые манифольдные станции предназначены для сбора продукции подключаемых проектируемых скважин.

Рабочим проектом предусматриваются 2 проектируемых манифольдных станций МС-12/3, МС-NB23/10 на усмотрение заказчика для МС-12/3 предусмотрено два варианта манифольдных станций:

I вариант – манифольд заводского изготовления с Замерной установкой;

II вариант – манифольд изготавливаемый по месту с установкой кориолисового расходомера типа CMF300.

Для МС-NB23/10 в рабочем проекте предусмотреть только II вариант – манифольд изготавливаемый по месту без замерного устройства. Замер жидкости скважин, подключаемых к данному манифольду будет осуществляться индивидуальными СКЖ (или аналогами) устанавливаемыми на площадке скважин.

На манифольд МС-12/3 (сборный или блочный) будет подключаться 8 проектируемых скважин (NB 10506, NB 10479-3, NB 10499-1, NB 10499-3, NB 10491-1, NB 10492-2, NB 10492-3, NB 10514). Площадка манифольдной станции расположена с южной стороны существующей площадки NB 10501.

На манифольд МС-NB23/10 (сборный) будет подключаться 3 проектируемых скважины (NB 6598, NB 582, NB 6308). Площадка манифольдной станции расположена с северной стороны существующей площадки NB 6308.

Вариант – 1

Манифольдная станция включают в себя: манифольд, весоизмерительный сепаратор.

Манифольд блочный заводского исполнения спроектирован в соответствии с нормативами РК и состоит из эксплуатационного манифольда диаметром 219,9 мм (8”), тестово-дренажного коллектора диаметром 88,9х7,6 мм (3”) и манифольда пластовой воды диаметром 168,3 мм (6”).

Для проведения замера дебита скважины на блочном манифольде нефтегазовая эмульсия поступает на эксплуатационный манифольд 8” (219,9 мм) и тестово-дренажный манифольд 3” (88,9 мм), откуда направляется на весоизмерительный сепаратор, далее нефтегазовая эмульсия возвращается к эксплуатационному манифольду. В рабочей ситуации продукция не тестируемых скважин поступает на эксплуатационный манифольд 8” (219,9 мм), откуда по трубопроводу диаметром 8” (219,9 мм) она подается в нефтегазосборный коллектор.

Весоизмерительный сепаратор состоит из: нефтегазового сепаратора, весоизмерительного датчика и шкафа управления (взрывозащищенный). Размеры сепаратора: диаметр 800 мм, высота 2400 мм.

Вариант – 2

Манифольдная станция включает в себя: манифольд, площадка счетчика замера жидкости «Циклон».

Манифольд проектируемый сборный состоит из эксплуатационного манифольда 12” (323,8 мм), тестового коллектора 6” (168,3 мм), манифольда пластовой воды 6” (168,3 мм) и дренажного коллектора 4” (114 мм).

Для проведения замера дебита скважины на сборном проектируемом манифольде нефтегазовая эмульсия поступает на тестовый манифольд 6” (168,3 мм), откуда направляется на счетчик жидкости типа «Циклон», от «Циклона» нефтегазовая эмульсия возвращается к эксплуатационному манифольду. В рабочей ситуации продукция не тестируемых скважин поступает на эксплуатационный манифольд 12” (323,8 мм), откуда по трубопроводу диаметром 8” (219,9 мм) она подается в нефтегазосборный коллектор.

Нефтегазовая смесь с манифольдов транспортируется на ПС, УПСВ далее на ЦППН. В случае ремонта технологических трубопроводов сбор дренажа производится в специальные переносные емкости поступающий по дренажному коллектору или откачивается автоцистерной.

На проектируемых манифольдных станциях технологические трубопроводы прокладываются надземно.

Модернизация существующих манифольдных станций

Рабочим проектом предусматривается модернизация существующих манифольдных станций МС-NB23/5, МС-GS2/6, МС-NB23/4, МС-GS10/1, МС-NB23/7, МС-NB23/8, МС-NB23/9, МС-GS9/1, МС-GS11/2, МС-GS6/1, МС-GS6/3, МС-GS12/3, МС-12/1, МС-12/2, МС-17/2, МС-17/3, МС-19/2, МС-21/2, Узел №6, МС-12, манифольд на УПСВ-2, МС-23/5, манифольд на ПС 22, МС-6, МС-14, узел перед манифольдом ПС-13, МС-GS7/3 с учетом подключения трубопроводов от проектируемых скважин, нефтепроводов и трубопроводов системы ППД.

На существующие манифольды и узлы подключается следующие скважины:

на манифольд МС-NB23/5 будет подключаться 1 скважина (NB 11008);

на манифольд МС-GS2/6 будет подключаться 4 скважины (NB732-3, NB729-3, NB11092, NB11019-3);

на манифольд МС-NB23/4 будет подключаться 4 скважины (NB348, NB352-2, NB337-1, NB 337-2);

на манифольд МС-GS10/1 будет подключаться 3 скважины (NB 3-8, NB3-7, NB 3-9);

на манифольд МС-NB23/7 будет подключаться 3 скважины (NB307-3, NB306-1, NB 3038-2);

на манифольд МС-NB23/8 будет подключаться 2 скважины (NB 5146, NB5104);

на манифольд МС-NB23/9 будет подключаться 3 скважины (NB559, NB5158, NB 505);

на манифольд МС-GS9/1 будет подключаться 2 скважины (NB 926, NB918);

на манифольд МС-GS11/2 будет подключаться 2 скважины (NB 34-1, NB6108-3);

на манифольд МС-GS6/1 будет подключаться 3 скважины (NB 702-1, NB702-3, NB 707-1);

на манифольд МС-GS6/3 будет подключаться 1 скважина (NB 11095-1);

на манифольд МС-GS12/3 будет подключаться 3 скважины (NB1069-1, NB1056-1, NB 1058-2);

на манифольд МС-12/2 будет подключаться 2 скважины (NB 1064-1, NB1064-2);

на манифольд МС-NB3 будет подключаться 1 скважина (NB6150-3);

на манифольд МС-17/2 подключаться 2 скважины (NB699-3, NB6150-3);

на манифольд МС-17/3 будет подключаться 1 скважина (NB 37-3);

на манифольд МС-19/2 будет подключаться 1 скважина (NB 6257-3);

на манифольд МС-21/2 будет подключаться 1 скважина (NB 55-1);

на распределительный Узел №6 будет подключаться 1 скважина (NB 3-4).

На существующем манифольде на объекте УПСВ-2 предусмотрено подключение НГ трубопровода диаметром 200 мм от проектируемого манифольда МС-NB23/10.

На существующем манифольде МС-12 предусмотрено расширение с южной стороны для подключения НГ трубопровода диаметром 20,0 мм от проектируемого манифольда МС-12/3, а также 3 резервных подключения диаметром 200 мм.

На манифольде МС-23/5 предусмотрено подключение ВПЛ трубопровода диаметром 150 мм до проектируемого манифольда МС-NB23/10.

На манифольде МС-12/1 предусмотрено подключение ВПЛ трубопровода диаметром 150 мм до проектируемого манифольда МС-12/3, а также подключение 1 скважины (NB 10475-2).

На манифольде ПС-22 предусмотрено подключение линии от МС-12 к тестовой линии манифольда диаметром 150 мм.

На манифольде МС-6 предусмотрено подключение между тестовым манифольдом и эксплуатационным манифольдом диаметром 60 мм.

На манифольде МС-14 предусмотрено подключение между тестовым манифольдом и эксплуатационным манифольдом диаметром 200 мм.

На узле перед манифольдом ПС-13 предусмотрено подключение дренажной линии диаметром 100 мм;

На манифольде МС-GS7/3 предусмотрено подключение выкидной линий диаметром 100 мм и трубопровода НГ от манифольда МС-19/1 диаметром 200 мм.

На существующих манифольдных станциях технологические трубопроводы прокладываются надземно.

Для всех проектируемых трубопроводах на манифольдных станциях в соответствии с СН 527-80 таблицы 1 в зависимости от свойств и параметров транспортируемой среды трубопроводы на обустраиваемых территориях отнесены:

выкидные линии - к трубопроводам группы Б(б) категории III;

тестовый манифольд - к трубопроводам группы Б(б) категории III;

эксплуатационный манифольд - к трубопроводам группы Б(б) категории III;

трубопроводы пластовой воды - к трубопроводам группы В категории II;

дренажные трубопроводы - к трубопроводам группы В категории III.

Трубы для обвязки выбраны бесшовные стальные трубы по стандартам API 5L выполненные из стали марки ASTM A-106-96 тип А.

Изготовление, монтаж и испытание трубопроводов производить в соответствии СН 527-80, СП РК 3.05-103-2014 и ВНТП 3-85.

После получения удовлетворительных результатов контроля сварных швов напорные трубопроводы на площадках подвергаются гидравлическому испытанию на прочность и герметичность на испытательное давление Рисп.=1,25*Рраб.=6,87 МПа. Дренажные трубопроводы - Рисп.=1,5*Рраб.=0,2 МПа. Тестовый манифольд, эксплуатационный манифольд Рисп=1,25 Ррасч=6,87 МПа.

Согласно ВНТП 3-85 давление испытания на прочность трубопроводов пластовой воды не менее Рисп.=1,5*Рраб.=8,25 МПа. Давление испытания на герметичность не менее Рисп.=Рраб. Продолжительность испытаний на прочность 10 минут, на герметичность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

Согласно СП РК 3.05-103-2014 объем контроля сварных стыков труб неразрушающими методами для технологических трубопроводов составляет: для III категории – 2% от общего количества стыков.

Рабочим проектом предусматривается наружная антикоррозионная защита и тепловая изоляция всех технологических трубопроводов. Покровный слой тепловой изоляции - лист из оцинкованной стали.

Окраску и маркировку надземных трубопроводов выполнить в соответствии с требованиями ГОСТ 14202-69 и СТП 04-2013 BOLtd.

Участки эксплуатационного и тестового манифольда окрашиваются опознавательной краской через 4-6 м, коричневым цветом. Участки дренажного манифольда и манифольда пластовой воды окрашиваются опознавательной краской через 10 м, зеленым цветом. Ширину участков опознавательной окраски принять равной 2-4 диаметрам, в зависимости от наружного диаметра трубопроводов (с учетом изоляции): для труб диаметром до 300 мм - не менее 4 диаметров, для труб диаметром свыше 300 мм - не менее 2 диаметров.

Цвет маркировочных надписей: «Нефтегазовая смесь» наносимых на трубопроводы и стрелки, указывающие направление потока должны быть черным на белом рядом с коричневым участком. Цвет предупредительных колец должен быть красным, количество предупредительных колец – одно.

Цвет маркировочных надписей: «Вода пластовая» и «Дренаж» наносимых на трубопроводы и стрелки, указывающие направление потока должны быть черным на белом рядом с зеленым участком.

Штурвалы или рукоятки запорных арматур окрашиваются в красный сигнальный цвет.

Окраску наружных трубопроводов производить эмалями наиболее стойкими к атмосферным условиям и воздействию агрессивных сред.

Обвязка трубопроводов на площадке манифольда предусматривается таким образом, что добывающие скважины в любой момент могут быть переведены под нагнетание и обратно. Для нагнетания будет использована пластовая вода, поступающая с площадки БКНС на ЦППН или УПСВ.

Переход стекловолоконных трубопроводов на стальные осуществляется с помощью фланцевых адаптеров.

На проектируемых манифольдных станциях, имеющих закрытую систему сбора продукции подключаемых от удаленных скважин, предусматривается переносные газосигнализаторы, применяемые при ремонте и аварийных ситуациях.

Выкидные линии добывающих скважин

Выкидные линии предназначены для транспорта продукции нефтяных скважин до манифольдов. В основу технологической схемы сбора нефти заложена однотрубная лучевая закрытая система.

Выкидные линии от проектируемых скважин выполнены в подземном исполнении из стекловолоконных труб диаметрами 3” (80 мм) со следующими техническими параметрами: Ру 1000 PSI (6,89 МПа), тип соединения резьбовой 8RD, максимальная температура - 93,3ºС.

Рабочее давление в выкидных линиях – 1,6 МПа, в случае перевода добывающей скважины на водонагнетательную скважину – 5,5 МПа, расчетное – 6,87 МПа.

В соответствии с требованиями ВСН 51-3-85 выкидные линии отнесены к трубопроводам III класса, 1 группы, III категории. Участки трубопроводов в местах при пересечении с подземными коммуникациями, ранее проложенными по месторождению в пределах 20 м по обе стороны пересечения, отнесены к трубопроводам II категории.

Глубина заложения предусматривается 1,4÷2,2 м до верха трубы.

Протяженность выкидных линий от проектируемых скважин, условный диаметр представлены в таблице №7.

Таблица №7

№ п/п	№ скважины	Диаметр (условный), мм	Протяженность, м	№ п/п	№ скважины	Диаметр (условный), мм	Протяженность, м
1	NB 348	80	924	17	NB 702-1	80	411
2	NB 352-2	80	293	18	NB 55-1	80	523
3	NB 337-1	80	748	19.	NB 37-3	80	229

окончание таблицы №7

4	NB 337-2	80	288	20	NB 3-8	80	542
5	NB 10506	80	624	21	NB 701-1	80	834
6	NB 10479-3	80	1206	22.	NB3-4	80	565
7	NB 306-1	80	1439	23.	NB 926	80	489
8	NB 3038-2	80	1404	24	NB 918	80	427
9	NB 34-1	80	225	25	NB 3-7	80	683
10	NB 1064-1	80	753	26	NB 10475-2	80	277
11	NB 1064-2	80	758	27.	NB 3-9	80	375
12	NB 10491-1	80	377	28	NB 1058-2	80	335
13	NB 10491-1	80	274	29	NB 11095-1	80	918

14	NB 10492-2	80	183	30	NB 5158	80	1449
15	NB 1069-1	80	424	31	NB 505	80	1037
16	NB 1056-1	80	697	32	NB 6308	80	60
Общая протяженность выкидных линий – 19771 м							

При подходе на манифольд все надземные участки трубопроводов теплоизолируются. Покровный слой тепловой изоляции - листы из оцинкованной стали.

Месторождение «Северные Бузачи» действующее, имеет разветвленную сеть внутрипромысловых автомобильных дорог и подъездных путей, с которыми пересекаются проектируемые внутрипромысловые трубопроводы.

Пересечение внутприпромыслового трубопровода под автомобильной дорогой выполняются в защитном кожухе (футляр).

На участках с высоким уровнем грунтовых вод предусматривается балластировка трубопроводов по рекомендациям завода-изготовителя стекловолоконных труб путем пригруза трубопровода из местного рыхлого грунта или использовать грузы (мешки с грунтом) массой 60 кг во избежание смещения или всплытия выкидной линии во время монтажа. Шаг укладки грузов принять равным 10 м.

На трассах трубопроводов рабочим проектом предусматривается установка опознавательных знаков, высотой 2,0 метра от поверхности земли:

в местах ответвлений;

на расстоянии не более 1 км друг от друга;

на углах поворота в горизонтальной плоскости;

в местах подхода к площадкам.

Подземную прокладку трубопроводов выполнить в соответствии с СН РК 4.01-22-2004 «Инструкция по подземной и надземной прокладке трубопроводов из стеклопластика» и СТ РК 1255-4-2004 «Система трубопроводов из стеклопластиков (GRP). Часть 4. Сборка, прокладка и эксплуатация».

Испытание трубопроводов производить в соответствии с требованием СН РК 4.01-22-2004 и рекомендаций фирмы изготовителя и поставщика стекловолоконных труб.

Нагнетательные линии водонагнетательных скважин

Нагнетательные линии предназначены для транспортировки пластовой воды от манифольдных станций до водонагнетательных скважин.

Нагнетательные линии к проектируемым скважинам выполнены в подземном исполнении из стекловолоконных труб условным диаметром 80 мм (3”) со следующими техническими параметрами: Ру 1000 PSI (6,89 МПа), тип соединения резьбовой 8RD, максимальная температура - 93,3ºС.

Рабочее давление в нагнетательных линиях – 5,5 МПа, расчетное – 6,87 МПа.

В соответствии с требованиями ВНТП 3-85 нагнетательные линии отнесены к трубопроводам II категории.

Глубина заложения предусматривается 1,6 - 2,2 м до верха трубы.

Протяженность нагнетательных линий, условный диаметр представлена в таблице №8.

Таблица №8

№ п/п	№ скважины	Диаметр (условный), мм	Протяженность, м	№ п/п	№ скважины	Диаметр (условный), мм	Протяженность, м
1	NB 11008	80	717	11	NB 6257-3	80	487
2	NB 307-3	80	1120	12	NB 10514	80	600
3	NB 10499-3	80	444	13.	NB 6598	80	942

4	NB 10492-3	80	323	14	NB 11092	80	538
5	NB 702-3	80	454	15	NB 11019-3	80	919
6	NB 699-3	80	647	16	NB 559	80	1064
7	NB 6108-3	80	474	17.	NB 5146	80	676
8	NB 6150-3	80	838	18	NB 5104	80	1199
9	NB 732-3	80	853	19	NB 582	80	808
10	NB 729-3	80	1072				
Общая протяженность нагнетательных линий – 14175 м							

При отходе от манифольда все надземные участки трубопроводов теплоизолируются. Покровный слой тепловой изоляции - листы из оцинкованной стали.

Пересечение внутрипромыслового трубопровода под автомобильной дорогой и площадкой выполняются в защитном кожухе (футляр).

На участках с высоким уровнем грунтовых вод предусматривается балластировка трубопроводов по рекомендациям завода-изготовителя стекловолоконных труб путем пригруза трубопровода из местного рыхлого грунта или использовать грузы (мешки с грунтом) массой 60 кг во избежание смещения или всплытия нагнетательных линии во время монтажа. Шаг укладки грузов принять равным 9-10 м (в зависимости от длины трубы, укладывается на стыковое соединение).

Для предотвращения разъема соединений необходимо использовать мешки с песком в соответствии с инструкцией по прокладке трубопроводов завода изготовителя.

Испытание трубопроводов на прочность и герметичность производить гидравлическим методом. Давление испытания на прочность трубопроводов системы ППД не менее Рисп. =1,25*Рраб=6,87 МПа, давление испытания на герметичность не менее Рисп. =Рраб=5,5 МПа. Продолжительность при испытании на прочность 12 ч., на герметичность 24 ч.

Внутрипромысловые нефтегазопроводы

Проектируемые внутрипромысловые нефтегазопроводы от проектируемых манифольдных станций МС-12/3, МС-NB23/10 до существующих манифольдов с подключением к существующей системе нефтесбора, предназначены для транспортировки нефтегазовой жидкости на ЗУ/УПСВ далее на ЦППН.

Рабочим проектом предусмотрено модернизация существующего трубопровода НГ от МС-19/1 до NB 41 с переподключением новых участков на МС-GS7/3. Протяженность нового участка трубопровода НГ диаметром 200 мм (8”) от МС-19/1 до МС-GS7/3 составляет 121 м.

Протяженность нового участка трубопровода НГ диаметром 100 мм (4”) от NB 41 до МС-GS7/3 составляет 148 м.

В рабочем проекте предусмотрено строительство внутрипромысловых нефтегазопроводов:

от манифольдной станции МС-12/3 до манифольда МС-12, с протяженностью 1261 м, условным диаметром 200 мм (8”);

от манифольдной станции МС-NB23/10 до манифольда на УПСВ-2, с протяженностью 2 847 м, условным диаметром 200 мм (8”);

Общая протяженность внутрипромысловых нефтегазопроводов – 4377 м.

Внутрипромысловый нефтегазопровод выполнен в подземном исполнении из стекловолоконных труб условными диаметрами 200 мм (8”) со следующими техническими параметрами: Ру 750 PSI (5,17 МПа), тип соединения резьбовой 8RD, максимальная температура - 93,3ºС.

Все надземные участки трубопроводов теплоизолируются. Покровный слой тепловой изоляции - листы из оцинкованной стали.

Рабочее давление в нефтесборном коллекторе – 1,6 МПа, расчетное – 5,0 МПа.

В соответствии с требованиями ВСН 51-3-85 нефтегазопроводы отнесены к трубопроводам III класса, 1 группы, IV категории. Участки трубопроводов в местах при пересечении с подземными коммуникациями, ранее проложенными по месторождению в пределах 20 м по обе стороны пересечения, отнесены к трубопроводам II категории. Учитывая то, что прокладка нефтегазопровода ведется преимущественно в сорах, категория всех участков меняется с IV на III.

Глубина заложения – 1,4 м до верха трубы.

Пересечение внутрипромысловых трубопроводов под автомобильной дорогой выполняются в защитном кожухе (футляр).

На участках с высоким уровнем грунтовых вод предусматривается балластировка трубопроводов по рекомендациям завода-изготовителя стекловолоконных труб путем пригруза трубопровода из местного рыхлого грунта или использовать грузы (мешки с грунтом) массой 60 кг во избежание смещения или всплытия нефтегазосборного коллектора во время монтажа. Шаг укладки грузов принять равным 10 м (зависит от длины труб, укладку мешков на стыки между трубами).

Испытание трубопроводов производить в соответствии с требованием СН РК 4.01-22-2004 и рекомендаций фирмы изготовителя и поставщика стекловолоконных труб.

Внутрипромысловые трубопроводы системы поддержания пластового давления (ППД)

Проектируемые внутрипромысловые трубопроводы системы ППД от существующих узлов ППД предназначены для транспортировки пластовой воды от существующих узлов ППД до проектируемых манифольдных станций МС-12/3, МС-NB23/10.

По рабочему проекту предусмотрено строительство внутрипромысловых трубопроводов системы поддержания пластового давления (ППД):

внутрипромысловый трубопровод системы ППД от существующего манифольда МС-12/1 до проектируемого манифольда МС-12/3, с протяженностью 1514 м, условным диаметром 150 мм (6”);

внутрипромысловый трубопровод системы ППД от существующего манифольда МС-23/5 до проектируемого манифольда МС-NB23/10, с протяженностью 1828 м, условным диаметром 150 мм (6”);

Общая протяженность внутрипромысловых трубопроводов системы ППД - 3342 м.

Проектируемые внутрипромысловые трубопроводы системы ППД выполнены в подземном исполнении из стекловолоконных труб условными диаметрами 150 мм (6”) со следующими техническими параметрами: Ру1250 PSI (8,62 МПа), тип соединения резьбовой 8RD, максимальная температура - 93,3ºС.

Рабочее давление внутрипромыслового трубопровода системы ППД – 5,5 МПа, расчетное – 6,87 МПа.

Глубина заложения предусматривается 1,6 - 2,2 м до верха трубы.

Пересечение внутрипромысловых трубопроводов под автомобильной дорогой выполняются в защитном кожухе (футляр).

На участках с высоким уровнем грунтовых вод предусматривается балластировка трубопроводов по рекомендациям завода-изготовителя стекловолоконных труб путем пригруза трубопровода из местного рыхлого грунта или использовать грузы (мешки с грунтом) массой 60 кг во избежание смещения или всплытия трубопроводов системы ППД во время монтажа. Шаг укладки грузов принять равным 9-10 м (в зависимости от длины трубы, укладывается на стыковое соединение).

Испытание трубопроводов производить в соответствии с требованиями СН РК 4.01-22-2004, ВНТП 3-85 и рекомендаций фирмы изготовителя и поставщика стекловолоконных труб.

Испытание трубопроводов на прочность и герметичность производить гидравлическим методом. Давление испытания на прочность трубопроводов системы ППД не менее Рисп. =1,25*Рраб=6,87 МПа, давление испытания на герметичность не менее Рисп.=Рраб=5,5 МПа. Продолжительность при испытании на прочность 12 ч., на герметичность 24 ч.

Основные технические показатели:

количество добывающих скважин - 32 шт.;

общая протяженность выкидных линий - 19771 м;

общая протяженность внутрипромысловых нефтегазопроводов - 4377 м;

количество водонагнетательных скважин - 19 шт.;

общая протяженность нагнетательных линий - 14175 м;

общая протяженность внутрипромысловых трубопроводов системы ППД - 3342 м.

6.2.4 Архитектурно-строительные решения

Площадки добывающих скважин

На добывающих скважинах рабочим проектом предусмотрены следующие сооружения и строительные конструкции:

защитное ограждение устья скважин;

стойка под шкаф управления (при эксплуатации УШВН);

стойка под ШСВГ (при эксплуатации УЭВН и УЭЦН);

опоры под трубопроводы.

Площадки водонагнетательных скважин

На водонагнетательных скважинах рабочим проектом предусмотрены следующие сооружения и строительные конструкции:

защитное ограждение устья скважины;

опоры под трубопроводы.

Манифольдные блочные станции МС-12/3, МС-NB23/10

Рабочим проектом предусмотрено строительство площадок манифольдов МС-12/2 и МС-NB23/10 в двух вариантах: блочные заводского изготовления и проектируемые сборные.

Модернизация существующих манифольдных станций

Рабочим проектом предусмотрена модернизация существующих площадок манифольдных станций МС-NB23/5, МС-GS2/6, МС-NB23/4, МС-GS10/1, МС-NB23/7, МС-NB23/8, МС-NB23/9, МС-GS9/1, МС-GS11/2, МС-GS6/1, МС-GS6/3, МС-GS12/3, МС-12/1, МС-12/2, МС-17/2, МС-17/3, МС-19/2, МС-21/2, Узел №6, МС-12, манифольд на УПСВ-2, МС-23/5, манифольд на ПС 22, МС-6, МС-14, узел перед манифольдом ПС-13, МС-GS7/3 с учетом подключения трубопроводов от проектируемых скважин, нефтепроводов и трубопроводов системы ППД.

На существующем манифольде на объекте УПСВ-2 предусмотрено подключение трубопровода от проектируемого манифольда МС-NB23/10. Проектируемые трубопроводы устанавливаются на существующие железобетонные фундаменты.

На существующем манифольде МС-12 предусмотрено расширение площадки с южной стороны для подключения трубопровода от проектируемого манифольда МС-12/3, а также 3 резервных подключения. Расширяемая часть площадки запроектирована прямоугольной формы в плане с габаритными размерами 6,6х8,3 м.

На существующем манифольде МС-GS10/1 предусмотрено расширение площадки для подключения 3 скважин (NB 3-8, NB3-7, NB 3-9). Расширяемая часть площадки запроектирована прямоугольной формы в плане с габаритными размерами 6,2х6,3 м.

На существующих манифольдных площадках МС-23/5, МС-12/1, МС-GS6/1, МС-19/2, МС-GS11/2, МС-17/2, МС-17/3, МС-GS7/3 рабочим проектом предусматривается установка металлических опор на существующие монолитные железобетонные фундаменты.

Внеплощадочные сети электроснабжения

На площадке для опор линии электропередач и трансформатора предусмотрен фундамент под трансформатор с защитным ограждением.

6.2.5 Конструктивные решения

Степень огнестойкости – II.

Основанием фундаментов служит послойно уплотненный отсыпанный грунт земляного полотна – песок пылеватый.

Площадки добывающих скважин

Защитное ограждение устья скважин

Защитное ограждение запроектировано из стальных труб диаметром 76х5 мм (ГОСТ 10704-91) и из стальных листов толщиной 6 мм по ГОСТ 19903-2015. Высота ограждения 1,2 м.

Стойка под шкаф управления (при эксплуатации УШВН)

Стойка под шкаф управления выполнена из 2 спаренных прокатных швеллеров №8 (ГОСТ 8240-97), прокатных уголков сечением 50х5 мм (ГОСТ 8509-93) и стальных листов толщиной 5 мм (ГОСТ 19903-2015), на бетонном основании, класс бетона В15 на сульфатостойком портландцементе. Высота стойки – 1,755 м.

Стойка под ШСВГ (шкаф газоотделительный высоковольтный соединительный)

Стойка под ШСВГ, выполнена из стальной трубы диаметром 89х4 мм (ГОСТ 10704-91), на бетонном основании, класс бетона В15 на сульфатостойком портландцементе. Высота стойки – 1,76 м.

Опоры под трубопроводы

Опоры под трубопроводы приняты из стальных труб диаметром 89х5 мм (ГОСТ 10704-91) и прокатного швеллера №12П (ГОСТ 8240-97) на бетонном основании, класс бетона В15 на сульфатостойком портландцементе.

Площадки водонагнетательных скважин

Защитное ограждение устья скважины

Защитное ограждение запроектировано из стальных труб диаметром 76х5 мм (ГОСТ 10704-91) и из стальных листов толщиной 6 мм по ГОСТ 19903-2015. Высота ограждения 1,2 м.

Опоры под трубопроводы

Опоры под трубопроводы приняты из стальных труб диаметром 89х5 мм (ГОСТ 10704-91) и прокатного швеллера №12П (ГОСТ 8240-97) на бетонном основании, класс бетона В15.

Манифольдные блочные станции МС-12/3, МС-NB23/10

На площадках манифольдных станций (МС) рабочим проектом предусмотрены следующие технологические площадки:

Площадка манифольда МС-12/3, МС-NB23/10

Вариант 1

Площадка манифольда запроектирована прямоугольной формы в плане с габаритными размерами в осях 3,8х13,5 м. Покрытие площадки - бетонное из бетона класса В15, толщиной 100 мм, армированное сеткой из арматуры диаметром 10 мм класса А-III шагом ячейки 200х200 мм. Площадка по периметру отбортована из бетона класса В15, высотой 150 мм. Для сбора стоков на площадке предусмотрены монолитные железобетонные приямки габаритными размерами 0,7х0,7х0,7(h) м, которые перекрываются металлическими просечно-вытяжными листами по ГОСТ 8706-78*.

Вариант 2

Площадка манифольда, с установкой счетчика замера жидкости типа «Циклон», запроектирована прямоугольной формы в плане с габаритными размерами в осях 6,3х16,0

м. Покрытие площадки - бетонное из бетона класса В15, толщиной 100 мм, армированное сеткой из арматуры диаметром 10 мм класса А-III шагом ячейки 200х200 мм. Площадка по периметру отбортована из бетона класса В15, высотой 150 мм. Для сбора стоков на площадке предусмотрены монолитные железобетонные приямки габаритными размерами 0,7х0,7х0,7(h) м, которые перекрываются металлическими просечно-вытяжными листами по ГОСТ 8706-78*.

Манифольдные коллекторы установлены на столбчатые монолитные железобетонные фундаменты, выполненные из бетона класса В15, армированные сетками из арматуры диаметром 12 мм класса А-III шагом ячейки 200х200 мм. Стойки под манифольдные коллекторы и опоры под трубопроводы приняты металлическими и выполнены из стальных листов (ГОСТ 19903-2015) и прокатных швеллеров по ГОСТ 8240-97.

Модернизация существующих манифольдных станций

Опора под технологический трубопровод вне площадки МС-23/5, МС-12/1 устанавливается на монолитный фундамент. Бетон класса В15 на сульфатостойком портландцементе.

Металлические стойки под манифольдные коллекторы и опоры под технологические трубопроводы запроектированы из швеллеров №8 (ГОСТ 8240-97) и стального листа 8 мм, 10 мм по ГОСТ 19903-2015.

На существующих площадках ПС-22 и узлом перед манифольдом ПС-13 рабочим проектом предусмотрены металлические опоры под технологические трубопроводы, запроектированные из швеллеров (ГОСТ 8240-97) и стального листа по ГОСТ 19903-2015. Металлические опоры под технологические трубопроводы закрепить к существующей площадке с помощью самоанкерующихся распорных болтов БСР по ГОСТ 28778-90.

Внеплощадочные сети электроснабжения

Фундамент под трансформатор

Фундамент под трансформатор запроектирован Н-образной формы в плане с габаритными размерами 1,2х1,5 м из монолитного железобетона, бетон класса В15 с рабочей арматурой диаметром 12 мм класса А-III по ГОСТ 34028-2016.

Защитные ограждения запроектированы из стальных труб диаметром 76х5 мм по ГОСТ 10704-91. Фундамент под стойки ограждения предусмотрены из монолитного бетона класса В15 на сульфатостойком портландцементе.

Мероприятия по защите строительных конструкций, сетей и сооружений от коррозии:

бетон подземных конструкций принят на сульфатостойком портландцементе, ввиду сульфатной агрессии грунтов;

все боковые поверхности бетонных и железобетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются горячим битумом за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине;

под бетонными и железобетонными конструкциями предусмотрена подготовка из щебня, пропитанного битумом до полного насыщения, толщиной 50 мм;

антикоррозионная защита арматурных изделий обеспечена соблюдением требуемой рабочим проектом толщины защитного слоя бетона;

металлические элементы конструкций окрашиваются двумя слоями эмали ПФ-115 по огрунтовке из ГФ-021 в соответствии со СН РК 2.01-01-2013, СП РК 2.01-101-2013.

6.2.6 Инженерное обеспечение, сети и системы

Электротехнические решения

Рабочий проект выполнен согласно техническим условиям (далее - ТУ) от 04 декабря 2019 года №02-1824-06, выданным Филиалом компании «Buzachi Operating Ltd».

Месторождение «Северные Бузачи» является действующим.

В рабочем проекте предусмотрено:

обустройство 32 добывающих и 19 водонагнетательных скважин;

строительство манифольдных станций: МС-12/3, МС-NB23/10;

модернизация существующих манифольдных станций.

В электротехнической части рабочего проекта приняты проектные решения по:

строительству воздушных линий ВЛ-20 кВ;

установке проектируемых линейных разъединителей;

установке силовых трансформаторов с распределительными шкафами трансформаторов;

внутриплощадочным сетям электроснабжения потребителей площадок добывающих скважин, площадок водонагнетательных скважин, манифольдных станций;

наружному освещению проектируемых площадок;

электрообогреву надземных трубопроводов;

защитным мерам электробезопасности.

Основными электропотребителями на каждой площадке добывающей скважины (51 шт.) являются:

электропривод насоса;

счетчик количества жидкости (далее – СКЖ);

электрооборудование системы контрольно-измерительных приборов (далее – КИП);

наружное освещение площадки.

Добыча нефти на скважинах месторождения «Северные Бузачи» принята методами вертикального и горизонтального бурения. Эксплуатация добывающих скважин осуществляется механизированным способом. Технологической схемой разработки месторождения предусмотрена периодическая смена процессов добычи нефти и закачки воды.

Тип установки насоса и мощность электропривода насоса на каждую конкретную скважину определяется индивидуально заводом изготовителем. В расчете электрических нагрузок для наклонных скважин взят вариант с максимальной мощностью электропривода насоса. Тип механизированной добычи на каждой наклонной скважине определяет заказчик перед началом строительства.

Потребителем электроэнергии на каждой площадке водонагнетательных скважинах является наружное освещение. Проектируемые водонагнетательные скважины в период введения в эксплуатацию принято временно использоваться в качестве добывающих.

Потребителями электроэнергии на манифольдных станциях являются:

электрообогрев дренажной линии манифольда и трубопровода до СКЖ;

наружное освещение.

Запроектированы следующие виды механизированной добычи:

штанговыми насосами типов УШВН-25 кВт, УШГН-22 кВт;

винтовыми погружными насосами УЭВН-25 кВт;

центробежными насосами УЭЦН-50 кВт.

Суммарная установленная мощность Ру - 1661,6 кВт.

Суммарная расчетная мощность Рр - 1011,6 кВт.

В соответствии с нормативными требованиями ВНТП 3-85 электропотребители в основном отнесены ко II категории по надежности электроснабжения по классификации ПУЭ РК. Для питания электропотребителей I категории (приборы и оборудование КИП) предусмотрены источники бесперебойного питания ИБП.

На стороне 0,4 кВ рабочим проектом принята 4 проводная система напряжения 400/230 В с глухозаземленной нейтралью.

Электроснабжение 20 кВ

В соответствии с технологическими нормами проектирования ВНТПЗ-85 электроприёмники проектируемых объектов отнесены к I, II категориям по степени надёжности электроснабжения по классификации ПУЭ РК. Системы КИП, сигнализации отнесены к I категории по степени надёжности электроснабжения по классификации ПУЭ РК, резервное электропитание предусмотрено от источников бесперебойного питания ИБП.

На месторождении существует развитая взаиморезервируемая сеть воздушных линий (далее – ВЛ) на напряжение 20 кВ, запитанных от подстанции ПС-110/20 кВ «Северные Бузачи-1» и ПС-110/20 кВ «Северные Бузачи-2».

По классификации СНиП 2.01.07-85* территория месторождения Северные Бузачи отнесено к III ветровому району.

На высоте 15 м от земли максимальный напор ветра - 50 дан/м² максимальная скорость ветра - 29 м/сек, повторяемость - 1 раз в 10 лет.

Район по гололеду - II, максимальная толщина стенки гололеда - 5 мм.

Продолжительность гроз - менее 10 часов в год.

По карте районирования по степени загрязненности район характеризуется VI степенью загрязненности от природных источников загрязнения.

Природно-климатические характеристики района строительства представлены в общей части пояснительной записки.

В соответствии с заданием на проектирование и техническими условиями предусмотрено строительство ответвительных воздушных и кабельных линий напряжением 20 кВ от существующих ВЛ 20 кВ. Распределительные сети ВЛ-20 кВ для проектируемых объектов запроектированы по магистральной схеме в соответствии с существующей внутри промысловой сетью ВЛ-20 кВ. Строительство ответвительных ВЛ-20 кВ принято для проектируемых объектов, удаленных от существующих ВЛ-20 кВ.

Запроектировано строительство новых ВЛ-20 кВ с диспетчерскими наименованиями: Л-8-2-4, Ц-11-6, Ц-11-4, З-11-1, З-11-1-2, З-11, З-11-7, В-22-2-1, В-32, В-43-1, В-43-3 и реконструкция существующих участков ВЛ-20 кВ.

Строительство новых участков ВЛ-20 кВ принято по типу существующих воздушных линий на базе железобетонных стоек типа СВ130-97.

Линейная арматура, металлоизделия и закрепление опор в грунте приняты по типовым решениям, принятым на месторождении. Подключение проектируемых ответвительных ВЛ-20 кВ к существующей сети запроектировано ответвительными опорами или кабельными вставками.

Подключение ответвительных ВЛ-20 кВ запроектировано к ответвительным анкерным опорам.

Для ВЛ-20 кВ принят сталеалюминевый провод марки АСК-95/16.

Среднее расстояние между опорами принято 75 м.

Общая протяженность ВЛ-20 кВ составляет 4160,0 м.

Расположение трасс ВЛ-20 кВ принято с нормируемыми расстояниями до нефтепромысловых объектов. На пересечениях обеспечиваются нормируемые вертикальные габариты между проводом и пересекаемым сооружением.

Предусмотрена установка линейного разъединителя, расположенного на опоре №2 ВЛ-20 кВ З-11-7.

На переходах линий ВЛ-20 кВ через автомобильные дороги предусмотрено устройство кабельных вставок. Подключение ВЛ-20 кВ к распределительному пункту РП «Восток-2» запроектировано кабелем. Кабель принят марки Cu/XLPE/SWA/PVC 3х50 мм^2.

Электрооборудование

Приём преобразование и распределение электроэнергии на группу объектов предусмотрены от существующих или проектируемых понизительных трансформаторов с распределительным щитом 0,4 кВ наружной установки. Подключение трансформаторов к существующей или проектируемой ВЛ-20 кВ принято по схеме «блок линия-трансформатор» кабелем марки Cu/XLPE/SWA/PVC-20 кВ 3х50 мм^2.

Суммарная протяженность кабелей 20 кВ – 400,0 метров.

Установка трансформаторов предусмотрена на подготовленную площадку.

Понизительный силовой масляный трансформатор запроектирован наружной установки на напряжение 20/0,4кВ с трансформаторами типа ONAN.IEC76 с мощностями 100 кВА, 200 кВА, 250 кВА.

Трансформаторы устанавливаются открыто на подготовленные площадки с ограждением.

Присоединение кабеля к фазным проводам концевой опоры либо к ответвительной опоре выполнено через высоковольтный предохранитель – выключатель.

В качестве распределительного устройства РУ-0,4 кВ проектируемых трансформаторов приняты распределительные силовые шкафы типа ПР11 с автоматическими выключателями на вводе и на отходящих линиях. Установка каждого РУ-0,4 кВ запроектирована на одной площадке с трансформатором.

Предусмотрена частичная замена существующих трансформаторов 100 кВА на более мощные 200 кВА, 250 кВА.

В соответствии с заданием на проектирование, рассмотрены варианты обустройства скважин электроприводным винтовым насосом и станком качалкой, которые являются равнозначными. В период эксплуатации при необходимости допускается переход с одного вида насосов на другой. Рассмотрены два варианта установки СКЖ. Вариант 1 - при применении отдельных шкафов управления насосом и СКЖ, вариант 2 - при применении совмещенных шкафов.

На площадках скважин запроектированы:

для скважин с УШВН - шкаф управления насосом с частотно-регулируемым приводом, СКЖ, опоры освещения;

для скважин с УЭВН - шкаф управления насосом, СКЖ, опоры освещения;

для скважин с УЭЦН – распределительный пункт (РП) в комплекте со станцией управления и повышающего трансформатора, шкаф высоковольтный газоотделительный, СКЖ, опоры освещения. Установка оборудования принята вне взрывоопасной зоны;

для скважин с УШГН – распределительный пункт, от которого запитан блок управления станком качалкой (поставляется комплектно со станком качалкой), опоры освещения, СКЖ.

При переводе добывающих скважин на нагнетательные, потребителем электроэнергии на площадке скважин является электроосвещение скважины.

Установка шкафов управления предусмотрена на стойках.

Электроосвещение площадок скважин и манифольдных станций

Освещение территории площадок добывающих, водонагнетательных скважин и манифольдных станции запроектировано светодиодными прожекторами модели Philips. Установка прожекторов принята на торшерные конические опоры типа НПГ-6,0/7,25-02-ц для венчающих светильников.

Питание электроосвещения принято от фидеров шкафов/станций управления с управлением от фотореле.

Осветительные электроустановки наружного освещения обеспечивают требуемое нормированное освещение в соответствии с требованиями СП РК 2.04-104-2012, ПУЭ РК и обеспечивает безопасное обслуживание технологического оборудования.

Все осветительные приборы и электрооборудование систем освещения имеют исполнение, соответствующее классификации зон по пожароопасности, в которых они размещаются.

Электрообогрев трубопроводов на манифольдных станциях

Запроектированы системы электрообогрева технологических тестово-дренажного, дренажных трубопроводов и электрообогрев трубопровода к счетчику СКЖ «Циклон» для проектируемых и модернизируемых существующих манифольдных станциях.

В электротехнической части запроектирован электрообогрев трубопроводов для:

проектируемых манифольдных станций МС-12/3, МС-NB23/10;

существующих манифольдных станций, подлежащих модернизации МС-GS6/1, МС-19/2, МС-GS11/2, МС-GS10/1, МС-17/3, МС-17/2, МС-12.

Предусмотрено 2 варианта манифольдных станций:

вариант 1 - блочный манифольд комплектной поставки;

вариант 2 - сборный манифольд.

Для сборного манифольда (вариант 2) запроектирован электрообогрев трубопроводов и заземление. Для блочного манифольда (вариант 1) запроектирована система заземления. Выбор варианта осуществляется заказчиком на этапе строительства.

Для манифольда МС-12/3 предусмотрены оба варианта.

Для манифольда МС-NB23/10 предусмотрен 2 вариант.

Для манифольдных станций заводского изготовления все электрооборудование поставляется комплектно, осуществляется только подвод питания к шкафу управления.

Предусматривается электрообогрев существующих манифольдных станций, подлежащих модернизации МС-GS6/1, МС-19/2, МС-GS11/2, МС-GS10/1, ШУ МС-17/3, ШУ МС-17/2, МС-12. Управление электрообогревом осуществляется в ручном режиме дежурным персоналом, со щита электрообогрева.

Системы электрообогрева приняты с использованием саморегулируемых греющих кабелей марки QTVR2-CT модели «Raychem» в комплекте с установочными изделиями.

Управление электрообогревом принято в ручном режиме дежурным персоналом, со щита электрообогрева ШУО.

Электропитание системы электрообогрева осуществляется силовыми кабелями марки SWA -3х2,5 мм^2, прокладываемыми до распределительных коробок нагревательных секций от шкафов управления электрообогревом ШУО. Шкафы ШУО укомплектованы автоматическим выключателем на вводе и дифференциальными автоматами на отходящих линиях.

От шкафа ШУО до распределительных коробок прокладка кабелей предусмотрена в стальных трубах и металлорукавах.

Кабельные линии и электропроводки

Силовые питающие кабели и распределительные кабельные сети запроектированы кабелями марки Cu/XLPE/SWA/PVC. Кабели на напряжение 20 кВ приняты с красной оболочкой, кабели на напряжение 0,4 кВ – с черной.

Сечение жил силовых питающих и распределительных сетей принято 3х50 мм^2, 4х50 мм^2, 4х25 мм^2, 3х2,5 мм^2, 3х1,5 мм^2.

Предусмотрен перенос кабельных линий 0,4 кВ питающих скважины NB6122-2H, NB3038 и переподключение кабеля для скважины NB1071.

Высоковольтные питающие кабели проложены в траншеях на глубине не менее 1,0 м от поверхности земли

На площадках, добывающих и водонагнетательных скважин, манифольдных станциях кабель проложен подземно в траншеях и по кабельным конструкциям.

Кабели управления и сигнализации прокладываются совместно с низковольтными силовыми кабелями. В случае отсутствия перегородок между силовыми и контрольными кабелями выдерживается расстояние не менее 200 мм.

При подземной прокладке, по трассе кабелей в траншее прокладывается специальная предупреждающая сигнальная лента

Для подземной прокладки приняты бронированные кабели, имеющие защитную оболочку от механических повреждений и наружную защитную оболочку, предохраняющую от коррозии. При пересечении с подземными коммуникациями и автомобильными дорогами кабели защищены трубой.

Кабели, прокладываемые открыто на воздухе, имеют защитную оболочку, устойчивую к солнечной радиации.

Все проводники выбираются по допустимым длительным токам с учетом необходимого резерва по пропускной способности.

Для проводников выполняется проверка плотности тока нагрева и отклонения напряжения в нормальном и послеаварийном режимах. Для номинального режима - падение напряжения не должно превышать 5% от номинального напряжения. Падение напряжения для электродвигателей при их запуске не должно превышать 15% от номинального.

Все кабельные линии защищаются от коротких замыканий установленными в распределительных щитах, максимальной токовой защитой и защитой от перегрузок.

Для цепей контроля и сигнализации сечение жил определяются конструктивными параметрами применяемых в этих сетях кабелей и проводов.

Для подключения токоприемников, установленных на виброоснованиях, применяются кабели с гибкими многопроволочными жилами.

Заземление и молниезащита

Для защиты персонала от поражения электрическим током и опасных воздействий молний предусмотрено защитное заземление и зануление.

Заземлению подлежат все металлические нормально не токоведущие части электрооборудования на стороне 20 кВ и 0,4 кВ, а также металлические узлы строительных конструкций, кабельные конструкции, трубы электропроводки, металлические брони кабелей.

В качестве заземляющих устройств приняты поверхностные и глубинные заземлители. Для заземляющих устройств согласно требованиям заказчика, используются медные материалы:

омедненные стержни длиной 1,5 м диаметром 15 мм, со стандартными комплектующими для соединения защиты;

для горизонтального соединения электродов принят медный провод марки ПВ-3 сечением 1х50 мм^2.

Горизонтальные заземлители запроектированы в земле на расстоянии не менее 0,7 м от фундаментов площадок и на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли.

На ВЛ-20 кВ заземляются все железобетонные опоры, металлические траверсы и оборудование, установленное на опорах. Защита от перенапряжений запроектирована разрядниками в комплекте аппарата выключатель-предохранитель. Для кабельных вставок защита от перенапряжений запроектирована разрядниками.

Защита сооружений устьев скважин от прямых ударов молнии принята присоединением технологических аппаратов к заземлению.

Заземление технологических установок и технологических трубопроводов обеспечивает их защиту от вторичных проявлений молнии и защиту от статического электричества. На всех протяженных металлических конструкциях и между параллельно

проложенными металлическими трубопроводами при их сближениях на расстояние менее 10 см устраиваются металлические перемычки.

Защита электрооборудования, электросетей от перенапряжений предусмотрена в соответствии с требованиями ПУЭ РК.

Основные технические показатели.

общая расчетная мощность Рр	- 1011,6 кВт;
общая протяженность трасс ВЛ-20 кВ	- 4160,0 м;
общая протяженность трасс КЛ-20 кВ	- 400,0 м;
общая протяженность трасс КЛ-0,4 кВ	- 8188,0 м;
количество понизительных трансформаторов ONAN.IEC76	- 29 штук.

Автоматизированная система управления инженерным оборудованием

Объектами контроля и автоматизации являются добывающие, водонагнетательные скважины и манифольдные станции, для которых разработаны технические решения по защите выкидных линий добывающих скважин, система постоянного скважинного мониторинга на базе скважинного манометра PPS и манометра-термометра автономного скважинного кабельного ФОТОН-К03.

Управление технологическим оборудованием на проектируемых объектах предусмотрено в автоматическом и ручном режимах. Управление принято реагированием на изменение параметров технологического процесса, на возникновение аварийных ситуаций.

Предусмотрено обустройство:

устьев 32 добывающих скважин: NB 348, NB 352-2, NB 337-1, NB 337-2, NB 10506, NB 10479-3, NB 306-1, NB 3038-2, NB 34-1, NB 1064-1, NB 1064-2, NB 10499-1, NB 10491-1, NB 10492-2, NB 1069-1, NB 1056-1, NB 702-1, NB 55-1, NB 37-3, NB 3-8, NB 707-1, NB 3-4, NB 926, NB 918, NB 3-7, NB 10475-2, NB 3-9, NB 1058-2, NB 11095-1, NB 5158, NB 505, NB 6308;

устьев 19 водонагнетательных скважин: NB 11008, NB 307-3, NB 10499-3, NB 10492-3, NB 702-3, NB 699-3, NB 6108-3, NB 6150-3, NB 732-3, NB 729-3, NB 6257-3, NB 10514, NB 6598, NB 11092, NB 11019-3, NB 559, NB 5146, NB 5104, NB 582;

манифольдные станции: МС-12/3, МС-NB23/10.

На устьях добывающих скважин предусмотрена установка контрольно-измерительных приборов КИП:

манометров;

электро-контактных манометров ЭКМ;

счетчиков замера жидкости СКЖ;

термометров;

датчиков вибрации (для УШГН).

На устьях водонагнетательных скважин и на манифольдных станциях предусмотрена установка приборов КИП:

манометров;

счетчик расхода/замера жидкости СКЖ;

термометров.

В принятой на месторождении «Северные Бузачи» системе контроля воздушной среды предусмотрены переносные газосигнализаторы.

Автоматизация управления объекта добывающих, водонагнетательные скважин и манифольдных станций основана на регулировании средств контроля и параметров автоматизации с использованием автоматического или ручного управления при изменении технологического процесса при возникновении аварийных ситуаций.

Для контроля давления в выкидной линии и нормальной работы насосов на скважинах, запроектирован электроконтактный манометр (далее - ЭКМ), сигналы от которого поступают в блок управления насосом для аварийного отключения. Уставки для ЭКМ, устанавливаемых на устье скважин для аварийного отключения насосов при повышении или падении давления в трубопроводе принята минимальные 0,1 МПа и максимальные 2,0 МПа.

Разработаны технические решения для защиты выкидной линии добывающих скважин и системы постоянного скважинного мониторинга типа PPS или ФОТОН-К-03

На устья добывающих скважин запроектирована установка системы постоянного скважинного мониторинга, обеспечивающего измерение, контроль пластового давления и температуры в режиме реального времени. Функцию контроля за системой измерения параметров КИП выполняет блок системы скважинного мониторинга.

Система постоянного скважинного мониторинга поставляется комплектно интерфейсным блоком Фотон-К-03.

Система состоит из скважинной и наземной частей.

Скважинная часть запроектирована на НКТ трубе и предназначена для регистрации и передачи на поверхность информации об изменении давления и температуры в процессе эксплуатации скважины.

Наземная аппаратура предназначена для конвертации получаемого сигнала, его анализа, графического отображения, хранения и передачи.

Для размещения поверхностного блока на устье скважины предусмотрена установка климатического шкафа, в котором поддерживается минимально необходимая для его работы температура.

Для перевода добывающих скважин на водонагнетательные, на устьях, добывающих, водонагнетательные скважинах и манифольдных станциях предусмотрена установка показывающих по месту приборов контроля давления, температуры и расхода. Приборы устанавливаются непосредственно на технологическом оборудовании и трубопроводах.

Установка счетчика для измерения массы жидкости поступающей от добывающей скважины предусматривает измерение дебита (производительности) нефтяной скважины: счетчик СКЖ состоит из камерного преобразователя расхода (КПР) и блока вычислителя массы БЭСКЖ, имеющего интерфейс, с помощью которого можно легко его встраивать в любые системы автоматизированного контроля управления.

В рабочем проекте принят механизированный способ эксплуатации скважин (УШВН, УШГН, УЭВН и УЭЦН).

На манифольдных станциях замер дебита скважины запроектирован счетчиками замера жидкости типа «Циклон».

Сбор данных и контроль параметров скважины (оборудованных системой телемеханики) предусмотрен от шкафов управления с передачей на центральный диспетчерский пункт.

Приборы контроля, средств автоматизации и управления запроектированы в соответствии со взрывоопасными зонами наружных установок, категорией и группой взрывоопасной смеси.

Контрольно-измерительные приборы установлены в промышленной, влажной и коррозионно-активной атмосфере в интервале температур от минус 26,4°С до плюс 44,8°С. Степень защиты принята не менее IP54.

Обеспечение безопасности выполнено применением приборов с видом взрывозащиты EExd.

Электроснабжение системы постоянного скважинного мониторинга осуществляется от сети переменного тока 220 В. Питание поверхностного блока производится от источника

постоянного тока 12 В. Для обеспечения бесперебойного питания предусмотрена аккумуляторная батарея.

Кабели

Кабельные трассы контроля и сигнализации и управления контрольными кабелями марки А310215СР1Т2.

Во взрывоопасных зонах применен кабель с негорючей изоляцией.

Прокладка кабелей принята с соблюдением нормируемых расстояний по ПУЭ РК в кабельных коробах на лотках и в траншее, в защитных трубах. Прокладка кабелей в траншее запроектирована на глубине не менее 0,7 м от поверхности земли. При выходе из земли кабели защищены водогазопроводной трубой не менее чем на 0,5 м.

На всем протяжении подземного кабеля проложена сигнальная лента. Сигнальная лента укладывается в траншее на расстоянии 250 мм от их наружных покровов. При расположении в траншее одного кабеля лента уложена по оси кабеля, при двух и более количестве кабелей ленты уложены с нахлестом шириной не менее 50 мм.

В местах пересечения подземного кабеля с технологическими трубопроводами, автодорогами предусмотрен защитный футляр из стальной трубы.

Для кабельных вводов запроектированы сертифицированные уплотнительные кабельные вводы.

Все средства КИП оборудованы системой защиты от статического электричества.

Основным средством защиты персонала от поражения электрическим током принято защитное заземление, выполняемое в соответствии с требованиями ПУЭ РК.

Основными защитными мероприятиями по технике безопасности, промсанитарии и противопожарной безопасности являются:

герметизированная схема ввода кабеля в скважину посредством разъема для подвески НКТ;

обеспечение герметичности и прочности технологических аппаратов, арматуры и трубопроводов в соответствии ГОСТ 12.2.003-74*;

обеспечение размещения технологических установок, коммуникаций на расстояниях в соответствии с ВНТП 3-85 и СНиП II-89-80 с учетом функционального назначения и розы ветров;

защитное заземление.

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций и гражданской обороне

Основными, принятыми в рабочем проекте, мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных, взрывопожароопасных веществ и обеспечения безопасных условий труда являются:

размещение вредных и взрывоопасных производств на открытых площадках;

полная герметизация процессов, происходящих на площадках добывающих скважин;

выбор оборудования и трубопроводов из условия максимально возможных параметров технологического процесса;

компенсация продольных перемещений трубопроводов, возникающих от изменения температуры и внутреннего давления;

обеспечение прочности и герметичности технологических трубопроводов (контроль сварных стыков и гидравлическое испытание);

теплоизоляция надземных трубопроводов.

В рабочем проекте приняты следующие решения по обеспечению надежности трубопроводов и технологического оборудования:

прокладка трубопровода из стекловолоконных труб;

прокладка технологических трубопроводов их стальных бесшовных труб;

поставка труб и деталей трубопроводов в термообработанном состоянии;

укладка подземных трубопроводов в грунт на глубину не менее 1,0 м до верхней образующей трубы;

прокладка надземных участков трубопроводов на низких опорах и стойках;

прокладка подземных трубопроводов в защитных футлярах из стальных электросварных труб при переходах через автодороги;

теплоизоляция трубопроводов минераловатными матами;

контроль сварных соединений неразрушающими методами;

проверка на герметичность трубопроводов после монтажа и капитального ремонта.

наружная антикоррозионная защита всех технологических трубопроводов.

Для обеспечения безопасной работы проектируемых объектов рабочим проектом предусмотрено:

работа объектов в условиях нормальной эксплуатации в автоматическом режиме без постоянного присутствия обслуживающего персонала на технологических площадках;

автоматизация основных технологических процессов;

автоматическая противоаварийная защита и блокировка технологического оборудования при возникновении аварийной ситуации.

Автоматизация управления технологическим оборудованием на объекте основана на реагировании с использованием автоматического или ручного управления при изменении параметров технологического процесса или возникновении аварийных ситуаций.

Для контроля давления в выкидной линии и нормальной работы насосов на скважинах, рабочим проектом предусматривается установка электро-контактного манометра, сигналы от которого передаются в блок управления насосом для аварийного отключения.

Рабочий проект рассмотрен и согласован:

РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности Министерства индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан по Мангистауской области» - письмо о согласовании рабочего проекта в части мер промышленной безопасности от 29 ноября 2019 года №KZ28VQR00018376.

6.4 Оценка соответствия проекта санитарным правилам и гигиеническим нормам

Производство проектируемых работ на территории действующего объекта, в пределах установленной СЗЗ месторождения Северные Бузачи, предприятия Филиала компании «Бузачи Оперейтинг Лтд».

Предусмотрены санитарно-эпидемиологические требования к производственным процессам и технологическому оборудованию.

Оборудование, размещенное на открытой площадке, оснащается средствами автоматизации, дистанционного контроля и управления, механизации ремонтных работ.

Технологическое оборудование и аппаратура, применяемые на объекте, стойкие к сульфидно-коррозионному воздействию.

Предусматривается комплекс мероприятий по предупреждению коррозии производственного оборудования.

Дополнительного штата рабочего персонала на период эксплуатации проектируемого оборудования не предусматривается. Для бытового обслуживания работающих на действующем месторождении Северные Бузачи, имеются существующие бытовые помещения оборудованные: гардеробными, душевыми, помещениями для сушки одежды и обуви. На территории действующего месторождения имеется вахтовый городок,

оборудованный для проживания, питания, бытового и медицинского обслуживания работающих.

Предусмотрены санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания строителей на период строительно-монтажных работ. По месту производства работ планируют оборудовать строительную площадку, с ограждением. На строительной площадке размещаются передвижные временные здания (вагоны) для административно-хозяйственных нужд строительства, помещения охраны, биотуалеты. Для бытового обслуживания рабочих предусматриваются: гардеробные для одежды работающих, умывальные, душевые, сушилки для рабочей одежды. Санитарно-бытовые помещения оборудуются приточно-вытяжной вентиляцией, отоплением, канализацией. Для питания работающих оборудуется помещение для приема пищи. На специально выделенное помещение и раздаточный пункт оформляется санитарно-эпидемиологическое заключение, в соответствии с документами государственной системы санитарно-эпидемиологического нормирования. Доставку работающих на строительную площадку организовывают автобусом.

Для питьевых целей работающих предусмотрено использование бутилированной питьевой воды. Для обеспечения хозяйственно-бытовых нужд работающего персонала, предусматривается вода питьевого качества. Система водоотведения санитарно-бытовых помещений строительной площадки, осуществляется устройством мобильных туалетных кабин «Биотуалет».

Работающих обеспечивают специальной одеждой, обувью и средствами индивидуальной защиты, в соответствии с действующими отраслевыми нормами для объектов нефтедобывающей промышленности.

Рассмотрены все основные производственные процессы, как источники образования отходов при производстве проектируемых работ и эксплуатации проектируемого оборудования. Представлены типы и виды образующихся отходов, организация их временного хранения на территории объекта и пути утилизации. Проведены расчеты и дано обоснование объемов образования отходов. В соответствии с требованиями Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденных приказом Министра здравоохранения РК от 23.04.2018 года №187, указан класс опасности образующихся отходов.

Производство проектируемых работ на территории действующего месторождения Северные Бузачи, предприятия Филиала компании «Бузачи Оперейтинг Лтд», для которого ранее установлен размер санитарно-защитной зоны (далее – СЗЗ) – 1000 метров. Согласно санитарной классификации производственных объектов Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденных приказом Министра национальной экономики РК от 20.03.2015 года №237, объект относится к 1 классу опасности. Ближайшим населенным пунктом является поселок Шетпе, расположенный в 120 километрах от месторождения. Производство строительно-монтажных работ кратковременное, не классифицируется, размер СЗЗ не устанавливается.

На действующем месторождении Северные Бузачи, лабораторно-инструментальный метод исследования за источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период эксплуатации проектируемого оборудования, будет проводиться в рамках «Программы производственного экологического контроля», разработанной для Филиала компании «Buzachi Operating Ltd».

6.5 Организация строительства

Нормативная продолжительность строительства определена согласно СП РК 1.03-101-2013 «Продолжительность строительства и задел в строительстве предприятий, зданий и сооружений», часть I, СП РК 1.03-102-2014.Часть II. «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений». «Пособие по определению продолжительности строительства предприятий, зданий и сооружений».

Общая расчетная продолжительность строительства составляет 21 месяцев.

Начало строительства предусмотрено в четвертом квартале 2020 года (письмо Филиала компании «Buzachi Operating Ltd» от 29 января 2020 года №02-123-071).

В составе ПОС разработаны мероприятия по охране труда и технике безопасности и пожарной и промышленной безопасности, охране окружающей природной среды.

Строительно-монтажные работы выполняются поточным методом с комплексной механизацией всех основных строительных процессов. Поточный метод обеспечивает бесперебойное и ритмичное производство работ, эффективное использование материально-технических и трудовых ресурсов, строительных машин и оборудования для непрерывного и равномерного выпуска строительной продукции.

Для рациональной, экономичной и безопасной организации строительной площадки разработан стройгенплан.

Календарный график строительства разработан для определения последовательности и сроки выполнения отдельных работ, технологическую взаимосвязь в соответствии с характером и объемом строительно-монтажных работ.

Потребность во временных сооружениях принимается, исходя из необходимости обеспечения строительства.

Потребность строительства в рабочих кадрах и общее количество работающих на строительстве, определены на основании объемов строительно-монтажных работ, нормативной трудоемкости и сроков строительства.

Потребность в машинах для монтажных работ составлена на основании физических объемов работ, объемов грузоперевозок и норм выработки строительных машин и средств транспорта.

Электроснабжение на производственные и бытовые нужды городка строителей предусматривается от передвижной дизельной электростанции ДЭС-160.

Обеспечение водой на производственные и бытовые нужды предусмотрена за счет привозной воды.

6.6 Сметная документация

Согласно письму Филиала компании «Buzachi Operating Ltd» от 29 января 2020 года №02-123-071 сметная документация на рассмотрение не представлена.

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Дополнения и изменения, внесенные в рабочий проект в процессе экспертизы

В процессе рассмотрения по замечаниям филиала по Западному региону РГП «Госэкспертиза» в рабочий проект «Фаза XIV. Ступень 2. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 51 скважина. Дороги и площадки. Манифольдные станции МС-12/3, МС-NB23/10. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение» (без сметной документации)» внесены следующие изменения и дополнения:

Генеральный план:

1) приведены в соответствие остальные чертежи раздела ГП, пояснительная записка и другие разделы, согласно выданным замечаниям.

Автомобильные дороги:

2) все ссылочные НТД приведены в соответствие;

3) поперечный уклон проезжей части и обочин откорректированы;

4) ведомость рабочих чертежей основного комплекта марки (АД) доукомплектованы;

5) откорректированы протяженность дорог на чертежах, дополнено в табличной форме;

6) все принятые решения по рабочему проекту и перечень чертежей марки (АД) согласованы филиалом компании «Бузачи Оперейтинг Лтд»;

7) представлены откорректированные расчеты высоты земляного полотна и конструкции дорожной одежды;

8) разработаны мероприятия по организации движения на период производства работ;

9) устранены разночтения в рабочем проекте в т.ч. ПЗ и чертежи.

Технологические решения:

10) откорректированы чертежи 2018/248/00/S-14/2-06-ТХ листы 5.2, 5.3, 5.4, 7.5, 7.6, 8.14, 8.15 и т.д. продольные профили на основании ВСН 51-3-85 таблица 2. п.9 пересечения с подземными коммуникациями (нефтепродуктопроводами, газопроводами и т.д.) указаны в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой выкидной линии категорию трубопровода II в графе «Обозначение трубы».

Электротехнические решения:

11) технические условия на электроснабжение загружены в документацию карточки комплектации;

12) 03-ЭС.1, 04-ЭС.1, 05-ЭС.1:

выполнена актуализация ссылочных документов по АГСК-2020;

в общих указаниях указаны дата, номер и кем выданы ТУ;

приведён перечень потребителей электроэнергии для одной скважины;

в записи ГИПа указаны ФИО ГИПа (ГОСТ 21.101-97, СН РК 1.02-03-2011);

в ведомости рабочих чертежей в названии чертежей с планами указано заземление и молниезащита;

основные технические показатели сведены в таблицу (ГОСТ 21.613-2014);

13) 04-ЭС.СО: предусмотрена сигнальная лента для кабелей, прокладываемых в земле;

14) 05-ЭС: на планах внесены корректировки;

15) 07-ЭС: комплект рабочих чертежей дополнен листом общих данных 07-ЭС.1 (ГОСТ 21.101-97).

Автоматизированная система управления инженерным оборудованием;

АТХ (по всем комплектам чертежей):

16) 03-АТХ.1, 04-АТХ.1: выполнена актуализация ссылочных документов по АГСК-2020.

Оценка соответствия проекта санитарным правилам и гигиеническим нормам:

17) откорректированы данные по водопотреблению и водоотведению на период строительства, в соответствии с требованиями Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкцию, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства», утвержденные приказом Министра национальной экономики РК от 28.02.2015 года №177;

18) лабораторно-инструментальный метод исследования за источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период эксплуатации проектируемого оборудования, будет проводиться в рамках «Программы производственного экологического контроля», разработанной для Филиала компании «Buzachi Operating Ltd».

7.2 Оценка принятых проектных решений

В соответствии с требованиями «Правила определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам», утверждённый приказом Министерства национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года №165, заказчиком рабочего проекта данный объект отнесен к технически сложным, I (повышенный) уровня ответственности.

Состав и комплектность представленных материалов соответствует требованиям СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство».

Материалы инженерных изысканий содержат достаточные данные, необходимые для разработки проектной документации.

Принятые проектные решения с учетом внесенных изменений по п.7.1 соответствуют государственным нормативным требованиям по экологической, санитарной и пожарной безопасности, обеспечивают надежное функционирование объекта.

В рабочем проекте по возможности применены импортозамещающие местные строительные материалы и изделия, а также продукция, изготавливаемая на предприятиях Республики Казахстан.

Рабочий проект соответствует требованиям Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» Приложение 4 к приказу Министра национальной экономики РК «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» от 20.03.2015 года №236, «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденные приказом Министра национальной экономики РК от 20.03.2015 года №237, «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкцию, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства», утвержденные приказом Министра национальной экономики РК от 28.02.2015 года №177.

Таблица №9

Основные технические показатели по рабочему проекту

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели	
			Заявленные	Рекомендуемые к утверждению
1	Площадь участка	га	23,2754	23,2754
2	Площадь застройки	$м^2$	2754,0	2754,0
3	Общая протяженность подъездных дорог	м	3808,9	3808,9
4	Количество добывающих скважин	шт.	32	32
5	Количество водонагнетательных скважин	шт.	19	19
6	Общая протяженность выкидных линий	м	19771	19771
7	Общая протяженность внутрипромысловых нефтегазопроводов	м	4377	4377
8	Общая протяженность нагнетательных линий	м	14175	14175
9	Продолжительность строительства	мес.	21	21

8. ВЫВОДЫ

1. С учетом внесенных изменений и дополнений рабочий проект «Фаза XIV. Ступень 2. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 51 скважина. Дороги и площадки. Манифольдные станции МС-12/3, МС-NB23/10. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение» (без сметной документации)» соответствует требованиям нормативных правовых актов и государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными техническими показателями:

площадь участка	- 23,2754 га;
площадь застройки	- 2754,0 м^2;
количество подключаемых новых скважин	- 32 шт.;
количество водонагнетательных скважин	- 19 шт.;
общая протяженность выкидных линий	- 19771 м;
общая протяженность внутрипромысловых нефтегазопроводов	- 4377 м.
общая протяженность нагнетательных линий	- 14175 м.
продолжительность строительства	- 21 месяц.

2. При представлении на утверждение и выдаче на производство работ рабочий проект подлежит проверке на соответствие его с настоящим заключением экспертизы.

3. Заказчику при строительстве максимально использовать оборудование, материалы и конструкции отечественных товаропроизводителей.

4. Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована Филиалом компании «Buzachi Operating Ltd» в соответствии с условиями договора от 21 февраля 2020 года №01-0252.

8. ТҰЖЫРЫМДАР

1. «XIV фаза. 2-саты. Өнеркәсіптік қазба кезінде Солтүстік Бозашы кен орнын жайластыру. 51 ұңғыма. Жолдар мен алаңдар. МС-12/3, МС-NB23/10 манифольд станциялары. Шығу және өндіріс ішіндегі құбырлар. Электрмен қамтамасыз ету» (сметалық құжаттамасыз)» жұмыс жобасына енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, Қазақстан Республикасында қолданылатын нормативтік құқықтық актілер және мемлекеттік нормативтер талаптарына сәйкес келетіндіктен, төмендегі негізгі техникалық көрсеткіштерімен белгіленген тәртіппен бекітуге ұсыныс жасаймыз:

телімнің алаңы	- 23,2754 га;
құрылыс салу алаңы	- 2754,0 шаршы метр;
қосылатын жаңа ұңғымалар саны	- 32 дана;
су айдау ұңғымаларының саны	- 19 дана;
лақтырма желілерінің жалпы ұзындығы	- 19771 м;
кәсіпшілікішілік мұнай-газ құбырларының жалпы ұзындығы	- 4377 м;
айдау желілерінің жалпы ұзындығы	- 14175 м;
құрылыс ұзақтығы	- 21 ай.

2. Жұмыс жобасы бекітуге ұсынылғанда және жұмыс жасауға берілгенде осы сараптама қорытындысымен сәйкестігі тексерілуі керек.

3. Тапсырысшы құрылыс салу кезінде отандық тауар өндірушілердің жабдықтарын, материалдары мен құрастырмаларын барынша пайдалансын.

4. Осы сараптау қорытындысы жобалау үшін тапсырысшы бекіткен бастапқы материалдарды (мәліметтерді) есепке алумен орындалды, олардың дұрыстығына 2020 жылғы 21 ақпандағы №01-0252 шарттың талаптарына сәйкес «Buzachi Operating Ltd» компаниясының филиалы кепілдік етеді.

Мыңбаев Қ.Т.

Директор

Айтжанов С.С.

И.о. начальника производственного отдела

Шапабаева Л.П.

Эксперт

Мороз Г.А.

Эксперт

Петрова Н.А.

Эксперт

Шомбылов К.Д.

Эксперт

Куварзина Э.Б.

Начальник производственного отдела

Тауканова У.М.

Эксперт

Номер: R01-0035/20
Дата: 30.04.2020

«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ БАҚЫЛАУКОМИТЕТІНІҢ МАҢҒЫСТАУ ОБЛЫСЫ БОЙЫНША ЭКОЛОГИЯ ДЕПАРТАМЕНТІ» РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕ

РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ «ДЕПАРТАМЕНТ ЭКОЛОГИИ ПО МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ КОМИТЕТА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

Қазақстан Республикасы, Маңғыстау облысы
130000 Ақтау қаласы, промзона 3, ғимарат 10,
телефон: 8/7292/ 30-12-89
факс: 8/7292/ 30-12-90

Республика Казахстан, Мангистауская область
130000, город Актау, промзона 3, здание 10, телефон:
8/7292/ 30-12-89
факс: 8/7292/ 30-12-90

ФК «Buzachi Operating Ltd»

Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Фаза XIV. Ступень 2. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 51 скважина. Дороги и площадки. Манифольдные станции МС-12/3, МС-NB23/10. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение" (без сметной документации)

Материалы разработаны - ТОО «Инженерный центр, ГСЛ № 008694 от 18 апреля 2002 г. и лицензию на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды за № 01032Р от 13 июля 2007 г.

Заказчик материала проекта – ФК «Buzachi Operating Ltd»

На рассмотрение государственной экологической экспертизы представлены:

- рабочий проект «Фаза XIV. Ступень 2. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 51 скважина. Дороги и площадки. Манифольдные станции МС-12/3, МС-NB23/10. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение».

-Раздел «Охрана окружающей среды»;

-План природоохранных мероприятий

Материалы поступили 03.02.2020 г. вх.№ R01-03/00019 и рассмотрены на заседании комиссии государственной экологической экспертизы от 30.04.2020г.

02.04.2020 г. были направлены мотивированные замечания:

1. В проекте не описаны работы, связанные с манифольдными станциями МС-12/3, МС-NB23/10. Привести в соответствие. Замечание устранено.

2. Таблица 2.1.2. содержит данные по добыче нефти от 25 водонагнетательных скважин на период работы в качестве добывающих скважин, тогда как по проекту

скважин данного типа 19 единиц. Обосновать данные по добыче нефти от 25 водонагнетательных скважин. Замечание устранено.

3. Обосновать отсутствие источника выброса загрязняющих веществ – дизельная электростанция. Замечание устранено.

4. Согласно статьи 288-1 ЭК РК необходимо указать метод утилизации отходов. Привести в соответствие. Замечание устранено.

5. Необходимо обосновать производительность очистных сооружений, предоставить заключение на строительство данного объекта, указать какие виды сточных вод поступают на очистку и описать технологический процесс очистки. А также необходимо указать метод утилизации/использования очищенных сточных вод. Замечание устранено.

6. В проекте указаны разные сроки строительных работ. Привести в соответствие. Замечание устранено.

7. Отсутствуют нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период строительства на 2022 год. Привести в соответствие. Замечание устранено.

8. В заявке на получение разрешения на эмиссии в окружающую среду указаны неверные нормативы на период эксплуатации. Привести в соответствие. Замечание устранено.

Строительство по проекту будет осуществляться 21 месяц.

Общие сведения

Месторасположение проектируемого объекта

Месторождение Северные Бузачи расположено в прибрежной зоне Каспийского моря на севере полуострова Бузачи. Административно месторождение и временные подъездные дороги к нему входят в состав Тюбкараганского района Мангистауской области Республики Казахстан.

Ближайший населенный пункт - поселок Шетпе, где находится железнодорожная станция, расположен в 120 км от месторождения Северные Бузачи. Областной центр – г. Актау находится от месторождения в 248 км. Автомобильные дороги соединяют месторождение Северные Бузачи с промыслами Каламкас и Каражанбас, с поселками Шетпе и городами Форт-Шевченко и Актау.

Основные проектные решения

Существующее положение

Добыча нефти от 32 добывающих скважин

Показатели	Единица измерения	Количество
Добыча нефти	т/сут	200
Добыча жидкости	т/сут	276
Добыча газа	м³/сут	8 539,4
Фонд добывающих скважин:	скв.	32

Добыча нефти от 19 водонагнетательных скважин на период работы в качестве добывающих скважин

Показатели	Единица измерения	Количество
Добыча нефти	т/сут	124,4
Добыча жидкости	т/сут	511,9
Добыча газа	м³/сут	5 312,75
Фонд добывающих скважин:	скв.	19

Основные технологические решения

Целью проекта является строительства новых сооружений обустройства месторождения, обеспечивающих дополнительную добычу и транспорт продукции скважин.

Проектируемые сооружения

- строительство грунтовых площадок для 47 проектируемых скважин: NB 348, NB 352-2, NB 337-1, NB 337-2, NB 10506, NB 10479-3, NB 306-1, NB 3038-2, NB 34-1, NB 1064-1, NB 1064-2, NB 10499-1, NB 10491-1, NB 10492-2, NB 1069-1, NB 1056-1, NB 702-1, NB 37-3, NB 3-8, NB 707-1, NB 3-4, NB 3-7, NB 10475-2, NB 3-9, NB 1058- 2, NB 11095-1, NB 5158, NB 505, NB 11008, NB 307-3, NB 10499-3, NB 10492-3, NB 702-3, NB 699-3, NB 6108-3, NB 6150-3, NB 732-3, NB 729-3, NB 6257-3, NB 10514, NB 6598, NB 11092, NB 11019-3, NB 559, NB 5146, NB 5104, NB 582 с размерами вплане 89х54м;
- для скважин NB 6308, NB 926, NB 918, NB55-1 по проекту не предусмотрено строительство грунтовых площадок. Для данных скважин используется существующие грунтовые площадки.
- строительство грунтовых площадок для 2 манифольдных станции: MC-12/3, MC-NB23/10 с размерами в плане 26х15 м;
- строительство грунтовых площадок для опор линий электропередачи, размерами в плане 8х14, 11х14, 22х14 м;
- обустройство устьев 32 добывающих скважин: NB 348, NB 352-2, NB 337-1, NB 337- 2, NB 10506, NB 10479-3, NB 306-1, NB 3038-2, NB 34-1, NB 1064-1, NB 1064-2, NB 10499-1, NB 10491-1, NB 10492-2, NB 1069-1, NB 1056-1, NB 702-1, NB 55-1, NB 37- 3, NB 3-8, NB 707-1, NB 3-4, NB 926, NB 918, NB 3-7, NB 10475-2, NB 3-9, NB 1058- 2, NB 11095-1, NB 5158, NB 505, NB 6308;
- обустройство устьев 19 водонагнетательных скважин: NB 11008, NB 307-3, NB 10499-3, NB 10492-3, NB 702-3, NB 699-3, NB 6108-3, NB 6150-3, NB 732-3, NB 729- 3, NB 6257-3, NB 10514, NB 6598, NB 11092, NB 11019-3, NB 559, NB 5146, NB 5104, NB 582;
- строительство и обустройство манифольдных станций: MC-12/3, MC-NB23/10;
- модернизация существующих манифольдных станций: MC-NB23/5, MC-GS2/6, MC- NB23/4, MC-GS10/1, MC-NB23/7, MC-NB23/8, MC-NB23/9, MC-GS9/1, MC- GS11/2,

MC-GS6/1, MC-GS6/3, MC-GS12/3, MC-12/1, MC-12/2, MC-17/2, MC-17/3, MC-19/2, MC-21/2, Узел №6, MC-12, манифольд на УПСВ-2, MC-23/5, манифольд на ПС 22, MC-6, MC-14, узел перед манифольдом ПС-13, MC-GS7/3;

- выкидные линии от 32 проектируемых добывающих скважин до существующих и проектируемых манифольдов;
- нагнетательные линии от существующих и проектируемых манифольдов до 19 проектируемых водонагнетательных скважин;
- внутрипромысловые трубопроводы системы поддержания пластового давления (ППД) от существующих узлов ППД до проектируемых манифольдных станций MC- 12/3, MC-NB23/10;
- внутрипромысловые нефтегазопроводы от проектируемых манифольдных станций MC-12/3, MC-NB23/10до существующих манифольдов с подключением к существующей системе нефтесбора.

Описание технологической схемы

На проектируемых скважинах месторождения Северные Бузачи принято вертикальное и наклонное бурение с эксплуатацией скважин механизированным способом. Для добычи нефти вертикальные скважины оснащаются винтовыми насосами (УШВН), наклонные скважины оснащаются электровинтовыми насосами (УЭВН), винтовыми электроцентробежными насосами (УЭЦН) или глубинно штанговыми насосами (УШГН) с использованием станков-качалок.

Оценка воздействия на окружающую среду

Всего на период проведения строительных работ выявлено 24 источника выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, все из которых являются неорганизованными.

На период эксплуатации запроектированного объекта установлено 66 источников выбросов загрязняющих веществ. Все источники являются неорганизованными.

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на 2020-2022г. приведены в приложении 1. Данное заключение ГЭЭ без указанного приложения недействительно.

Моделирование рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводилось на персональном компьютере по программному комплексу «Эра», версия 2.0.

Анализ количественных и качественных характеристик загрязняющих веществ, выбрасываемых в процессе эксплуатации проектируемых сооружений, показал, что зона влияния выбросов от проектируемой схемы не превышает ПДК и находится внутри существующей границы СЗЗ объектов месторождения.

Проектируемая схема размещается на территории действующего нефтегазового месторождения Северные Бузачи, для объектов которого установлена общая санитарно-защитная зона – 1000 м.

Водоснабжение и водоотведение

Источниками водоснабжения месторождения Северные Бузачи являются:

• привозная бутилированная питьевая вода;

• волжская вода, поступающая поводоводу «Астрахань – Мангистау» (АО «КазтрансОйл»).

Расход воды на хозбытовые нужды

Наименование потребителей	Количество работающих в смену	Количество смен	Норма расхода воды на ед. измерения, л	Расход воды	
				л/сут	м³/период
Питьевые (строительство)	68	1	2	136,0	346,5
Душевые (строительство)	3 сетки	1	500	1500	960,75
Умывальные (строительство)	2 умывальника	1	60	1440	922,32
Питьевые (эксплуатация)	2	2	2	8	2,88
Итого:				3084,0	2232,45
Непредвиденные расходы, 5%				154,2	111,62
Всего:				**3238,2**	**2344,07**

Расход воды на производственные нужды

Наименование потребителей	Диаметр трубопровода (внутренний)	Наименование работ	Расход воды м³/период
Строительство нагнетательных линий	80,0 мм	опрессовка	284,86
Строительство внутрипромыслового нефтегазопровода	200,0 мм	опрессовка	549,75
Строительство внутрипромыслового трубопровода системы ППД	200,0 мм	опрессовка	419,76
Строительство выкидных линий	80,0 мм	опрессовка	397,32
Пылеподавление			3429
Итого			5080,69
5% непредвиденные расходы			254
Всего:			**5334,69**

Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве и эксплуатации

Потребитель	Водопотребление		Водоотведение	
	$м^3$/сут	$м^3$/цикл (год)	$м^3$/сут	$м^3$/цикл (год)
Хозяйственно – бытовые и питьевые нужды строительство	3,076		3,076	
Производственные нужды строительство		2717,45		2717,45
Питьевые нужды эксплуатация	0,084		0,084	
Всего:	0,151		0,151	

На территории манифольдов устанавливаются биотуалеты. По мере накопления контейнеров для отходов, стоки специальным автотранспортом отправляются на очистные сооружения биологической очистки месторождения.

Опрессовкой оборудования занимаются подрядные организации. Производственные стоки от опрессовки оборудования отводятся в инвентарные технологические емкости и затем вывозятся на очистку по договору.

Управление отходами производства и потребления

Нормативы размещения отходов производства и потребления при строительстве

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
1	2	3	4
Всего	**12,7231**	**-**	**12,7231**
в т. ч. отходов производства	3,7931	-	3,7931
отходов потребления	8,93	-	8,93
Янтарный уровень опасности			
Отработанная тара ЛКМ	0,0229	-	0,0229
Зеленый уровень опасности			
Строительные отходы	3,5	-	3,5
Металлолом	0,2136	-	0,2136
Огарки сварочных электродов	0,0566	-	0,0566
Твердо-бытовые отходы	8,93	-	8,93

Нормативы размещения отходов производства и потребления при эксплуатации

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год

1	2	3	4
Всего	**0,3**		**0,3**
в т. ч. отходов производства	-		-
отходов потребления	0,3		0,3
Зеленый уровень опасности			
Твердо-бытовые отходы	0,3		0,3 ТОО «Евросервис Джо»

Утилизация

Тара из – под ЛКМ собирается в специальные контейнеры и в дальнейшем вывозится на полигон для сжигания на специальных установках типа ADV-200, «Форсаж-2М»,«Факел-1М»;

Огарки сварочных электродов собираются в контейнера и вывозятся в специализированное предприятие на прессование пакетировочным прессом Y81-250 и дальнейшего захоронения.

Металлолом собирается на специальной площадке и вывозится для вторичного использования в специализированные организации.

Строительные отходы собираются в специальных контейнерах и вывозится по договору для дельнейшей переработки методом дробления на щековой и вертикальной комбинированной дробилке и повторного использования.

ТБО собирается в контейнерах и вывозится по договору на захоронение.

Произведен расчет платежей за загрязнение окружающей среды.

Представлено Заявление об экологических последствиях.

ВЫВОДЫ:

Рассмотрев представленный на государственную экологическую экспертизу рабочий проект «Фаза XIV. Ступень 2. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 51 скважина. Дороги и площадки. Манифольдные станции МС-12/3, МС-NB23/10. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение» и раздел «Охрана окружающей среды» к нему, Департамент экологии по Мангистауской области **СОГЛАСОВЫВАЕТ** данный проект.

Приложение 1

Нормативы выбросов загрязняющих веществ выбрасываемых в атмосферу при строительстве

Производство, цех, участок		Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения ПДВ
Код и наименование загрязняющего вещества			Существующее положение 2020 год		на 2020-2022 год		ПДВ		
			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1		2	3	4	5	6	7	18	9
Организованные источники									
Итого по организованным									
Неорганизованные источники									
Работа бульдозера		6001							
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния				0,354	3,2375	0,354	3,2375	2020
Работа экскаватора		6002							
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния				0,3889	6,475	0,3889	6,475	2020
Работа катка		6003							
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния				0,00011	0,00092	0,00011	0,00092	2020
Работа автогрейдера тяжелого		6004							

2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния				0,5039	3,6769	0,5039	3,6769	2020
Транспортировка автосамосвала		6005							
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния				2,2826	5,67	2,2826	5,67	2020
Разгрузка		6006							
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния				2,2626	8,6333	2,2626	8,6333	2020
Сварочные работы		6007							
0123	Железо (II, III) оксиды (277)				0,002703	0,001974	0,002703	0,001974	2020
0143	Марганец и его соединения (332)				0,000212	0,0001548	0,000212	0,0001548	2020
0301	Азота (IV) диоксид (4)				0,00042	0,000307	0,00042	0,000307	2020
0304	Азот (II) оксид (6)				0,0000683	0,0000498	0,0000683	0,0000498	2020
0337	Углерод оксид (594)				0,002586	0,00189	0,002586	0,00189	2020
0342	Фтористые газообразные соединения (627)				0,000181	0,000132	0,000181	0,000132	2020
0344	Фториды неорганические плохо растворимые (625)				0,0001944	0,000142	0,0001944	0,000142	2020
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (503)				0,0001944	0,000142	0,0001944	0,000142	2020
Битумные работы		6008							

2754	Углеводороды предельные С12-19				0,0013	0,0015	0,0013	0,0015	2020
Сварочные работы		6009							
0123	Железо (II, III) оксиды /в пересчете на железо/ (277)				0,001544	0,00057	0,001544	0,00057	2020
0143	Марганец и его соединения (332)				0,000121	0,0000447	0,000121	0,0000447	2020
0301	Азота (IV) диоксид (4)				0,00024	0,0000886	0,00024	0,0000886	2020
0304	Азот (II) оксид (6)				0,000039	0,0000144	0,000039	0,0000144	2020
0337	Углерод оксид (594)				0,001478	0,000545	0,001478	0,000545	2020
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (627)				0,0001033	0,0000381	0,0001033	0,0000381	2020
0344	Фториды неорганические плохо растворимые (625)				0,0001111	0,000041	0,0001111	0,000041	2020
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (503)				0,0001111	0,000041	0,0001111	0,000041	2020

Работа траншейного экскаватора		6010							
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния				0,0098	0,0067	0,0098	0,0067	2020
Работа траншейного экскаватора		6011							
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния				0,0072	0,0071	0,0072	0,0071	2020
Работа бульдозера		6012							
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния				0,0051	0,0035	0,0051	0,0035	2020
Сварочные работы		6013							
0123	Железо (II, III) оксиды (277)				0,001544	0,00288	0,001544	0,00288	2020
0143	Марганец и его соединения (332)				0,000121	0,0002256	0,000121	0,0002256	2020
0301	Азота (IV) диоксид (4)				0,00024	0,000447	0,00024	0,000447	2020
0304	Азот (II) оксид (6)				0,000039	0,0000727	0,000039	0,0000727	2020
0337	Углерод оксид (594)				0,001478	0,002753	0,001478	0,002753	2020
0342	Фтористые газообразные соединения (627)				0,0001033	0,0001925	0,0001033	0,0001925	2020
0344	Фториды неорганические плохо растворимые (625)				0,0001111	0,000207	0,0001111	0,000207	2020
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (503)				0,0001111	0,000207	0,0001111	0,000207	2020
Битумообработка		6014							

2754	Углеводороды предельные С12-19				0,0013	0,0002	0,0013	0,0002	2020
Покрасочные работы		6015							
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)				0,0421	0,0091	0,0421	0,0091	2020
1042	Бутан-1-ол (102)				0,0483	0,01044	0,0483	0,01044	2020
2752	Уайт-спирит (1316*)				0,0401	0,00866	0,0401	0,00866	2020
Работа экскаватора		6016							
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (503)				0,0136	0,0027	0,0136	0,0027	2020
Работа бульдозера		6017							
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния				0,0021	0,0071	0,0021	0,0071	2020
Сварочные работы		6018							
0123	Железо (II, III) оксиды /в пересчете на железо/ (277)				0,001158	0,001029	0,001158	0,001029	2020
0143	Марганец и его соединения (332)				0,0000908	0,0000807	0,0000908	0,0000807	2020
0301	Азота (IV) диоксид (4)				0,00018	0,0001598	0,00018	0,0001598	2020
0304	Азот (II) оксид (6)				2,925E-05	0,00002597	2,925E-05	0,00002597	2020
0337	Углерод оксид (594)				0,001108	0,000984	0,001108	0,000984	2020
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (627)				0,0000775	0,0000688	0,0000775	0,0000688	2020

0344	Фториды неорганические плохо				0,0000833	0,000074	0,0000833	0,000074	2020
	растворимые (625)								
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (503)				0,0000833	0,000074	0,0000833	0,000074	2020
Битумообработка		6019							
2754	Углеводороды предельные С12-19				0,0013	0,0005	0,0013	0,0005	2020
Покрасочные работы		6020							
0616	Диметилбензол (203)				0,0421	0,0132	0,0421	0,0132	2020
1042	Бутан-1-ол (102)				0,0483	0,01514	0,0483	0,01514	2020
2752	Уайт-спирит (1316*)				0,0401	0,01256	0,0401	0,01256	2020
Сварочные работы		6021							
0123	Железо (II, III) оксиды /в пересчете на железо/ (277)				0,00386	0,00417	0,00386	0,00417	2020
0143	Марганец и его соединения (332)				0,000303	0,000327	0,000303	0,000327	2020
0301	Азота (IV) диоксид (4)				0,0006	0,000648	0,0006	0,000648	2020
0304	Азот (II) оксид (6)				0,0000975	0,0001053	0,0000975	0,0001053	2020
0337	Углерод оксид (594)				0,003694	0,00399	0,003694	0,00399	2020
0342	Фтористые газообразные соединения (627)				0,0002583	0,000279	0,0002583	0,000279	2020
0344	Фториды неорганические плохо растворимые (625)				0,000278	0,0003	0,000278	0,0003	2020

2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (503)				0,000278	0,0003	0,000278	0,0003	2020
Битумообработка		6022							
2754	Углеводороды предельные С12-19				0,0013	0,0012	0,0013	0,0012	2020
Покрасочные работы		6023							
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)				0,0625	0,0342	0,0625	0,0342	2020
2752	Уайт-спирит (1316*)				0,0625	0,0342	0,0625	0,0342	2020
Бурильная машина		6024							
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния				0,5037	0,2239	0,5037	0,2239	2020
Итого по неорганизованным источникам					**6,27353**	**28,11129**	**6,27353**	**28,11129**	
Итого по предприятию					**6,27353**	**28,11129**	**6,27353**	**28,11129**	

Нормативы выбросов загрязняющих веществ выбрасываемых в атмосферу при эксплуатации

Производство, цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения ПДВ
Код и наименование загрязняющего вещества		Существующее положение		на 2022 год		ПДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	18	9
Организованные источники								

Итого по организованным									
Неорганизованные источники									
Площадка скважины NB 524		6201							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2022
Площадка скважины NB 5162		6202							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2022
Площадка скважины NB 5160		6203							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2022
Площадка скважины NB 5145		6204							

0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2022
Площадка скважины NB 5133		6205							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2022
Площадка скважины NB 5106		6206							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2022
Площадка скважины NB 11057		6207							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2022
Площадка скважины NB 11082		6208							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2022

0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2022
Площадка скважины NB 414		6209							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2022
Площадка скважины NB 418А-1		6210							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2022
Площадка скважины NB 402		6211							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2022
Площадка скважины NB 51-1		6212							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2022

Площадка скважины NB 3-10		6213							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2022
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2022
Площадка скважины NB 401-1		6214							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2022
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2022
Площадка скважины NB 681-1		6215							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2022
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2022
Площадка скважины NB 675		6216							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2022
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2022
Площадка скважины NB 14030		6217							

0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.001	0.0025	0.001	0.0025	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2022
Площадка скважины NB 936		6218								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.001	0.0025	0.001	0.0025	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2022
Площадка скважины NB 1035-1		6219								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.001	0.0025	0.001	0.0025	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2022
Площадка скважины NB 224-1		6220								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.001	0.0025	0.001	0.0025	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2022
Площадка скважины NB 938		6221								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.001	0.0025	0.001	0.0025	2022

0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2022
Площадка скважины NB 941		6222							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2022
Площадка скважины NB 1028-2		6223							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2022
Площадка скважины NB 1053-2		6224							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2022
Площадка скважины NB 1038-1		6225							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2022

Площадка скважины NB 11096-1		6226								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.001	0.0025	0.001	0.0025	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2022
Площадка MC-GS2/6		6227								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.02	0,631	0.02	0,631	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.00009	0,00277	0.00009	0,00277	2022
Площадка MC-GS9/1		6228								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.02	0,631	0.02	0,631	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.00009	0,00277	0.00009	0,00277	2022
Площадка MC-31/4		6229								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.02	0,631	0.02	0,631	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.00009	0,00277	0.00009	0,00277	2022
Площадка MC-NB23/8		6230								

0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.02	0,631	0.02	0,631	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.00009	0,00277	0.00009	0,00277	2022
Площадка MC-NB23/9		6231								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.02	0,631	0.02	0,631	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.00009	0,00277	0.00009	0,00277	2022
Насос скважины NB 524		6232								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2022
Насос скважины NB 5162		6233								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2022
Насос скважины NB 5160		6234								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2022

0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2022
Насос скважины NB 5145		6235							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.002	0,0635	0.002	0,0635	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2022
Насос скважины NB 5133		6236							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.002	0,0635	0.002	0,0635	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2022
Насос скважины NB 5106		6237							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.002	0,0635	0.002	0,0635	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2022
Насос скважины NB 11057		6238							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.002	0,0635	0.002	0,0635	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2022

Насос скважины NB 11082		6239								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2022
Насос скважины NB 414		6240								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2022
Насос скважины NB 418А-1		6241								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2022
Насос скважины NB 402		6242								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2022
Насос скважины NB 51-1		6243								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2022

0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2022
Насос скважины NB 3-10		6244							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.002	0,0635	0.002	0,0635	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2022
Насос скважины NB 401-1		6245							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.002	0,0635	0.002	0,0635	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2022
Насос скважины NB 681-1		6246							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.002	0,0635	0.002	0,0635	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2022
Насос скважины NB 675		6247							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.002	0,0635	0.002	0,0635	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2022

Насос скважины NB 14030		6248								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2022
Насос скважины NB 936		6249								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2022
Насос скважины NB 1035-1		6250								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2022
Насос скважины NB 224-1		6251								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2022
Насос скважины NB 938		6252								

0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2022
Насос скважины NB 941		6253								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2022
Насос скважины NB 1028-2		6254								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2022
Насос скважины NB 1053-2		6255								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2022
Насос скважины NB 1038-1,		6256								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2022

0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2022
Насос скважины NB 11096-1		6257							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.002	0,0635	0.002	0,0635	2022
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2022
Итого по неорганизованным источникам					**0,19691**	**5,49637**	**0,19691**	**5,49637**	
Итого по предприятию					**0,19691**	**5,49637**	**0,19691**	**5,49637**	

Тукенов Р.К.
Руководитель департамента

Нұрберді З.Е.

И.о. начальника отдела

Базаралиева А.М.
Ведущий специалист

№: KZ55VCZ00573253

Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

РАЗРЕШЕНИЕ

на эмиссии в окружающую среду для объектов I, II и III категорий

(наименование природопользователя)

Филиал компании "Buzachi Operating Ltd" (Бузачи Оперейтинг Лтд),Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., Микрорайон 3, дом № 82

(индекс, почтовый адрес)

Индивидуальный идентификационный номер/бизнес-идентификационный номер: 041241001357

Наименование производственного объекта: Фаза XIV. Ступень 2. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 51 скважина. Дороги и площадки. Манифольдные станции МС-12/3, МС-NB23/10. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение

Местонахождение производственного объекта:

Мангистауская область, Мангистауская область, Тупкараганский район, -,

Соблюдать следующие условия природопользования:

1. Производить выбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих:

в 2020 году 4,054 тонн
в 2021 году 16,082 тонн
в 2022 году 7,975 тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн
в 2030 году _____ тонн

2. Производить сбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих:

в 2020 году _____ тонн
в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн
в 2030 году _____ тонн

3. Производить размещение отходов производства и потребления в объемах , не превышающих:

в 2020 году _____ тонн
в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн
в 2030 году _____ тонн

4. Производить размещение серы в объемах, не превышающих:

в 2020 году _____ тонн
в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн
в 2030 году _____ тонн

5. Не превышать лимиты эмиссий (выбросы, сбросы, отходы, сера), установленные в настоящем Разрешении на эмиссии в окружающую среду для объектов I, II и III категории (далее – Разрешение для объектов I, II и III категорий) на основании положительных заключений государственной экологической экспертизы на нормативы эмиссий по ингредиентам (веществам), представленные в проектах нормативов эмиссий в окружающую среду, материалах оценки воздействия на окружающую среду, проектах реконструкции или вновь строящихся объектов предприятий согласно приложению 1 к настоящему Разрешению для объектов I, II и III категорий.
6. Условия природопользования согласно приложению 2 к настоящему Разрешению для объектов I, II и III категорий.
7. Выполнять согласованный план мероприятий по охране окружающей среды согласно приложению 3 к настоящему Разрешению для объектов I, II и III категорий, на период действия настоящего Разрешения для объектов I, II и III категорий, а также мероприятия по снижению эмиссий в окружающую среду, установленные проектной документацией, предусмотренные положительным заключением государственной экологической экспертизы.
Срок действия Разрешения для объектов I, II и III категорий с 01.10.2020 года по 30.06.2022 года.
Примечание:
*Лимиты эмиссий, установленные в настоящем Разрешении для объектов I, II и III категорий, по валовым объемам эмиссий и ингредиентам (веществам) действуют на период настоящего Разрешения для объектов I, II и III категорий и рассчитываются по формуле, указанной в пункте 19 Правил заполнения форм документов для выдачи разрешений на эмиссии в окружающую среду.
Разрешение для объектов I, II и III категорий действительно до изменения применяемых технологий и условий природопользования, указанных в настоящем Разрешении.
Приложения 1, 2 и 3 являются неотъемлемой частью настоящего Разрешения для объектов I, II и III категорий.

Руководитель (уполномоченное лицо)	**Руководитель департамента**	**Тукенов Руслан Каримович**
	подпись	Фамилия,имя,отчество (отчество при наличии)

Место выдачи: Актау Г.А.

Дата выдачи: 30.04.2020 г.

Заключение государственной экологической экспертизы нормативов эмиссий по ингредиентам (веществам) на проекты нормативов эмиссий в окружающую среду, разделы ОВОС, проектов реконструкции или вновь строящихся объектов предприятий

№ п/п	Наименование заключение государственной экологической экспспертизы.	Номер и дата выдачи заключения государственной экологической экспертизы
Выбросы		
1	Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Фаза XIV. Ступень 2. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 51 скважина. Дороги и площадки. Манифольдные станции МС -12/3, МС-NB23/10. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение"	Номер: R01-0035/20 Дата: 30.04.2020
Сбросы		
Размещение отходов производства и потребления		
Размещение серы		

Приложение 2 к разрешению на эмиссии в окружающую среду

Условия природопользования

1. Соблюдать нормативы эмиссий, установленные выданным разрешением Департамента экологии по Мангистауской области.
2. Природоохранные мероприятия, предусмотренные Планом мероприятий по охране окружающей среды на период действия разрешения, реализовать в полном объеме и в установленные сроки. Отчет предоставлять ежеквартально до 10-го числа следующего месяца за отчетным кварталом.
3. Обеспечить реализацию условий программы производственного экологического контроля и мониторинга, и представлять отчет об их выполнении ежеквартально.
4. Отчеты по разрешенным и фактическим эмиссиям в окружающую среду предоставлять в Департамент экологии по Мангистауской области ежеквартально до 10-го числа следующего месяца за отчетным кварталом.
5. Систематическое нарушение природоохранного законодательства, а также нарушение природопользователем условий природопользования, повлекшего значительный ущерб окружающей среде и (или) здоровью населения является основанием для приостановки и лишения данного разрешения.