«XIV кезең. 1-саты. Өнеркәсіптік қазба кезінде Солтүстік Бозашы кен орнын жайластыру. 51-ұңғыма. Жолдар мен алаңдар. MC-GS2/6, MC-GS9/1, MC-31/4, MC-NB23/8, MC-NB23/9 манифольд станциялары. Сұйық шығатын және өндіріс ішіндегі құбырлар. Электрмен қамтамасыз ету» (сметалық құжаттамасыз)»
жұмыс жобасы бойынша

24.06.2019 ж. № 15-0127/19
(оң)

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«Buzachi Operating Ltd» компаниясының филиалы

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«Инженерный центр» ЖШС

Ақтау қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«XIV кезең. 1-саты. Өнеркәсіптік қазба кезінде Солтүстік Бозашы кен орнын жайластыру. 51-ұңғыма. Жолдар мен алаңдар. MC-GS2/6, MC-GS9/1, MC-31/4, MC-NB23/8, MC-NB23/9 манифольд станциялары. Сұйық шығатын 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

№ 15-0127/19 от 24.06.2019 г.
(положительное)

по рабочему проекту
«Фаза XIV. Ступень 1. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 51 скважина. Дороги и площадки. Манифольдные станции MC-GS2/6, MC-GS9/1, MC-31/4, MC-NB23/8, MC-NB23/9. 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 1. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 51 скважина. Дороги и площадки. Манифольдные станции MC-GS2/6, MC-GS9/1, MC-31/4, MC-NB23/8, MC-NB23/9. 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 1. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 51 скважина. Дороги и площадки. Манифольдные станции MC-GS2/6, MC-GS9/1, MC-31/4, MC-NB23/8, MC-NB23/9. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение» (без сметной документации)».**

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором от 01 апреля 2019 года №01-0515.

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 заместителем руководителя ГУ «Тупкараганский районный отдел земельных отношений, архитектуры и градостроительства» от 19 сентября 2018 года №KZ85VUA00050541;

отчет по инженерно-геологическим изысканиям и топографическая съемка в масштабе 1:1000 составлены ТОО «Geo-Lab» в 2018 году (арх. №52), (Государственная лицензия от 14 октября 2015 года №15018368, выданная ГУ «Управление государственного архитектурно-строительного контроля Мангистауской области);

письмо Филиала компании «Buzachi Operating Ltd» от 06 марта 2019 года №02-302-08.3 о рассмотрении рабочего проекта без сметной документации и о планировании строительства объекта в первом квартале 2020 года.

Технические условия:

Филиал компании «Buzachi Operating Ltd» от 27 августа 2018 года №02-1269-06 на электроснабжение и от 28 июля 2018 года на подключение монифольдных станций.

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций

РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Мангистауской области» - письмо о согласовании рабочего проекта в части мер промышленной безопасности от 16 января 2019 года №KZ65VQR00013636.

Филиал компании «Buzachi Operating Ltd» - письмо о согласовании рабочего проекта от 06 марта 2019 года №02-302-08.3.

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу

Том I. 2018/248/00/S-14/1-00 – 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 в 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 19^0С;
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 «Geo-Lab» в 2018 году (арх. №52).

По инженерно-геологическим признакам на глубину до 6 м выделены 4 инженерно-геологических элемента (далее – ИГЭ) сверху вниз:

ИГЭ-1 – супесь коричневая, твердой консистенции, просадочная. Мощность составляет от 0,3 м до 1,5 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – 1, начальное просадочное давление 0,025-0,090 МПа; плотность грунта 1,84 г/см^3; удельное сцепление 23 кПа; угол внутреннего трения 22^0; модуль деформации 6,5 МПа (в водонасыщенном состоянии).

ИГЭ-2 – супесь коричневая, пластичная. Мощность составляет от 0,3 м до 5,7 м.

Нормативные характеристики грунта: плотность грунта 2,07 г/см^3; удельное сцепление 23 кПа; угол внутреннего трения 22^0; модуль деформации 12,9 МПа (в естественном состоянии).

ИГЭ-3 – суглинок коричневый, тугопластичный, с прослойками песка до 30%. Мощность составляет от 1,1 м до 4,5 м.

Нормативные характеристики грунта: плотность грунта 2,17 г/см^3; удельное сцепление 25 кПа; угол внутреннего трения 22^0; модуль деформации 7,2 МПа (в водонасыщенном состоянии).

ИГЭ-4 – глина серая, от твердой до полутвердой консистенции. Мощность составляет от 0,5 м до 5,4 м.

Нормативные характеристики грунта: плотность грунта 2,04 г/см^3; удельное сцепление 48 кПа; угол внутреннего трения 19^0; модуль деформации 3,7 МПа (в водонасыщенном состоянии).

Грунтовые воды на изученной территории обнаружены на глубине 0,5-1,8 м.

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

Грунты от слабо- до сильнозасоленных, засоление - хлоридное, сульфатно-хлоридное. Суммарное содержание легкорастворимых солей 1,449-5,819%.

По содержанию сульфатов грунты – от среднеагрессивных до сильноагрессивных к бетонам на портландцементе и от неагрессивных до сильноагрессивных 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 1:1000 на основе топографических съемок, выполненных ТОО «Geo-Lab» в 2018 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 524, NB 5162, NB 5160, NB 5145, NB 5133, NB 5106, NB 11057, NB 11082, NB 414, NB 418A-1, NB 402, NB 51-1, NB 3-10, NB 401-1, NB 681-1, NB 14030, NB 936, NB 1035-1, NB 224-1, NB 938, NB 941, NB 1028-2, NB 1053-2, NB 1038-1, NB 11096-1, NB 5105, NB 506, NB 5163, NB 11081, NB 11083, NB 11091, NB 11085, NB 11087, NB 11089, NB 14011-3, NB 227, NB 319-3, NB 254-3, NB 649-3, NB 316-3, NB 4057-3, NB 904-3, NB 905-3, NB 909-3, NB 10447, NB 1059-3, NB 5120, с размерами в плане 89х54 м;

для скважин NB 241, NB 675, NB 922, NB 541 по рабочему проекту не предусмотрено строительство грунтовых площадок. Для данных скважин используется существующие грунтовые площадки;

строительство грунтовых площадок для 5 манифольдных станции: MC-GS2/6, MC-GS9/1, MC-31/4, MC-NB23/8, MC-NB23/9 с размерами в плане 26х15 м;

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

обустройство устьев 26 добывающих скважин: NB 524, NB 5162, NB 5160, NB 5145, NB 5133, NB 5106, NB 11057, NB 11082, NB 414, NB 418A-1, NB 402, NB 51-1, NB 3-10, NB 401-1, NB 681-1, NB 675, NB 14030, NB 936, NB 1035-1, NB 224-1, NB 938, NB 941, NB 1028-2, NB 1053-2, NB 1038-1, NB 11096-1;

обустройство устьев 25 водонагнетательных скважин: NB 5105, NB 506, NB 5163, NB 11081, NB 11083, NB 11091, NB 11085, NB 11087, NB 11089, NB 14011-3, NB 227, NB 319-3, NB 241, NB 254-3, NB 649-3, NB 922, NB 316-3, NB 4057-3, NB 904-3, NB 905-3, NB 909-3, NB 10447, NB 1059-3, NB 5120, NB 541;

перевод 10 добывающих скважин на водонагнетательные: NB555, NB6600-3H, NB58, NB10242-1H, NB10217-2H, NB 513, NB 1012-1, NB458, NB5190, NB5230;

манифольдные станции: МС-GS2/6, МС-GS9/1, МС-31/4, МС-NB23/8, МС-NB23/9;

модернизация существующих манифольдных станций: МС-NB23/5, МС-GS2/5, МС-23/4, МС-21/6, МС-GS10/1, МС-NB23/7, МС-NB23/2, МС-GS2/4, МС- 14, МС-GS7/3, МС CPF/1, МС-GS6/3, МС-13/6, МС-GS12/2, МС-22/2, МС-NB23/3, МС-22/1, МС-23/1, МС-GS2/3, манифольд на ЗУ-9, МС-23/2, МС-31/1, ГЗУ-31;

выкидные линии от 26 проектируемых добывающих скважин до существующих и проектируемых манифольдов;

нагнетательные линии от существующих и проектируемых манифольдов до 25 проектируемых водонагнетательных скважин;

внутрипромысловые трубопроводы системы поддержания пластового давления (далее - ППД) от существующих узлов ППД до проектируемых манифольдных станций МС-GS2/6, МС-GS9/1, МС-31/4, МС-NB23/8, МС-NB23/9;

внутрипромысловые нефтегазопроводы от проектируемых манифольдных станций МС-GS2/6, МС-GS9/1, МС-31/4, МС-NB23/8, МС-NB23/9 до существующих манифольдов с подключением к существующей системе нефтесбора;

модернизация существующих узлов поддержания пластового давления (УЗЕЛ I, УЗЕЛ II, УЗЕЛ №40).

На площадках добывающих скважин размещены:

защитное ограждение устья скважин;

молниеотвод;

стойка под шкаф управления (при эксплуатации УШВН);

фундамент станка-качалки (при эксплуатации УШГН);

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

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	24,0347
2	Площадь застройки	$м^2$	3214,6
3	Коэффициент застройки		1,33

6.2.2 Автомобильные дороги

План подъездных автодорог

Автодорога запроектирована по СН РК 3.03-22-2013* «Промышленный транспорт» и предназначена для обслуживания скважин, трубопроводов, для проезда пожарных, ремонтных и аварийных машин, с интенсивностью движения менее 25 единиц в сутки.

Подъездная автодорога по своему назначению отнесена к внутренним автомобильным дорогам IV-категории.

Плановое размещение автодорог определено заданием на проектирование. Состоит из 36 подъездов к площадкам:

подъездная автодорога к площадке скважины NB4057 протяженностью – 28,15 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB14030 протяженностью – 479,61 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB418A-1 протяженностью – 143,17 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB402 протяженностью – 79,67 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB414 протяженностью – 113,57 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB319-3 протяженностью – 31,35 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB316-3 протяженностью – 31,31 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB254-3 протяженностью – 140,87 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB11083 протяженностью – 184,0 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB216 протяженностью – 1102,58 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB227 протяженностью – 308,54 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB524 протяженностью – 101,08 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB506 протяженностью – 405,04 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB5160 протяженностью – 126,13 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB5145 протяженностью – 111,53 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB5133 протяженностью – 206,07 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB5105 протяженностью – 94,95 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB5106 протяженностью – 50,0 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB5120 протяженностью – 467,63 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB5162 протяженностью – 114,1 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB5163 протяженностью – 112,06 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB649-3 протяженностью – 46,74 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB681-1протяженностью – 95,18 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB3-10 протяженностью – 98,88 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB1053-2 протяженностью – 56,23 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB11085 протяженностью – 67,37 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB11087 протяженностью – 73,14 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB10447 протяженностью – 490,0 м;

подъездная автодорога к площадке скважины NB905-3 протяженностью – 39,65 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB909-3 протяженностью – 169,6 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB941 протяженностью – 129,36 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB904-3 протяженностью – 42,3 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB938 протяженностью – 79,0 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB11096 протяженностью – 210,13 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB11091 протяженностью – 74,54 м;
подъездная автодорога к площадке скважины NB11057 протяженностью – 113,74 м.
Общая длина подъездов к площадкам – 6217,27 м.

Продольный профиль

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

Земляное полотно запроектировано в насыпи.

Ширина земляного полотна межплощадочной дороги – 5,5 м. Ширина проезжей части 3,5 м, обочин – 1,0 м. Заложение откосов принято 1:3.

Укрепление откосов предусмотрено ПГС высотой 0,1 м. Поперечный уклон земляного полотна – 50‰.

Грунт земляного полотна – песок пылеватый. Требуемый коэффициент уплотнения составляет 0,95.

В местах перехода трубопровода под дорогой, предусмотрена укладка дорожных плит на песчано-гравийной основе.

Дорожная одежда

Согласно категории дорог и их назначения (СН РК 3.03-22-2013, СН РК 3.03-101-2013) дорожная одежда в рабочем проекте принята переходного типа из песчано-гравийной смеси С2 серповидного профиля, толщиной по оси 20 см.

Поперечный профиль принят двухскатным.

Примыкания и пересечения в одном уровне

Примыкания запроектированы по типовому проекту 503-0-51.89 «Пересечения и примыкания дорог в одном уровне». Закругление кромок осуществляется по круговой кривой радиусом 30 м, к площадкам скважин радиусом 20 м. Конструкция дорожной одежды в пределах кривой принята по типу основной дороги. На пересечениях и примыканиях расчетную скорость движения транспортных средств следует уменьшать до 15 км/час.

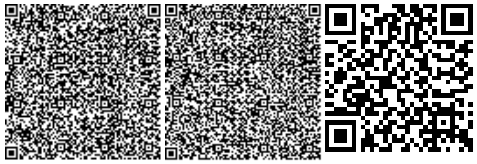
Обустройство дорог

В рабочем проекте предусмотрены мероприятия по обеспечению организации и безопасности движения автомобилей. Обстановка дорог предусматривает расстановку дорожных знаков и сигнальных столбиков.

Дорожные знаки запроектированы по СТ РК 1125-2002 «Знаки дорожные, технические условия». Расстановка знаков выполнена в соответствии с СТ РК 1412-2017.

Дорожные знаки приняты на самостоятельных опорах и установлены на присыпных бермах.

Расстановка сигнальных столбиков на примыканиях выполнена в соответствии со СН РК 3.03-101-2013.



Основные технические показатели:

число полос движения	- 1;
ширина проезжей части	- 3,5 м;
ширина обочин	- 1,0 м;
ширина земляного полотна	- 5,5 м;
поперечный уклон проезжей части	- 50‰;
поперечный уклон обочин	- 50‰;
крутизна откосов насыпи	- 1:3;
расчетная скорость движения	- 30 км/час;
общая протяженность подъездов к площадкам	- 6217,27 м.

6.2.3 Технологические решения

Добыча и транспорт продукции скважин

Добыча нефти от 26 добывающих скважин представлена в таблице №2.

Таблица №2

Показатели	Единица измерения	Количество
Добыча нефти	т/год	64 532
Добыча жидкости	т/год	304 958
Добыча газа	м³/год	2 755 516
Фонд добывающих скважин:	скв.	26

Добыча нефти от 25 водонагнетательных скважин на период отработки как добывающие скважины представлена в таблице №3.

таблица №3

Показатели	Единица измерения	Количество
Добыча нефти	т/год	59386
Добыча жидкости	т/год	246594
Добыча газа	м³/год	2535782
Фонд добывающих скважин:	скв.	25

Технологические параметры добычи нефти представлены в таблице №4.

Таблица №4

Наименование параметров	Единица измерения	Показатель
Дебит нефти	т/сут	3,0÷7,4
Дебит жидкости	м³/сут	4,0÷70,5
Обводненность	%	20,0÷90,0
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	0,8÷95
Содержание серы	% вес	2,08

Рабочим проектом предусматривается:

обустройство устьев 26 добывающих скважин;

строительство манифольдных станций МС-GS2/6, МС-GS9/1, МС-31/4, МС-NB23/8, МС-NB23/9;

модернизация существующих манифольдных станций;

строительство выкидных линий от 26 проектируемых добывающих скважин до проектируемых и существующих манифольдов;

строительство внутрипромысловых нефтегазопроводов от проектируемых манифольдных станций МС-GS2/6, МС-GS9/1, МС-31/4, МС-NB23/8, МС-NB23/9, до существующих манифольдов с подключением к существующей системе нефтесбора

Обустройство устьев 26 добывающих скважин

На проектируемых скважинах месторождения Северные Бузачи приняты 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.

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. Выбор типа счетчика жидкости также определяет Заказчик самостоятельно после периода исследования или во время эксплуатации скважин по точному дебиту жидкости.

Устья 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, блоков 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 26 добывающих скважин.

Индивидуальный счетчик жидкости будет установлен на 5 добывающих скважинах (№№NB 418A-1, NB 3-10, NB 675, NB 224-1, NB 11096-1), предусмотренных рабочим проектом, а также на 4 водонагнетательных скважинах (№№NB 241, NB 254-3, NB 922, NB 541) на период их отработки на нефть. На остальных добывающих скважинах замер жидкости будет производиться счетчиками замера жидкости «Циклон», предусмотренных на проектируемых и существующих МС или ЗВУ.

Трубопроводы для обустройства надземной части были приняты из стали. Подземная часть предусмотрена из стекловолоконных труб диаметром 3” (Ду 80 мм) со следующими техническими параметрами: Ру 1000 PSI (6,89 МПа) при рабочей температуре жидкости 65,6ºС, Ру 850 PSI (5,86 МПа) при рабочей температуре жидкости 93,3ºС, тип соединения резьбовой 8RD.

Обвязочные трубопроводы 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 выполняются согласно СП РК 3.05-103-2014.

Изготовление, монтаж и испытание трубопроводов производится 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.

После получения удовлетворительных результатов контроля сварных швов трубопроводы на площадках подвергаются гидравлическому испытанию одновременно на прочность и герметичность на единое испытательное давление Рисп. = 3,2 МПа в течение 5 мин, после чего его снижают до рабочего.

Все надземные участки трубопровода окрашиваются современными композитными материалами «Изоллат» или аналогичными материалами по составу, выполняющими антикоррозионную функцию и защиту от теплопотерь.

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

Наружная поверхность винтового насоса окрашивается в желтый сигнальный цвет.

Наружная поверхность станка качалки: головки балансира, шатун, кривошип, колпак шкива, электродвигатель окрашиваются в красный сигнальный цвет; балансир, редуктор окрашиваются в желтый сигнальный цвет.

Участки трубопроводов окрашиваются опознавательной краской, коричневым цветом.

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.

Штурвалы или рукоятки запорных арматур окрашиваются в красный сигнальный цвет.

Окраска наружных трубопроводов производится эпоксидными эмалями, наиболее стойкими к атмосферным условиям и воздействию агрессивных сред.

Строительство манифольдных станций MC-GS2/6, MC-GS9/1, MC-31/4, MC-NB23/8, MC-NB23/9

Проектируемые манифольдные станции предназначены для сбора продукции подключаемых проектируемых скважин.

Рабочим проектом предусматриваются 5 проектируемых манифольдных станций MC-GS2/6, MC-GS9/1, MC-31/4, MC-NB23/8, MC-NB23/9 на усмотрение Заказчика 2 вариантов:

проектируемые сборные с установкой счетчика замера жидкости типа «Циклон»;

блочные Заводского исполнения с Замерной установкой, предназначены для сбора продукции подключаемых проектируемых скважин.

Для MC-31/4 предусмотрен манифольд заводского изготовления с Замерной установкой.

На манифольд MC-GS2/6 (сборный или блочный) подключаются 2 проектируемые скважины (NB 11057, NB 11091). Площадка манифольдной станции расположена с южной стороны проектируемой площадки скважины NB 11091.

На манифольд MC-GS9/1 (сборный или блочный) подключаются 5 проектируемых скважин (NB 938, NB 941, NB 904-3, NB 905-3, NB 909-3). Площадка манифольдной станции расположена с южной стороны существующей площадки скважины NB 927.

На манифольд MC-31/4 (блочный) подключаются 2 проектируемые скважины (NB 4057-3, NB 14030). Площадка манифольдной станции расположена с восточной стороны проектируемой площадки NB 14030.

На манифольд MC-NB23/8 (сборный или блочный) подключаются 6 проектируемых скважин (NB 5105, NB 5145, NB 5133, NB 5106, NB 414, NB 5120). Площадка манифольдной станции расположена с южной стороны существующей площадки скважины NB 5120.

На манифольд MC-NB23/9 (сборный или блочный) подключаются 6 проектируемых скважин (NB 524, NB 541 NB 5162, NB 5160, NB 506, NB 5163). Площадка манифольдной станции расположена с северной стороны существующей площадки скважины NB 523.

Вариант – 1

Манифольдная станция включает 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” (диаметр 219,9 мм) и тестово-дренажный манифольд 3” (диметр 88,9 мм), откуда направляется на весоизмерительный сепаратор, далее нефтегазовая эмульсия возвращается к эксплуатационному манифольду. В рабочей ситуации продукция нетестируемых скважин поступает на эксплуатационный манифольд 8” (диаметр 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 диаметром 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 (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, поступающий по дренажному коллектору, производится в специальные переносные емкости или откачивается автоцистерной.

На проектируемых манифольдных станциях технологические трубопроводы прокладываются надземно.

В соответствии с СН 527-80 табл. 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 и эксплуатационный - к трубопроводам группы Б(б) категории III;

трубопроводы пластовой воды - к трубопроводам группы В категории III;

дренажные трубопроводы - к трубопроводам группы Б(б) категории IV.

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

Все, закладываемые в рабочем проекте фитинги трубопроводов, фланцы, заглушки и крепежные изделия по требованию заказчика соответствуют стандартам ASME.

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

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

Окраска и маркировка надземных трубопроводов выполняется в соответствии с требованиями ГОСТ 14202-69 и СТП 04-2013 BOLtd.

Модернизация существующих манифольдных станций

Рабочим проектом предусматривается модернизация существующих манифольдной станций МС-NB23/5, МС-GS2/5, МС-23/4, МС-21/6, МС-GS10/1, МС-NB23/7, МС-NB23/2, МС-GS2/4, МС- 14, МС-GS7/3, МС CPF/1, МС-GS6/3, МС-13/6, МС-GS12/2, МС-22/2, МС-NB23/3, МС-22/1, МС-23/1, МС-GS2/3, манифольд на ЗУ-9, МС-23/2, МС-31/1, ГЗУ-31 с учетом подключения проектируемых скважин трубопроводов, трубопроводов системы ППД и нефтегазопроводов.

На манифольд МС-NB23/5 подключаются 5 добывающих скважин (NB11081, NB11083, NB11082, NB 11085, NB 227).

На манифольд МС-GS2/5 подключаются 2 скважины (NB 11087, NB 11089).

На манифольд МС-23/4 подключается 1 скважина (NB 418A-1).

На манифольд ГЗУ-31 подключаются 3 скважины (NB 402, NB 14011-3, NB 401-1).

На манифольд МС-21/6 подключаются 2 скважины (NB 51-1, NB 1053-2).

На манифольд МС-GS10/1 подключается 1 скважина (NB 3-10).

На манифольд МС-NB23/7 подключаются 2 скважины (NB 319-3, NB 316-3).

На манифольд МС-NB23/2 подключается 1 скважина (NB241).

На манифольд МС-GS2/4 подключается 1 скважина (NB254-3).
На манифольд МС-14 подключается 1 скважина (NB 681-1).
На манифольд МС-GS7/3 подключается 1 скважина (NB 675).
На манифольд МС-CPF/1 подключается 1 скважина (NB 649-3).
На манифольд МС-GS6/3 подключаются 2 скважины (NB 922, NB 11096-1).
На манифольд МС-13/6 подключается 1 скважина (NB 936).
На манифольд МС-GS12/2 подключаются 2 скважины (NB 1035-1, NB 1059-3).
На манифольд МС-NB23/3 подключается 1 скважина (NB 224-1).
На манифольд МС-22/2 подключаются 2 скважины (NB 1028-2, NB 1038-1).
На манифольд МС-22/1 подключается 1 скважина (NB 10447).

На существующем манифольде МС-23/1 предусмотрено подключение нефтегазопровода (далее – НГ) диаметром 200 мм от проектируемых манифольдов МС-NB23/8 и МС-NB23/9.

На манифольд МС-GS2/3 предусмотрено подключение НГ диаметром 200 мм от МС-GS2/6.

На существующем манифольде ЗУ-9 предусмотрено подключение НГ диаметром 200 мм от проектируемого манифольда МС-GS9/1.

На манифольде МС-23/2 предусмотрено подключение НГ диаметром 200 мм от проектируемого манифольда МС-31/4.

На манифольде МС-31/1 предусмотрено подключение трубопровода диаметром 150 мм до проектируемого манифольда МС-31/4.

Все участки трубопроводов, выполненные в надземном исполнении, покрываются антикоррозионным покрытием и теплоизолируются. Покровный слой тепловой изоляции – листы из оцинкованной стали.

Строительство выкидных линии от 26 проектируемых добывающих скважин до проектируемых и существующих манифольдов

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 стекловолокнистых труб диаметрами 3” (80 мм) со следующими техническими параметрами: давлением 1000 PSI (6,89 МПа) при рабочей температуре жидкости 65,6ºС, давлением 850 PSI (5,86 МПа) при рабочей температуре жидкости 93,3ºС, тип соединения резьбовой 8RD.

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 51-2.38-85 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 и условный диаметр представлены в таблице №6.

Таблица №6

№ п/п	№ скважины	Диаметр (условный), мм	Протяженность, м	№ п/п	№ скважины	Диаметр (условный), мм	Протяженность, м
1.	NB 524	80	324	14.	NB 401-1	80	1111
2.	NB 5162	80	776	15.	NB 681-1	80	694
3.	NB 5160	80	1135	16.	NB 675	80	493
4.	NB 5145	80	891	17.	NB 14030	80	95
5.	NB 5133	80	421	18	NB 936	80	368
6.	NB 5106	80	826	19.	NB1035	80	889
7.	NB 11057	80	685	20.	NB 224-1	80	1164
8.	NB11082	80	506	21.	NB938	80	724
9.	NB 418A	80	2033	22.	NB 941	80	963
10.	NB 418A-1	80	516	23.	NB 1028-2	80	632
11.	NB402	80	1039	24.	NB 1053	80	304
12.	NB 51-1	80	932	25.	NB 103-1	80	665
13.	NB 3-10	80	553	26.	NB 11096 -1	80	1178

Общая протяженность выкидных линий – 19917 м.

Для скважин NB250, NB252 и NB459 выкидные линии не требуются, они построены по ранним рабочим проектам.

При подходе на манифольде все надземные участки трубопроводов покрываются антикоррозийным покрытием и теплоизолируются.

Пересечение внутрипромыслового трубопровода под автомобильной дорогой выполняются в защитном кожухе (футляре).

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

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

на расстоянии не более 1 км друг от друга;

на углах поворота в горизонтальной плоскости;

в местах подхода к площадкам.

Подземная прокладка трубопроводов выполнена 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».

В напорном трубопроводе от воздействия рабочего давления и гидравлического удара (волны давления) возникают неуравновешенные силы давления в отводах, переходах, тройниках, поворотах, расширениях и других изменениях в линейном направлении. Для предотвращения разъема соединений необходимо использовать мешки с песком в соответствии с инструкцией по прокладке трубопроводов завода изготовителя.

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

Выкидные линии из стекловолокнистых труб испытывают на прочность и герметичность с давлением как у нагнетательных линий, в связи с тем, что добывающие скважины в будущем могут быть переведены под нагнетание.

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

Строительство внутрипромысловых нефтегазопроводов

Проектируемые внутрипромысловые нефтегазопроводы от проектируемых манифольдных станций МС-GS2/6, МС-GS9/1, МС-31/4, МС-NB23/8, МС-NB23/9 до существующих манифольдов с подключением к существующей системе нефтесбора, предназначены для транспортировки нефтегазовой жидкости на ЗУ/УПСВ далее на ЦППН.

В рабочем проекте запроектировано строительство внутрипромысловых нефтегазопроводов:

от манифольдной станции МС- GS2/6 до манифольда МС-GS2/3, с протяженностью 1047 м, условным диаметром 200 мм (8”);

от манифольдной станции МС-GS9/1 до манифольда ЗУ-9, с протяженностью 1462 м, условным диаметром 200 мм (8”);

от манифольдной станции МС-31/4 до манифольда МС-23/2, с протяженностью 2396 м, условным диаметром 200 мм (8”);

от манифольдной станции МС-NB23/8 до манифольда МС-23/1, с протяженностью 2233 м условным диаметром 200 мм (8”);

от манифольдной станции МС-NB23/9 до манифольда МС-23/1, с протяженностью 643 м условным диаметром 200 мм (8”);

общая протяженность внутрипромысловых нефтегазопроводов условным диаметром 200 мм (8”) - 7781 м.

Внутрипромысловые нефтегазопроводы выполнены в подземном исполнении из стекловолоконных труб условными диаметрами 200 мм (8”) со следующими техническими параметрами: давлением 750 PSI (5,17 МПа) при рабочей температуре жидкости 65,6ºС, давление 650 PSI (4,48 МПа) при рабочей температуре жидкости 93,3ºС, тип соединения резьбовой 8RD.

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 внутприпромысловых трубопроводов под автомобильными дорогами выполняются в защитном кожухе (футляре).

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

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

на расстоянии не более 1 км друг от друга;

на углах поворота в горизонтальной плоскости;

в местах подхода к площадкам.

Подземная прокладка трубопроводов выполнена 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».

В напорном трубопроводе от воздействия рабочего давления и гидравлического удара (волны давления) возникают неуравновешенные силы давления в отводах, переходах, тройниках, поворотах, расширениях и других изменениях в линейном направлении. Для предотвращения разъема соединений используются мешки с песком в соответствии с инструкцией по прокладке трубопроводов завода изготовителя.

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

Поддержание пластового давления

Технико-экономические показатели заводнения пластов представлены в таблице №7.

Таблица №7

Показатели	Единица измерения	Количество
Средний расход пластовой воды на скважину	$м^3$/год	141,9
Давление на устье скважины	МПа	5,5
Температура на устье скважины	^{0}С	90
Количество нагнетательных скважин,	шт.	25
Количество переводимых добывающих скважин на водонагнетательные	шт.	10

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

Состав сооружений:

обустройство устьев 25 водонагнетательных скважин: NB 5105, NB 506, NB 5163, NB 11081, NB 11083, NB 11091, NB 11085, NB 11087, NB 11089, NB 14011-3, NB 227, NB 319-3, NB 241, NB 254-3, NB 649-3, NB 922, NB 316-3, NB 4057-3, NB 904-3, NB 905-3, NB 909-3, NB 10447, NB 1059-3, NB 5120, NB 541;

перевод 10 добывающих скважин на водонагнетательные: NB555, NB6600-3H, NB58, NB10242-1H, NB10217-2H, NB 513, NB 1012-1, NB458, NB5190, NB5230;

нагнетательные линии для проектируемых водонагнетательных скважин;

внутрипромысловые трубопроводы системы ППД от существующих узлов ППД до проектируемых манифольдных станций МС-GS2/6, МС-GS9/1, МС-31/4, МС-NB23/8, МС-NB23/9;

модернизация существующих узлов поддержания пластового давления (Узел I, Узел II, Узел №40).

Обустройство устьев водонагнетательных скважин

Устья 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, блоками для крепления якоря оттяжек.

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, счетчика расхода жидкости и обвязочных трубопроводов.

Рабочим проектом предусмотрена установка по месту следующих показывающих приборов контроля:

манометр;

термометр;

счетчик расхода жидкости.

Всего обустраивается 25 водонагнетательных скважин.

Трубопроводы для обустройства надземной части были приняты из стали. Подземная часть предусмотрена из стекловолоконных труб диаметром 3” (80 мм) со следующими техническими параметрами: давлением 1000 PSI (6,89 МПа) при рабочей температуре жидкости 65,6ºС, давлением 850 PSI (5,86 МПа) при рабочей температуре жидкости 93,3ºС, тип соединения резьбовой 8RD.

Обвязочные трубопроводы согласно СН 527-80 относятся к III категории, группы В.

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.

После получения удовлетворительных результатов контроля сварных швов трубопроводы пластовой воды на площадках подвергаются гидравлическому испытанию одновременно на прочность и герметичность на единое испытательное давление Рисп. =1,25*Рраб=6,87 МПа, в течение 12 ч.

Все надземные участки трубопровода окрашиваются современными композитными материалами «Изоллат» или аналогичными материалами по составу, выполняющие антикоррозионную функцию и защиту от теплопотерь.

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

Участки трубопроводов окрашиваются опознавательной краской зеленым цветом. Ширину участков опознавательной окраски принять равной 4 диаметрам.

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

Перевод существующих добывающих скважин на водонагнетательные

Рабочим проектом предусматривается перевод 10 добывающих скважин: NB555, NB6600-3H, NB58, NB10242-1H, NB10217-2H, NB 513, NB 1012-1, NB458, NB5190, NB5230 на водонагнетательные.

По рабочему проекту не предусмотрена прокладка нагнетательных линии и модернизация манифольдов ППД.

При переводе добывающих скважин на водонагнетательные, надземная часть трубопроводов обвязки устья добывающей скважины полностью демонтируется и затем монтируется согласно по схеме водонагнетательной скважины. Обустройство устья водонагнетательных скважин включает установку запорной арматуры, обратного клапана, регулируемого дроссельного клапана, счетчика расхода жидкости и обвязочных трубопроводов. Рабочим проектом предусмотрена установка по месту следующих показывающих приборов контроля:

манометр;

термометр;

счетчик расхода жидкости.

Рабочее давление на устье водонагнетательных скважин составляет 5,5 МПа.

Трубы для обустройства скважин приняты из стали диаметром 88,9х7,6 мм (3”), 60,3х5,5 мм (2”) с подземной и надземной укладкой.

Восстановление приемистости нагнетательной 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.

Нагнетательные линии водонагнетательных скважин

Нагнетательные линии предназначены для транспортировки горячей 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: давление 1000 PSI (6,89 МПа) при рабочей температуре жидкости 65,6ºС; давление 850 PSI (5,86 МПа) при рабочей температуре жидкости 93,3ºС; тип соединения резьбовой 8RD.

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 и 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 5105	80	907	14.	NB 254-3	80	212
2.	NB 506	80	793	15.	NB 649-3	80	531
3.	NB 5163	80	1050	16.	NB 922	80	975
4.	NB 11081	80	291	17.	NB 316-3	80	184
5.	NB 11083	80	669	18	NB 4057-3	80	795
6.	NB 11091	80	182	19.	NB 904-3	80	522
7.	NB 11057	80	685	20.	NB 224-1	80	1164
8.	NB 11087	80	406	21.	NB 909-3	80	937
9.	NB 11089	80	701	22.	NB 10447	80	1257
10.	NB 14011-3	80	1583	23.	NB 1059-3	80	539

окончание таблицы №8

11.	NB 227	80	1353	24.	NB 5120	80	154
12.	NB 319-3	80	913	25.	NB 541	80	802
13.	NB 241	80	Существующ.				

Общая протяженность нагнетательных линий – 17637 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 использование грузов (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).

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

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

Модернизация существующих узлов поддержания пластового давления (Узел I, Узел II, Узел №40)

Рабочим проектом предусматривается модернизация существующих узлов поддержания пластового давления (Узел I, Узел II, Узел №40) для подключения внутрипромысловых трубопроводов ППД для проектируемых манифольдных станций МС-GS2/6, МС-GS9/1, МС-NB23/8, МС-NB23/9.

На Узел I в районе МС-GS2/3 подключается трубопровод ППД диаметром 150 мм, а также предусмотрено одно резервное подключение.

На Узел II в V блоке подключаются трубопроводы ППД диаметрами 150 мм и 200 мм, а также предусмотрено два резервных подключения. На данном узле предусмотрена общая (как для существующего, так и для проектируемой части) ж/б площадка.

На узле №40 подключается трубопровод ППД диаметром 150 мм, а также предусмотрено два резервных подключения. Существующий Узел №40 вынесен из подземного колодца и выполнен в надземном исполнении на железобетонной площадке.

На площадках узлов подключения предусмотрены запорные арматуры диаметрами 200 мм (8”), 150 мм (6”) ANSI 600, предназначенные для отключения соответствующих участков водопроводов в случае возникновения аварийной ситуации или ремонта, а также для будущих подключений. Расположение арматуры - надземное.

Переход стекловолоконных трубопроводов на стальные осуществляется с помощью фланцевых адаптеров. Фланцевые соединения предусмотрены надземно на площадках узлов.

Обвязочные трубопроводы на площадке узлов согласно СН 527-80 относятся к III категории, группы В. Трубы для обвязки выбраны бесшовные стальные трубы диаметрами

6”, 8” (168 мм, 219 мм) по стандартам API 5L выполненные из стали марки ASTM A-106-96 тип А.

Все участки, выполненные в надземном исполнении, покрываются антикоррозионным покрытием и теплоизолируются. Покровный слой тепловой изоляции – листы из оцинкованной стали.

Все, закладываемые в рабочем проекте фитинги трубопроводов, фланцы, заглушки и крепежные изделия по требованию заказчика соответствуют стандартам ASME.

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.

Изготовление, монтаж и испытание трубопроводов производится в соответствии с «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года №355 и СП РК 3.05-103-2014, СН 527-80, ВНТП 3-85.

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

Цвет маркировочных надписей: «Вода пластовая» наносимых на трубопроводы и стрелки, указывающие направление потока - должны быть черным на белом рядом с синим участком. Цвет предупредительных колец должен быть красным, количество предупредительных колец – одно. Штурвалы или рукоятки запорных арматур окрашиваются в красный сигнальный цвет.

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

Основные технические показатели:

количество подключаемых новых скважин – 51 шт.;
общая протяженность выкидных линий – 19917,0 м;
общая протяженность внутрипромысловых нефтегазопроводов – 7781,0 м.
количество водонагнетательных скважин – 25 шт.;
общая протяженность нагнетательных линий – 17637,0 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;
молниеотвод;
стойка под шкаф управления (при эксплуатации УШВН);
фундамент станка-качалки (при эксплуатации УШГН);
фундамент под станцию управления и повышающий трансформатор (при эксплуатации УЭВН и УЭЦН);
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-NB23/4, МС-GS12/2, МС-12/2

Рабочим проектом предусмотрено строительство площадок манифольдов МС-NB23/5, МС-GS12/3 и МС-12/2в двух вариантах: блочные заводского изготовления и проектируемые сборные.

Площадки СКЖ «Циклон» для манифольдных станций МС-NB23/4, МС-GS12/2 и МС-12/2

Площадка запроектирована квадратной формы в плане с габаритными размерами в осях 4,0х4,0 м.

Модернизация существующих манифольдных станций

Рабочим проектом предусмотрена модернизация существующих площадок манифольдных станций МС-21/6, МС-NB23/1, МС-12, МС-15/3.

Расширение существующих площадок манифольда предусмотрено на: МС-21/6, МС-23/1, МС-15/3.

На площадке МС-21/6 предусмотрена установка металлических опор на существующие фундаменты.

Существующая часть площадки манифольда МС-21/6, прямоугольной формы в плане, с габаритными размерами в осях 13,2х3,8 м. Расширяемая часть запроектирована прямоугольной формы в плане, с габаритными размерами в осях 9,498х3,8 м.

Существующая часть площадки манифольда МС-23/1, прямоугольной формы в плане, с габаритными размерами в осях 22,7х6,3 м. Расширяемая часть запроектирована прямоугольной формы в плане, с габаритными размерами в осях 5,8х4,1 м.

Существующая часть площадки манифольда МС-15/3, прямоугольной формы в плане, с габаритными размерами в осях 22,7х6,3 м. Расширяемая часть запроектирована прямоугольной формы в плане, с габаритными размерами в осях 5,8х4,1 м.

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 19903-74*. Высота ограждения 1,2 м.

Молниеотвод

Для скважины с УШГН запроектирован молниеотвод высотой 15,0 м из металлопроката по ГОСТ 10704-91, ГОСТ 9903-74. Фундамент под молниеотвод – столбчатый, монолитный из бетона класса В15, армированный сеткой из арматуры диаметром 12 мм класса А-III шагом ячейки 200х200 м.

Для скважин с УШВН, УЭВН, УЭПН запроектирован молниеотвод высотой 3,0 м, в составе защитного ограждения.

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.

Фундамент станка-качалки

Фундамент станка-качалки запроектирован Т-образной формы в плане с габаритными размерами 1,80х6,45 м. Железобетонный фундамент станка-качалки, который поставляется в комплекте со станком-качалкой, установлен на подготовленную площадку. Ограждение станка-качалки также поставляется заводом изготовителем в комплекте с оборудованием.

Фундамент под станцию управления и повышающий трансформатор УЭЦН

Станция управления и повышающий трансформатор установлены на сборную железобетонную дорожную плиту по СТ РК 937-92.

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 19903-74*. 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-GS2/6, МС-GS9/1, МС-31/4, МС-NB23/8, МС-NB23/9

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

Площадка манифольда МС-GS2/6, МС-GS9/1, МС-31/4, МС-NB23/8, МС-NB23/9

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 12 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 12 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 10 мм класса А-III шагом ячейки 200х200 мм. Стойки под манифольдные коллекторы и опоры под трубопроводы приняты металлическими и выполнены из стальных листов (ГОСТ 19903-74*) и прокатных швеллеров по ГОСТ 8240-97.

Площадки СКЖ «Циклон» для манифольдных станций МС-GS2/6, МС-GS9/1, МС-31/4, МС-NB23/8 и МС-NB23/9

Покрытие площадки - бетонное из бетона класса В12,5, толщиной 100 мм, армированное сеткой из арматуры диаметром 12 мм класса А-III шагом ячейки 200х200 мм. Площадка по периметру отбортована из бетона класса В15, высотой 150 мм. Для сбора стоков на площадке предусмотрен монолитный железобетонный приямок габаритными размерами 0,7х0,7х0,7(h) м, который перекрывается металлическим просечно-вытяжным листом по ГОСТ 8706-78*.

Установка СКЖ «Циклон» установлена на монолитное основание толщиной 180 мм, габаритными размерами 1,4х2,16 м.

Модернизация существующих манифольдных станций

Рабочим проектом предусматривается модернизация существующих площадок манифольдных станций МС-22/1, МС-22/2, МС-23/1, МС-23/2, МС-13/6, МС-31/1, МС-14, МС-GS2/4, МС-GS10/1, МС-CPF/1.

На площадке МС-22/1, МС-22/2, МС-23/1, МС-23/2, МС-13/6, МС-31/1, МС-14, МС-GS2/4, МС-GS10/1, МС-CPF/1 манифольда входного, рабочим проектом предусматривается установка металлических опор на существующие фундаменты.

Опора под технологический трубопровод вне площадки МС-31/1 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 стойки под манифольдные коллекторы и опоры под технологические трубопроводы устанавливаются на существующие монолитные железобетонные фундаменты. Монолитные железобетонные фундаменты приняты из бетона класса В15 на сульфатостойком портландцементе, армированные сеткой из арматуры диаметром 8 мм, 12 мм класса А-III по ГОСТ 5781-82*.

Площадки выкидных и водонагнетательных линий

Рабочим проектом предусмотрено строительство площадок узлов подключения в V блоке, N40.

Площадка узла подключения (в V блоке)

Площадка узла подключения запроектирована прямоугольной формы в плане с габаритными размерами в осях 7,0х7,2 м. Площадка выполнена из монолитного бетона класса В15 на сульфатостойком портландцементе, армированного сетками по ГОСТ 23279-2012. По периметру площадки предусмотрено бортовое ограждение из бортового камня БР100.30.15 по ГОСТ 6665-91. Монолитные участки, бортового ограждения, выполнены из монолитного бетона класса В15, высотой 150 мм. Для сбора дождевых стоков предусмотрен приямок ПР-1.

На площадке предусмотрены опоры ОП-1 под технологические трубопроводы. Стойки опор выполнены из стальной трубы квадратного сечения по ГОСТ 30245-2012. Металлические стойки устанавливаются на монолитные железобетонные фундаменты. Бетон класса В15, армированный сетками по ГОСТ 23279-2012.

Площадка узла подключения N40 (Узел III)

Площадка узла подключения запроектирована прямоугольной формы в плане с габаритными размерами в осях 5,3х6,0 м. Площадка выполнена из монолитного бетона

класса В15 на сульфатостойком портландцементе, армированного сетками по ГОСТ 23279-2012. По периметру площадки предусмотрено бортовое ограждение из бортового камня БР100.30.15 по ГОСТ 6665-91. Монолитные участки бортового ограждения, выполнены из монолитного бетона класса В15, высотой 150 мм. Для сбора дождевых стоков предусмотрен приямок ПР-1.

На площадке предусмотрены опоры ОП-1 под технологические трубопроводы. Стойки опор выполнены из стальной трубы квадратного сечения по ГОСТ 30245-2012. Металлические стойки устанавливаются на монолитные железобетонные фундаменты. Бетон класса В15, армированный сетками по ГОСТ 23279-2012.

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 5781-82*.

Защитные ограждения запроектированы из стальных труб диаметром 76х5 мм по ГОСТ 10704-91. Размер защитного ограждения в осях 3,162х3,462 м, высота 1,2 м. 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 конструкции окрашиваются атмосферостойкой эмалевой краской ПФ-115 (ГОСТ 6465-76*) по грунтовке из лака ГФ-021 по ГОСТ 25129-82*.

6.2.6 Инженерное обеспечение, сети и системы

Электротехнические решения

Рабочий проект выполнен согласно техническим условиям (далее - ТУ) от 27 августа 2018 года №02-1269-06, выданным Филиалом компании «Buzachi Operating Ltd».

Месторождение Северные Бузачи является действующим.

В рабочем проекте предусмотрено:

обустройство 26 добывающих и 25 водонагнетательных скважин;

строительство манифольдных станций: МС-GS2/6, МС-GS9/1, МС-31/4, МС-NB23/8, МС-NB23/9;

модернизация существующих манифольдных станций: МС-NB23/5, МС-GS2/5, МС-23/4, МС-21/6, МС-GS10/1, МС-NB23/7, МС-NB23/2, МС-GS2/4, МС- 14, МС-GS7/3, МС CPF/1, МС-GS6/3, МС-13/6, МС-GS12/2, МС-22/2, МС-NB23/3, МС-22/1, МС-23/1, МС-GS2/3, манифольд на ЗУ-9, МС-23/2, МС-31/1, ГЗУ-31.

В электротехнической части рабочего проекта приняты проектные решения по:

строительству воздушных линий ВЛ-20 кВ;

установке проектируемых и переносу линейных разъединителей, реклоузеров;

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.

Потребителем электроэнергии на каждой площадке водонагнетательных скважин является наружное освещение.

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 - 1461,6 кВт.

Суммарная расчетная мощность Рр - 891,6 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 отнесена 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 ТУ 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: З-11-1, З-22-2, З-12-1-2, З-22-4, Л-8-4-3, Л-8-2, Л-8-2-1, З-22-5, З-22-5-3, Л-3-4, В-12-5, В-21-5-4-1, Л-2-3-6, З-21-1-5-4-1-2, Ю-21-1-2-2. З-13-4 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 5970,0 м.

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

На проектируемых ВЛ-20 кВ запроектированы:

установка линейного разъединителя:

на опору №20 ВЛ-20 кВ 3-11-2-1-2 с диспетчерским наименованием ЛР-90Б;

на опору №1 ВЛ-20 кВ 3-12-1;

на линии: З-22-4, З-22-2, З-11-1, З-11-2, Л-8-2, В-21-5-4-1.

Перенос линейного разъединителя:

ЛР-71А с опоры №52 линии 3-22 на опору №15 линии 3-21-1-5-1 с диспетчерским наименованием ЛР-90А;

ЛР-68 с опоры №54 на опору №58 линии 3-13;

ЛР-70 с опоры №10 линии Л-2-3 на опору №1 линии Л-2-3-4;

ЛР-23 с опоры №14 линии Л-2-3 на опору №1 линии Л-2-3-3;

перенос реклоузера 312-Р3 с опоры №53 линии 3-22 на опоры №21 А, Б линии 3-11-2-1-2 с диспетчерским наименованием 311-РІ.

По заданию на проектирование предусмотрена замена кабельных вставок на переходах линий ВЛ-20 кВ через автомобильные дороги на провод марки ACSR95/15:

между опорой №21 линии 10-22-1 и опорой №1 линии Ю-22-1-1;

между опорой линии №18 Л-2-3 и опорой №1 линии Л-2-3-5;

между опорой №6 линии В-12-3 и опорой №7 линии В-12-3;

между опорой №50 линии В-12 и опорой №52 линии В-12;

между опорой №5 линии В-31 и опорой №6 линии В-31-1;

между опорой №9 линии В-31 и опорой №1 линии В-3 -2;

между опорой №12 линии В-31-4 и опорой №1 линии В-31-4-1;

между опорой №9 линии В-31-4-2 и опорой №1 линии В-31-4-2-4;
между опорой №6 линии В-31-4 и опорой №7 линии В-31-4;
между опорой №4 линии В-31-4 и опорой №10 линии В-31-4.

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 – 398,0 метров.

Установка трансформаторов предусмотрена на подготовленную площадку.

Понизительный силовой масляный трансформатор запроектирован наружной установки на напряжение 20/0,4 кВ 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 опоре 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 замена существующих трансформаторов на более мощные для следующих проектируемых скважин:

три трансформатора 100 кВА на трансформаторы 200 кВА для скважин NB402, NB401-1, NB1053-2, NB936.

три трансформатора 100 кВА на трансформаторы 250 кВА для скважин NB681-1, NB1038-1, NB1028-2.

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-GS2/6, МС-GS9/1, МС-NB23/8, МС-NB23/9, в варианте сборных;

существующих манифольдной станций, подлежащих модернизации МС-GS10/1, МС-CPF/1, МС-13/6, МС-22/2, МС-22/1, МС-23/1, МС-23/2.

Для манифольдной станции МС-31/4, запроектированной блочной поставки в полной заводской готовности, предусмотрен подвод питания к шкафу управления.

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 NB14019-3, NB1028-3.

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 автоматическими выключателями, 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 виброосно ваниях, 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.

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	- 921,3 кВт;
общая протяженность трасс ВЛ-20 кВ	- 5970,0 м;
общая протяженность трасс КЛ-20 кВ	- 398,0 м;
общая протяженность трасс КЛ-0,4 кВ	- 10147,0 м;
количество понизительных трансформаторов ONAN.IEC76	- 30 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 26 добывающих скважин: NB 524, NB 5162, NB 5160, NB 5145, NB 5133, NB 5106, NB 11057, NB 11082, NB 414, NB 418A-1, NB 402, NB 51-1, NB 3-10, NB 401-1, NB 681-1, NB 675, NB 14030, NB 936, NB 1035-1, NB 224-1, NB 938, NB 941, NB 1028-2, NB 1053-2, NB 1038-1, NB 11096-1;

устьев 25 водонагнетательных скважин: NB 5105, NB 506, NB 5163, NB 11081, NB 11083, NB 11091, NB 11085, NB 11087, NB 11089, NB 14011-3, NB 227, NB 319-3, NB 241, NB 254-3, NB 649-3, NB 922, NB 316-3, NB 4057-3, NB 904-3, NB 905-3, NB 909-3, NB 10447, NB 1059-3, NB 5120, NB 541;

4 сборных манифольдных станции: MC-GS2/6, MC-GS9/1, MC-NB23/8, MC-NB23/9.

На устьях добывающих скважин предусмотрена установка приборов КИП:

манометров;

электро-контактных манометров ЭКМ;

счетчиков замера жидкости СКЖ;

термометров;

датчиков вибрации (для УШГН).

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

манометров;

счетчиков расхода жидкости СКЖ;

термометров.

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

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 min 0,1 МПа и max 2,0 МПа.

На устьях 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-система 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 Cu/XLPE/SWA/PVC различной емкостью.

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.

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.

Рабочий проект рассмотрен и согласован:

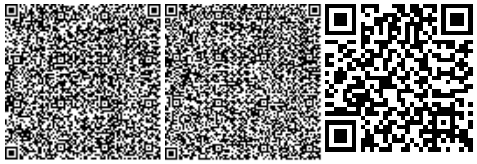
РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Мангистауской области» - письмо о согласовании рабочего проекта в части мер промышленной безопасности от 16 января 2019 года №KZ65VQR00013636.

6.4 Оценка соответствия проекта санитарным правилам и гигиеническим нормам

Рабочим проектом проектируется строительство новых сооружений обустройства месторождения Северные Бузачи, обеспечивающих дополнительную добычу и транспорт продукции скважин. Производство проектируемых работ на территории действующего объекта, в пределах установленной СЗЗ предприятия Филиала компании «Бузачи Оперейтинг Лтд».

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

Оборудование, размещенное на открытой площадке в колодцах, траншеях или других заглублениях оснащается средствами автоматизации, дистанционного контроля и управления, механизации ремонтных работ.



Сбор нефти предусмотрен по герметизированной схеме.

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

Предусматривается комплекс мероприятий по предупреждению коррозии производственного оборудования.

Предусмотрено наружное освещение территории.

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 спецодежды 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. Бытовое обслуживание работающих, проживание, питание предусмотрено в действующем вахтовом городке. Доставку работающих на строительные площадки организовывают автобусом. Для обеспечения хозяйственно-бытовых нужд работающего персонала, предусматривается вода питьевого качества. На всех участках и в бытовых помещениях предусматриваются аптечки первой медицинской помощи.

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. 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 и представлены данные по временному хранению отходов производства на объекте. Все отходы, образующиеся при строительстве и эксплуатации запроектированных объектов, по мере накопления, сдаются для хранения и утилизации сторонним специализированным организациям, согласно договора.

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. Анализ результатов расчета рассеивания показал, что максимальная концентрация вредных выбросов в атмосферном воздухе при эксплуатации проектируемого технологического оборудования на границе СЗЗ не превышает ПДК, следовательно, принятый ранее размер санитарно-защитной зоны – 1000 метров, остается на прежнем уровне и не требует корректировки.

Ближайшим населенным пунктом является поселок Шетпе, расположенный в 120 километрах от месторождения Северные Бузачи. Производство строительно-монтажных работ кратковременное, не классифицируется, размер СЗЗ не устанавливается.

6.5 Организация строительства

Расчет продолжительности строительства и расчет задела по годам выполнены согласно СП РК 1.03-101-2013, СП РК 1.03-102-2014 «Продолжительность строительства и задел в строительстве предприятий, зданий и сооружений» часть 1. 5.Промышленное строительство. 5.1.Электроэнергетика. 5.2.Нефтедобывающая промышленность. Часть 2. 5.Транспортное строительство. 5.4.Дорожное хозяйство.

Продолжительность строительства составляет 23 месяца.

Начало работ предусмотрено в первом квартале 2020 года (письмо Филиала компании «Buzachi Operating Ltd» от 06 марта 2019 года №02-302-08.3).

Строительство будет осуществляться в два периода:

подготовительный;

основной.

В подготовительный период необходимо выполнить следующие работы:

организация открытых площадок складирования;

обеспечение строительства электроэнергией,теплом ,водой ,связью;

доставка на объект строительной техники,материалов, конструкций, оборудования;

формирование рабочих бригад.

В основной период выполняются строительно-монтажные работы по возведению всех запроектированных сооружений со сдачей объекта в эксплуатацию.

За основу строительства принят поточный метод, предусматривающий формирование комплексного потока (бригад различного назначания), обеспечивающего планомерный и ритмический выпуск готовой строительной продукции .Основным принципом поточного метода является создание условий для непрерывной и равномерной работы бригад неизменного состава, обеспеченных своевременной и комплектной поставкой всеми необходимыми материально-техническими ресурсами.

Строительство объектов осуществляется в соответствии с рабочим проектом, действующим законодательством, строительными нормами и правилами, стандартами по безопасности строительной продукции и охране окружающей среды, требованиями СН РК.

Мероприятия по организации строительства и технологии производства работ разрабатываются перед началом строительства лицом, осуществляющим строительство, или по договору лицом, имеющим соответствующий разрешительный документ к таким видам работ и отражаются в проекте производства работ (ППР).

Контроль качества строительно-монтажных работ осуществляется специальными службами, созданными в строительной организации, оснащенными средствами, приборами, приспособлениями, обеспечивающими необходимую достоверность и полноту контроля.

Работы предусмотрено выполнять в оптимальные сроки с применением передовых технологий, механизации работ.

6.6 Сметная документация

Согласно письму Филиала компании «Buzachi Operating Ltd» от 06 марта 2019 года №02-302-08.3 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 1. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 51 скважина. Дороги и площадки. Манифольдные станции MC-GS2/6, MC-GS9/1, MC-31/4, MC-NB23/8, MC-NB23/9. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение» (без сметной документации)» внесены следующие изменения и дополнения:

Электротехнические решения:

ЭС (по всем комплектам чертежей):

1) внесены корректировки в Ведомость рабочих чертежей основного комплекта (ГОСТ 21.101-97);

2) во всех комплектах чертежей указаны основные технические показатели (ГОСТ 21.613-2014);

3) исключены ссылочные документы, которые не действуют в РК (СН РК 1.02-03-2011, ГОСТ 21.101-97);

4) на планах исключены молниеотводы (СО-153-34.21.122-2003);

5) на схемах в шкафах ШУ откорректированы токовые номиналы автоматических выключателей в соответствии с мощностью электропотребителей (ПУ РК);

6) 08-ЭС: комплект чертежей дополнен ситуационным планом;

7) ЭС.СО: в спецификации внесены необходимые корректировки (ГОСТ 21.101-97).

Автоматизированная система управления инженерным оборудованием;

АТХ (по всем комплектам чертежей):

8) исключены ссылочные документы, которые не действуют в РК (СН РК 1.02-03-2011, ГОСТ 21.101-97);

9) 03-АТХ: добавлена функциональная схема автоматизации;

10) 03-АТХ: разработан чертеж с комплектацией шкафа мониторинга скважины;

11) 04-АТХ, 05-АТХ: разработан типовой план размещения приборов на площадке скважины (манифольдной станции);

12) АТХ.СО: в спецификации внесены необходимые корректировки (ГОСТ 21.101-97).

Оценка соответствия проекта санитарным правилам и гигиеническим нормам:

13) откорректирована ссылка на нормативные документы в области госсанэпиднадзора, на основании которых проводится экспертиза данного рабочего проекта;

14) откорректирован раздел ПОС в соответствии с требованиями Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкцию, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства», утвержденных приказом Министра национальной экономики РК от 28.02.2015 года №177.

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, разработчиком 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 марта 2015 года №236, «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденные приказом Министра здравоохранения РК от 23.04.2018 года №187, «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, «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденные приказом Министра национальной экономики РК от 20.03.2015года №237.

Таблица №9

Основные технические показатели по рабочему проекту

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели	
			Заявленные	Рекомендуемые к утверждению
1	Площадь участка	га	24,0347	24,0347
2	Площадь застройки	$м^2$	3214,6	3214,6
3	количество подключаемых новых скважин	шт.	51	51
4	количество водонагнетательных скважин	шт.	25	25
5	общая протяженность выкидных линий	м	19917,0	19917,0
6	общая протяженность внутрипромысловых нефтегазопроводов	м	7781,0	7781,0
7	общая протяженность нагнетательных линий	м	17637,0	17637,0
8	Продолжительность строительства	мес.	23	23

8. ВЫВОДЫ

1. С учетом внесенных изменений и дополнений рабочий проект «Фаза XIV. Ступень 1. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 51 скважина. Дороги и площадки. Манифольдные станции MC-GS2/6, MC-GS9/1, MC-31/4, MC-NB23/8, MC-NB23/9. 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	- 24,0347 га;
площадь застройки	- 3214,6 м^2;
количество подключаемых новых скважин	- 51 шт.;
количество водонагнетательных скважин	- 25 шт.;
общая протяженность выкидных линий	- 19917,0 м;
общая протяженность внутрипромысловых нефтегазопроводов	- 7781,0 м.
общая протяженность нагнетательных линий	- 17637,0 м.
продолжительность строительства	- 23 месяца.

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 01 апреля 2019 года №01-0515.

8. ТҰЖЫРЫМДАР

1. «XIV кезең. 1-саты. Өнеркәсіптік қазба кезінде Солтүстік Бозашы кен орнын жайластыру. 51-ұңғыма. Жолдар мен алаңдар. МС-GS2/6, МС-GS9/1, МС-31/4, МС-NB23/8, МС-NB23/9 манифольд станциялары. Сұйық шығатын 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	- 24,0347 га;
құрылыс салу алаңы	- 3214,6 шаршы метр;
қосылатын жаңа ұңғымалар саны	- 51 дана;
су айдау ұңғымаларының саны	- 25 дана;
лақтырма желілерінің жалпы ұзындығы	- 19917,0 м;
кәсіпшілікішілік мұнай-газ құбырларының жалпы ұзындығы	- 7781,0 м;
айдау желілерінің жалпы ұзындығы	- 17637,0 м;
құрылыс ұзақтығы	- 23 ай.

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

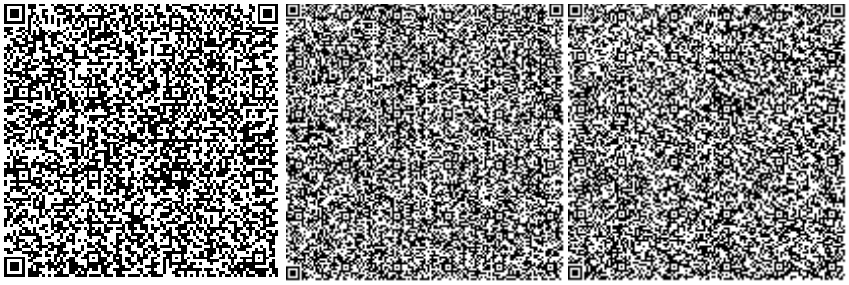
3. Тапсырысшы құрылыс салу кезінде отандық тауар өндірушілердің жабдықтарын, материалдары мен құрастырмаларын барынша пайдалансын.

4. Осы сараптау қорытындысы жобалау үшін тапсырысшы бекіткен бастапқы материалдарды (мәліметтерді) есепке алумен орындалды, олардың дұрыстығына 2019

жылғы 01 сәуірдегі №01-0515 шарттың талаптарына сәйкес «Buzachi Operating Ltd» компаниясының филиалы кепілдік етеді.

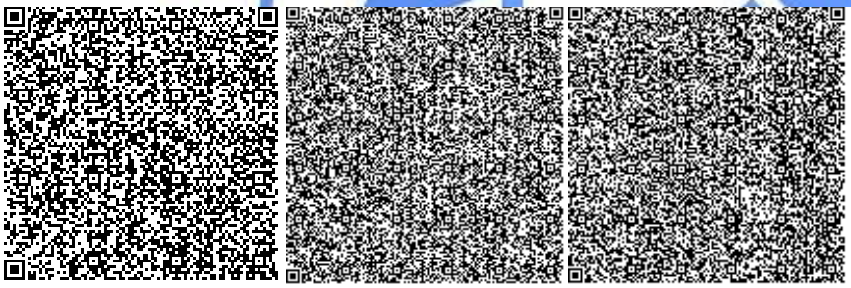
Мыңбаев Қ.Т.

Директор



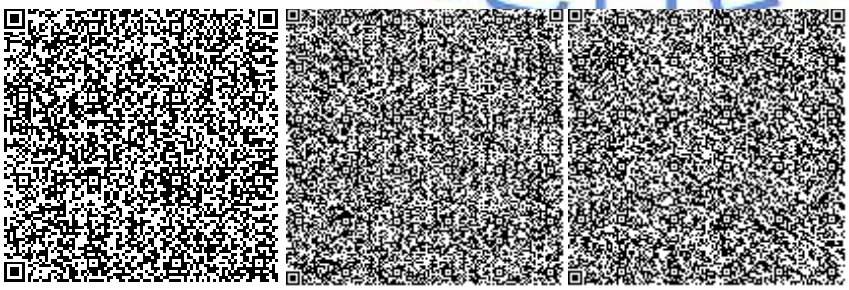
Мороз Г.А.

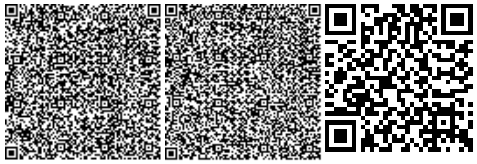
Эксперт



Шапабаева Л.П.

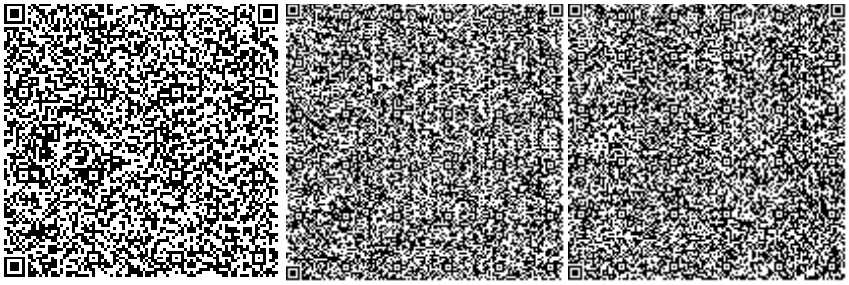
Эксперт





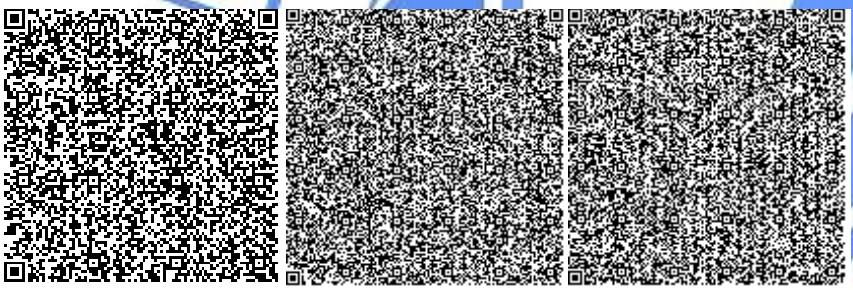
Петрова Н.А.

Эксперт



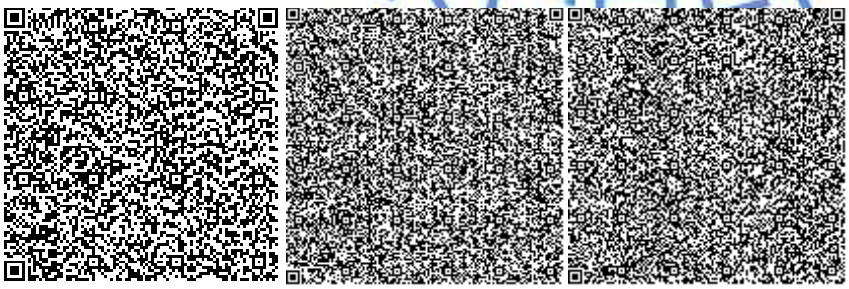
Кононенко Н.М.

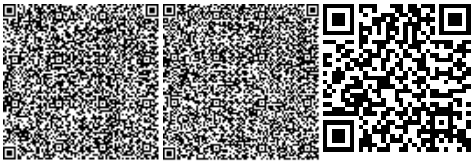
И.о. начальника отдела



Сивинцева Н.Р.

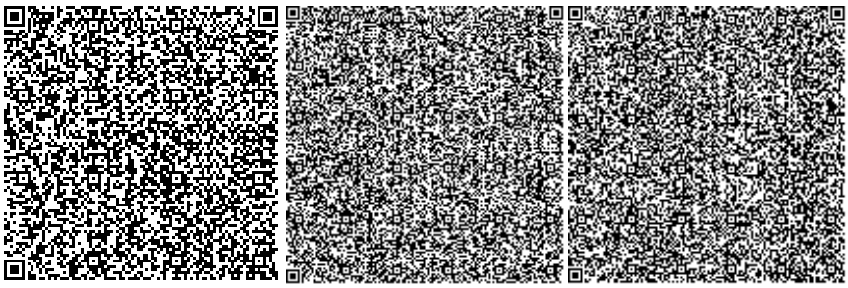
Эксперт

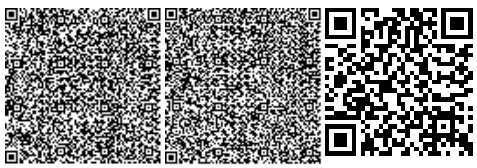




Шомбылов К.Д.

Эксперт





Номер: R01-0110/18
Дата: 21.06.2019

«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭНЕРГЕТИКА МИНИСТРЛІГІНІҢ ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ БАҚЫЛАУ КОМИТЕТІНІҢ МАҢҒЫСТАУ ОБЛЫСЫ БОЙЫНША ЭКОЛОГИЯ ДЕПАРТАМЕНТІ» РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕСІ

Қазақстан Республикасы, Маңғыстау облысы 130000 Ақтау қаласы, өндірістік аумақ № 3, ғимарат 10, тел: 8/7292/ 30-12-89,d.kantselyariya@energo.gov.kz

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

Республика Казахстан, Мангистауская область 130000, город Актау, промышленная зона № 3, здание 10, телефон: 8/7292/ 30-12-89, d.kantselyariya@energo.gov.kz

Компания «Buzachi Operating Ltd»

Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Фаза XIV. Ступень 1. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 51 скважина. Дороги и площадки. Манифольдные станции MC-GS2/6, MC-GS9/1, MC-31/4, MC-NB23/8, MC-NB23/9. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение" (без сметной документации)

Материалы разработаны – ТОО «Инженерный центр», Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды № 01032Р от 13 июля 2007 г.

Заказчик материала проекта - Компания «Buzachi Operating Ltd»;

На рассмотрение государственной экологической экспертизы представлены:

- «Фаза XIV. Ступень 1. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 51 скважина. Дороги и площадки. Манифольдные станции MC-GS2/6, MC-GS9/1, MC-31/4, MC-NB23/8, MC-NB23/9. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение»;

Материалы поступили 23.04.2019г.вх.№ R01-03/00025 и рассмотрены на заседании комиссии государственной экологической экспертизы от 21.06.2019г.

Продолжительность строительства составляет 23 месяца.

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.

Основные проектные решения

Проектом предусматривается:

- строительство грунтовых площадок для 47проектируемых скважин: NB 524, NB 5162, NB 5160, NB 5145, NB 5133, NB 5106, NB 11057, NB 11082, NB 414, NB 418A-1, NB 402, NB 51-1, NB 3-10, NB 401-1, NB 681-1, NB 14030, NB 936, NB 1035-1, NB 224-1, NB 938, NB 941, NB 1028-2, NB 1053-2, NB 1038-1, NB 11096-1, NB 5105, NB 506, NB 5163, NB 11081, NB 11083, NB 11091, NB 11085, NB 11087, NB 11089, NB 14011-3, NB 227, NB 319-3, NB 254-3, NB 649-3, NB 316-3, NB 4057-3, NB 904-3, NB 905-3, NB 909-3, NB 10447, NB 1059-3, NB 5120, с размерами в плане 89х54м;

- для скважин NB 241, NB 675, NB 922, NB 541 по проекту не предусмотрено строительство грунтовых площадок. Для данных скважин используется существующие грунтовые площадки.
- строительство грунтовых площадок для 5 манифольдных станции: MC-GS2/6, MC-GS9/1, MC-31/4, MC-NB23/8, MC-NB23/9с размерами в плане 26х15 м;
- строительство грунтовых площадок для опор линий электропередачи, размерами в плане 8х14, 11х14, 22х14 м;
- обустройство устьев 26 добывающих скважин: NB 524, NB 5162, NB 5160, NB 5145, NB 5133, NB 5106, NB 11057, NB 11082, NB 414, NB 418A-1, NB 402, NB 51-1, NB 3-10, NB 401-1, NB 681-1, NB 675, NB 14030, NB 936, NB 1035-1, NB 224-1, NB 938, NB 941, NB 1028-2, NB 1053-2, NB 1038-1, NB 11096-1:
- обустройство устьев 25 водонагнетательных скважин: NB 5105, NB 506, NB 5163, NB 11081, NB 11083, NB 11091, NB 11085, NB 11087, NB 11089, NB 14011-3, NB 227, NB 319-3, NB 241, NB 254-3, NB 649-3, NB 922, NB 316-3, NB 4057-3, NB 904-3, NB 905-3, NB 909-3, NB 10447, NB 1059-3, NB 5120, NB 541;
- перевод 10 добывающих скважин на водонагнетательные: NB555, NB6600-3H, NB58, NB10242-1H, NB10217-2H, NB 513, NB 1012-1, NB458, NB5190, NB5230;
- манифольдные станции:MC-GS2/6, MC-GS9/1, MC-31/4, MC-NB23/8, MC-NB23/9;
- модернизация существующих манифольдных станций:MC-NB23/5, MC-GS2/5, MC-23/4, MC-21/6, MC-GS10/1, MC-NB23/7, MC-NB23/2, MC-GS2/4, MC- 14, MC-GS7/3, MC CPF/1, MC-GS6/3, MC-13/6, MC-GS12/2, MC-22/2, MC-NB23/3, MC-22/1, MC-23/1, MC-GS2/3, манифольд на ЗУ-9, MC-23/2, MC-31/1, ГЗУ-31;
- выкидные линии от 26 проектируемых добывающих скважин до существующих и проектируемых манифольдов;
- нагнетательные линии от существующих и проектируемых манифольдов до25 проектируемых водонагнетательных скважин;
- внутрипромысловые трубопроводы системы поддержания пластового давления (ППД) от существующих узлов ППДдо проектируемых манифольдных станций MC-GS2/6, MC-GS9/1, MC-31/4, MC-NB23/8, MC-NB23/9;
- внутрипромысловые нефтегазопроводы от проектируемых манифольдных станций MC-GS2/6, MC-GS9/1, MC-31/4, MC-NB23/8, MC-NB23/9до существующих манифольдов с подключением к существующей системе нефтесбора;
- модернизация существующих узлов поддержания пластового давления (УЗЕЛ I, УЗЕЛ II, УЗЕЛ №40).

Технологические решения

Компания «Buzachi Operating Ltd» планирует вести разработку существующего месторождения Северные Бузачи на фазе XIV, ступени 1 за счет бурения и обустройства новых 26 скважин, модернизации 20 существующих манифольдов, строительство 5 новых манифольдов.

Обустройство устьев добывающих скважин.

На проектируемых скважинах месторождения Северные Бузачи принято вертикальное и наклонноебурение 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.

Рассмотренные в 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.

Устье добывающих скважин должны обустраиваться после проведения буровых работ.

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

- фундамент под станок-качалку (при эксплуатации УШГН);
- мачта освещения с одним светодиодным 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).

Трубопроводы для обустройства надземной части были приняты из стали. Подземная часть предусмотрена из стекловолоконных труб диаметром 3” (Ду80 мм) со следующими техническими параметрами: Ру 1000 PSI (6.89 МПа) при рабочей температуре жидкости 65,6ºС, Ру 850 PSI (5.86 МПа) при рабочей температуре жидкости 93,3ºС, тип соединения резьбовой 8RD.

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 A.

Манифольдные станции

Проектируемые манифольдные станции предназначены для сбора продукции подключаемых проектируемых скважин.

Проектом предусматриваются 5 проектируемых манифольдных станций MC-GS2/6, MC-GS9/1, MC-31/4, MC-NB23/8, MC-NB23/9.

На манифольд MC-GS2/6 (сборный или блочный) подключаются 2 проектируемые скважины (NB 11057, NB 11091). Площадка манифольдной станции расположена с южной стороны проектируемой площадки скважины NB 11091.

На манифольд MC-GS9/1 (сборный или блочный) подключаются 5 проектируемых скважин (NB 938, NB 941, NB 904-3, NB 905-3, NB 909-3). Площадка манифольдной станции расположена с южной стороны существующей площадки скважины NB 927.

На манифольд MC-31/4 (блочный) подключаются 2 проектируемые скважины (NB 4057-3, NB 14030). Площадка манифольдной станции расположена с восточной стороны проектируемой площадки NB 14030.

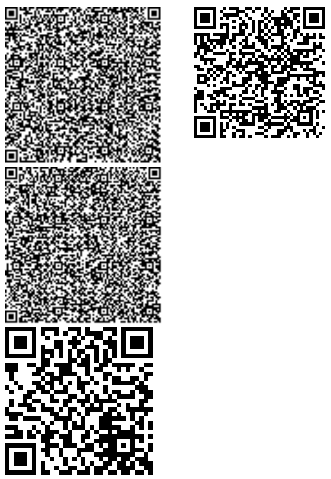
На манифольд MC-NB23/8 (сборный или блочный) подключаются 6 проектируемых скважин (NB 5105, NB 5145, NB 5133, NB 5106, NB 414, NB 5120). Площадка манифольдной станции расположена с южной стороны существующей площадки скважины NB 5120.

На манифольд MC-NB23/9 (сборный или блочный) подключаются 6 проектируемых скважин (NB 524, NB 541 NB 5162, NB 5160, NB 506, NB 5163). Площадка манифольдной станции расположена с северной стороны существующей площадки скважины NB 523.

Вариант – 1.

Манифольдная станция включают в себя: манифольд, весоизмерительный сепаратор. Манифольд блочный Заводского исполнения спроектированы в соответствии с нормативами РК и состоят 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” (Ø 219.9мм) и тестово-дренажный манифольд 3” (Ø88,9мм), откуда направляется на весоизмерительный сепаратор, далее нефтегазовая эмульсия возвращается к эксплуатационному манифольду. В рабочей ситуации продукция не тестируемых скважин поступает на эксплуатационный манифольд 8” (Ø 219.9мм), откуда по трубопроводу диаметром 8” (219,9мм) она подается в нефтегазосборный коллектор.



Весоизмерительный сепаратор состоит из: нефтегазового сепаратора, весоизмерительного датчика и шкафа управления (взрывозащищенный). Размеры сепаратора Ду800 мм, высота 2400 мм.

Вариант – 2.

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

Манифольд проектируемый сборный состоит из эксплуатационного манифольда 12” (Ø 323,8мм), тестового коллектора6” (Ø168,3мм),манифольда пластовой воды 6” (Ø168,3мм) и дренажного коллектора4” (Ø114мм).

Для проведения замера дебита скважины на сборном проектируемом манифольде нефтегазовая эмульсия поступает натестовый манифольд6” (Ø168,3мм), откуда направляется на счетчик жидкости (Циклон), от Циклона нефтегазовая эмульсия возвращается к эксплуатационному манифольду. В рабочей ситуации продукция не тестируемых скважин поступает на эксплуатационный манифольд 12” (Ø 323,8мм), откуда по трубопроводу диаметром 8” (219,9мм) 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.

В соответствии с СН 527-80 табл. 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 III;
- дренажные трубопроводы - к трубопроводам группы В категории III.

Модернизация существующих манифольдных станций

Проектом предусматривается модернизация существующих манифольдной станций МС-NB23/5, МС-GS2/5, МС-23/4, МС-21/6, МС-GS10/1, МС-NB23/7, МС-NB23/2, МС-GS2/4, МС- 14, МС-GS7/3, МС CPF/1, МС-GS6/3, МС-13/6, МС-GS12/2, МС-22/2, МС-NB23/3, МС-22/1, МС-23/1, МС-GS2/3, манифольд на ЗУ-9, МС-23/2, МС-31/1, ГЗУ 31 с учетом подключения проектируемых скважин трубопроводов, трубопроводов

системы ППД и нефтегазопроводов.

На манифольд МС-NB23/5 подключаются 5 добывающих скважин (NB11081, NB11083, NB11082, NB 11085, NB 227).

На манифольд МС-GS2/5 подключаются 2 скважины (NB 11087, NB 11089); На манифольд МС-23/4 подключается 1 скважина (NB 418А-1);

На манифольд ГЗУ-31 подключаются 3 скважины (NB 402, NB 14011-3, NB 401-1); На манифольд МС-21/6 подключаются 2 скважины (NB 51-1, NB 1053-2);

На манифольд МС-GS10/1 подключается 1 скважина (NB 3-10);

На манифольд МС-NB23/7 подключаются 2 скважины (NB 319-3, NB 316-3); На манифольд МС-NB23/2 подключается 1 скважина (NB241);

На манифольд МС-GS2/4 подключается 1 скважина (NB254-3); На манифольд МС-14 подключается 1 скважина (NB 681-1); На манифольд МС-GS7/3 подключается 1 скважина (NB 675);

На манифольд МС-CPF/1 подключается 1 скважина (NB 649-3);

На манифольд МС-GS6/3 подключаются 2 скважины (NB 922, NB 11096-1); На манифольд МС-13/6 подключается 1 скважина (NB 936);

На манифольд МС-GS12/2 подключаются 2 скважины (NB 1035-1, NB 1059-3); На манифольд МС-NB23/3 подключается 1 скважина (NB 224-1);

На манифольд МС-22/2 подключаются 2 скважины (NB 1028-2, NB 1038-1);

На манифольд МС-22/1 подключается 1 скважина (NB 10447);

На существующем манифольде МС-23/1 предусмотрено подключение НГ трубопровода диаметром 200мм от проектируемых манифольдов МС-NB23/8 и МС-NB23/9.

На манифольд МС-GS2/3 предусмотрено подключение НГ трубопровода диаметром 200 мм от МС-GS2/6.

На существующем манифольде ЗУ-9 предусмотрено подключение НГ трубопровода диаметром 200мм от проектируемого манифольда МС-GS9/1.

На манифольде МС-23/2 предусмотрено подключение НГ трубопровода диаметром 200мм от проектируемого манифольда МС-31/4.

На манифольде МС-31/1 предусмотрено подключение ВПЛ трубопровода диаметром 150 мм до проектируемого манифольда МС-31/4.

Все участки трубопроводов, выполненные в надземном исполнении, покрываются антикоррозионным покрытием и теплоизолируются. Покровный слой тепловой изоляции – листы из оцинкованной стали.

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”(Ду80мм) со следующими техническими параметрами: Ру 1000 PSI (6.89 МПа) при рабочей температуре жидкости 65,6ºС, Ру 850 PSI (5.86 МПа) при рабочей температуре жидкости 93,3ºС, тип соединения резьбовой 8RD.

Общая протяженность выкидных линий – 19917 м.

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

Внутрипромысловые нефтегазопроводы

Проектируемые внутрипромысловые нефтегазопроводы от проектируемых манифольдных станцийMC-GS2/6, MC-GS9/1, MC-31/4, MC-NB23/8, MC-NB23/9 до существующих манифольдов с подключением к существующей системе нефтесбора, предназначен для транспортировки нефтегазовой жидкости на ЗУ/УПСВ далее на ЦППН.

В проекте запроектировано строительство внутрипромысловых нефтегазопроводов:

• от манифольдной станции MC- GS2/6 до манифольдаMC-GS2/3, с протяженностью 1047м, условным диаметром Ду200 мм (8”);

• от манифольдной станции MC-GS9/1 до манифольда ЗУ-9, с протяженностью 1462 м, условным диаметром Ду200 мм (8”);

• от манифольдной станции MC-31/4 до манифольда MC-23/2, с протяженностью 2396 м, условным диаметром Ду200 мм (8”);

• от манифольдной станции MC-NB23/8 до манифольда MC-23/1, с протяженностью 2233 м условным диаметром Ду200 мм (8”);

• от манифольдной станции MC-NB23/9 до манифольда MC-23/1, с протяженностью 643 м условным диаметром Ду200 мм (8”);

Общая протяженность внутрипромыслового нефтегазопровода условным диаметром Ду200 мм (8”)7781 м.

Внутрипромысловый нефтегазопровод выполнен в подземном исполнении из стекловолоконных труб условными диаметрамиДу200мм (8”)со следующими техническими параметрами: Ру 750PSI (5.17 МПа) при рабочей температуре жидкости 65,6 ºС, Ру 650 PSI (4.48 МПа) при рабочей температуре жидкости 93,3 ºС, тип соединения резьбовой 8RD.

Все надземные участки трубопроводов теплоизолируются. Покровный слой

тепловой изоляции - листы из оцинкованной стали.

Компания «Buzachi Operating Ltd» для поддержания пластового давления планирует ввести в эксплуатацию по проекту «Фаза XIV. Ступень 1» 25 водонагнетательных скважин и перевод 10 существующих добывающих скважин на водонагнетательные.

Проектом предусматривается обустройство площадки проектируемых водонагнетательных скважин и подключение нагнетательных линий к манифольдным станциям.

Обустройство устьев водонагнетательных скважин.

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.

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.

Всего обустраивается 25 водонагнетательных скважин.

Трубопроводы для обустройства надземной части были приняты из стали. Подземная часть предусмотрена из стекловолоконных труб диаметром 3” (Ду80 мм) со следующими техническими параметрами: Ру 1000 PSI (6.89 МПа) при рабочей температуре жидкости 65,6ºС, Ру 850 PSI (5.86 МПа) при рабочей температуре жидкости 93,3ºС, тип соединения резьбовой 8RD.

Обвязочные трубопроводы согласно СН 527-80 относятся к III категории, группы В. 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 ASTMA-106-96 типА.

Проектируемые нагнетательные 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 нагнетательной скважины, предусматривается путем

закачки в нее воды равной, согласно техническому заданию – 141,9 м3/сутки.

Перевод существующих добывающих скважин на водонагнетательные.

Проектом предусматривается перевод 10 добывающих скважин: NB555, NB6600-3H, NB58, NB10242-1H, NB10217-2H, NB 513, NB 1012-1, NB458, NB5190, NB5230 на водонагнетательные.

По проекту не предусмотрено прокладка нагнетательных линии и модернизация манифольдов ППД.

При переводе добывающих скважин на водонагнетательные надземная часть трубопроводов обвязки устья добывающей скважины полностью демонтируется и затем монтируется согласно по схеме водонагнетательной скважины. Обустройство устья водонагнетательных скважин включает установку запорной арматуры, обратного клапана, регулируемого дроссельного клапана, счетчика расхода жидкости и обвязочных трубопроводов.

Проектом предусмотрено установка по месту следующих показывающих приборов контроля:

- Манометр;
- Термометр;
- Счетчик расхода жидкости.

Рабочее давление на устье водонагнетательных скважин составляет 5,5 МПа.

Трубы для обустройства скважин приняты из стали диаметром 88,9х7,6 мм (3”), 60,3х5,5 мм (2”) с подземной и надземной укладкой.

Нагнетательные линии водонагнетательных скважин

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

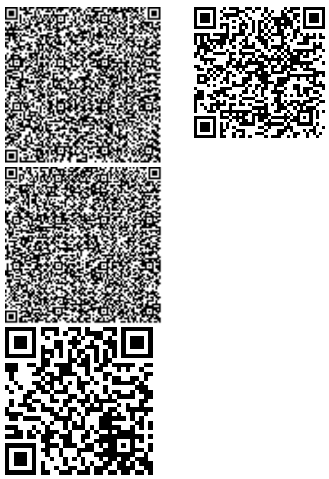
Нагнетательные линии к проектируемым скважинам выполнены в подземном исполнении из стекловолоконных труб условным диаметром Ду80мм (3”) со следующими техническими параметрами: Ру 1000 PSI (6.89 МПа) при рабочей температуре жидкости 65,6 ºС, Ру 850 PSI (5.86 МПа) при рабочей температуре жидкости 93,3 ºС, тип соединения резьбовой 8RD.

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

Общая протяженность нагнетательных линий – 17637м.

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

Внутрипромысловый трубопровод 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 станцийMC-GS2/6, MC-GS9/1, MC-31/4, MC-NB23/8, MC-NB23/9.

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

- внутрипромысловый трубопровод системы ППД от существующего Узла I в районе MC-GS2/3 до
- до проектируемого манифольда MC-GS2/6, с протяженностью 888 м, условным диаметром Ду 150 мм (6”);
- внутрипромысловый трубопровод системы ППД от проектируемого Узла подключения №40 до проектируемого манифольда MC-GS9/1, с протяженностью 805 м, условным диаметром Ду150 мм (6”);
- внутрипромысловый трубопровод системы ППД от существующего мантфольда MC-31/1до проектируемого манифольда MC-31/4, с протяженностью 1066 м, условным диаметром Ду150 мм (6”);
- внутрипромысловый трубопровод системы ППД от существующего Узла II (в V-ом блоке) до проектируемого манифольда MC-NB23/8, с протяженностью 1341 м, условным диаметром Ду150 мм (6”);
- внутрипромысловый трубопровод системы ППД от существующего Узла II (в V-ом блоке) до проектируемого манифольда MC-NB23/9, с протяженностью 1534 м, условным диаметром Ду200 мм (8”);

Общая протяженность внутрипромысловых трубопроводов системы ППД – 5634 м.

Проектируемые внутрипромысловые трубопроводы системы ППД выполнены в подземном исполнении из стекловолоконных труб условными диаметрами Ду150 мм (6”), Ду 200 мм (8”) 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 м- 2,2 м до верха трубы.

Модернизация существующих узлов поддержания пластового давления (Узел I, Узел II, Узел №40).

Рабочим проектом предусматривается модернизация существующих узлов поддержания пластового давления (Узел I, Узел II, Узел №40) для подключения

внутрипромысловых трубопроводов ППД для проектируемых манифольдных станций MC-GS2/6, MC-GS9/1, MC-NB23/8, MC-NB23/9.

На Узел I в районе MC-GS2/3 подключается трубопровод ППД диаметром 150 мм, а также предусмотрено одно резервное подключение.

На Узел II в V-м блоке подключаются трубопроводы ППД диаметрами 150 мм и 200 мм, а также предусмотрено два резервных подключения. На данном узле предусмотрено общая (как для существующего, так и для проектируемой части) ж/б площадка;

На проектируемый узел подключения№40 подключается трубопровод ППД диаметром 150 мм, а также предусмотрено дварезервных подключения. Существующий УЗЕЛ №40 вынесен из подземного колодца и выполнен в надземном исполнении на ж/б площадке.

На площадках узлов подключения предусмотрены запорные арматуры Ду200 мм (8”), Ду150 мм (6”) ANSI 600, предназначенные для отключения, соответствующего участков водопроводов в случае возникновения аварийной ситуации или ремонта, а также для будущих подключений. Расположение арматуры - надземное. Переход стекловолоконных трубопроводов на стальные осуществляется с помощью фланцевых адаптеров. Фланцевые соединение предусмотрено надземно на площадках узлов.

Охрана окружающей среды

Охрана атмосферного воздуха

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 57 источников выбросов загрязняющих веществ. Все источники являются неорганизованными.

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на 2020-2021г. приведены в приложении 1 (на 10-ти стр.). 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 результатов расчета рассеивания показал, что максимальная концентрация вредных выбросов в атмосфере при эксплуатации на границе СЗЗ не превышает ПДК

Санитарно-защитная зона составляет 1000 м.

Водоснабжение и водоотведение

Источниками водоснабжения месторождения Северные Бузачи являются:

-привозная бутилированная питьевая вода;

-волжская вода, поступающая поводоводу «Астрахань – Мангистау» (АО «КазтрансОйл»);

Водопотребление и водоотведение при строительстве и эксплуатации

Потребитель	Водопотребление		Водоотведение	
	$м^3$/сут	$м^3$/цикл (год)	$м^3$/сут	$м^3$/цикл (год)
Питьевые нужды строительство	577,5		577,5	
Производственные нужды строительство		2717,45		2717,45
Питьевые нужды эксплуатация	8,4		8,4	
Всего:	585,9		585,9	

Сточные воды от базового поселка месторождения и вахтового поселка подрядных организаций отводятся на очистные установки KEEProcess, мощностью 250 м3/сут., сточные воды от вахтового поселка буровой компании - в подземную емкость с последующим вывозом подрядным организациям.

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	**43,288**	-	**43,288**
в т. ч. отходов производства	3,748	-	3,748
отходов потребления	39,54	-	39,54
Янтарный уровень опасности			
Отработанная тара ЛКМ	0,0229	-	0,0229 Сторон.организацию по договору
Зеленый уровень опасности			
Строительные отходы	3,5	-	3,5 Сторон.организацию по договору
Металлолом	0,2136	-	0,2136 Сторон.организацию по договору
Огарки сварочных электродов	0,0115	-	0,0115 Сторон.организацию по договору

Твердо-бытовые отходы	39,54	-	39,54 Сторон. организацию по договору

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»

Все отходы производства и потребления временно хранятся (не более шести месяцев), далее отходы согласно заключенным договорам вывозятся на утилизацию и переработку.

В проекте разработана Программа управления отходами.

По завершению работ проектом предусматривается проведение технической рекультивации.

Произведен расчет платежей за загрязнение окружающей среды.

Представлено Заявление об экологических последствиях.

ВЫВОДЫ:

Рассмотрев представленный на государственную экологическую экспертизу рабочий проект «Фаза XIV. Ступень 1. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 51 скважина. Дороги и площадки. Манифольдные станции MC-GS2/6, MC-GS9/1, MC-31/4, MC-NB23/8, MC-NB23/9. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение» и раздел «Охрана окружающей среды» к нему, Департамент экологии по Мангистауской области **СОГЛАСОВЫВАЕТ** данный проект.

Приложение №1
(на 10-ти стр.)

Нормативы выбросов загрязняющих веществ при строительстве

Производство, цех, участок Код и наименование загрязняющего вещества		Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения ПДВ
			Существующее положение		на 2020-2021 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 растворимые (625)				0,0000833	0,000074	0,0000833	0,000074	2020
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (503)				0,0000833	0,000074	0,0000833	0,000074	2020
Битумообработка		6019							

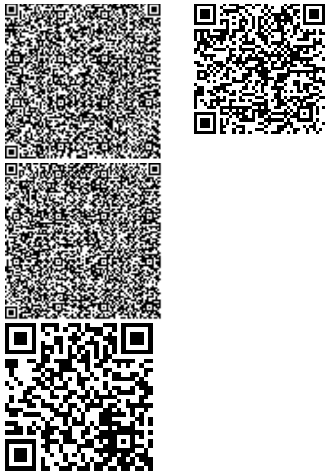
2754	Углеводороды предельные С12-19				0,0013	0,0005	0,0013	0,0005	2020
Покрасочные работы		6020							
0616	Диметилбензол (203)				0,0421	0,0132	0,0421	0,0132	2020
1042	Бутан-1-ол (102)				0,0483	0,01514	0,0483	0,01514	2020
2752	Уайт-спирит (1316*)				0,0401	0,01256	0,0401	0,01256	2020
Сварочные работы		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				0,5037	0,2239	0,5037	0,2239	2020

	кремния								
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 при эксплуатации

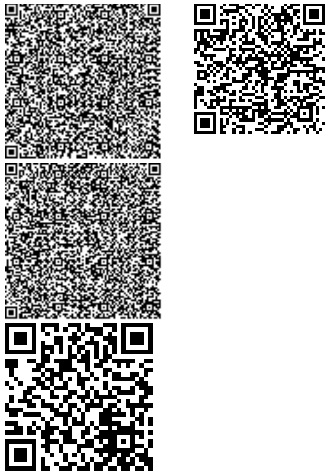
Производство, цех, участок Код и наименование загрязняющего вещества		Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения ПДВ
			Существующее положение		на 2021 год		ПДВ		
			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1		2	3	4	5	6	7	18	9
Организованные источники									
Итого по организованным									
Неорганизованные источники									
Площадка скважины NB 524		6201							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2021
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2021
Площадка скважины NB 5162		6202							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2021

0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2021
Площадка скважины NB 5160		6203							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2021
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2021
Площадка скважины NB 5145		6204							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2021
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2021
Площадка скважины NB 5133		6205							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2021
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2021
Площадка скважины NB 5106		6206							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2021
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2021
Площадка скважины NB 11057		6207							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2021
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2021



Площадка скважины NB 11082		6208							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2021
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2021
Площадка скважины NB 414		6209							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2021
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2021
Площадка скважины NB 418A-1		6210							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2021
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2021
Площадка скважины NB 402		6211							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2021
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2021
Площадка скважины NB 51-1		6212							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2021
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2021

Площадка скважины NB 3-10		6213							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2021
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2021
Площадка скважины NB 401-1		6214							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2021
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2021
Площадка скважины NB 681-1		6215							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2021
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2021
Площадка скважины NB 675		6216							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2021
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2021
Площадка скважины NB 14030		6217							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				0.001	0.0025	0.001	0.0025	2021
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2021



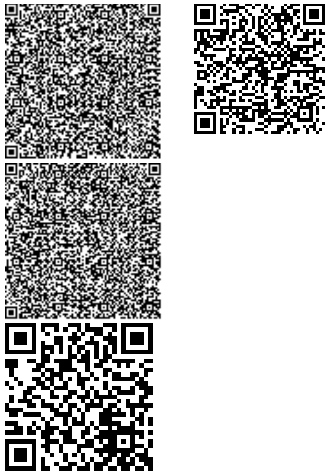
Площадка скважины NB 936		6218								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5					0.001	0.0025	0.001	0.0025	2021
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10					0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2021
Площадка скважины NB 1035-1		6219								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5					0.001	0.0025	0.001	0.0025	2021
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10					0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2021
Площадка скважины NB 224-1		6220								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5					0.001	0.0025	0.001	0.0025	2021
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10					0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2021
Площадка скважины NB 938		6221								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5					0.001	0.0025	0.001	0.0025	2021
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10					0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2021
Площадка скважины NB 941		6222								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5					0.001	0.0025	0.001	0.0025	2021
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10					0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2021

Площадка скважины NB 1028-2		6223								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.001	0.0025	0.001	0.0025	2021
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2021
Площадка скважины NB 1053-2		6224								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.001	0.0025	0.001	0.0025	2021
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2021
Площадка скважины NB 1038-1		6225								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.001	0.0025	0.001	0.0025	2021
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2021
Площадка скважины NB 11096-1		6226								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.001	0.0025	0.001	0.0025	2021
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.00001	0.00002	0.00001	0.00002	2021
Площадка MC-GS2/6		6227								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.02	0,631	0.02	0,631	2021
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.00009	0,00277	0.00009	0,00277	2021

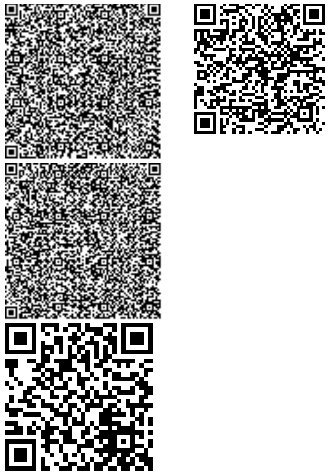
Площадка MC-GS9/1		6228								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5					0.02	0,631	0.02	0,631	2021
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10					0.00009	0,00277	0.00009	0,00277	2021
Площадка MC-31/4		6229								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5					0.02	0,631	0.02	0,631	2021
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10					0.00009	0,00277	0.00009	0,00277	2021
Площадка MC-NB23/8		6230								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5					0.02	0,631	0.02	0,631	2021
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10					0.00009	0,00277	0.00009	0,00277	2021
Площадка MC-NB23/9		6231								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5					0.02	0,631	0.02	0,631	2021
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10					0.00009	0,00277	0.00009	0,00277	2021
Насос скважины NB 524		6232								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2021
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2021

Насос скважины NB 5162		6233								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2021
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2021
Насос скважины NB 5160		6234								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2021
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2021
Насос скважины NB 5145		6235								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2021
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2021
Насос скважины NB 5133		6236								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2021
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2021
Насос скважины NB 5106		6237								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2021
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2021

Насос скважины NB 11057		6238								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2021
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2021
Насос скважины NB 11082		6239								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2021
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2021
Насос скважины NB 414		6240								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2021
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2021
Насос скважины NB 418A-1		6241								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2021
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2021
Насос скважины NB 402		6242								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2021
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2021
Насос скважины NB 51-1		6243								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2021



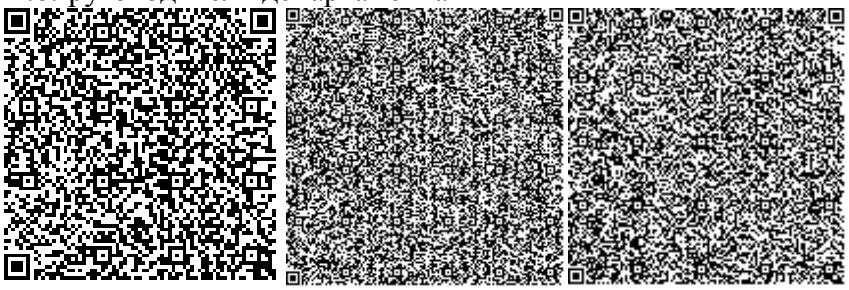
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2021
Насос скважины NB 3-10		6244							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.002	0,0635	0.002	0,0635	2021
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2021
Насос скважины NB 401-1		6245							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.002	0,0635	0.002	0,0635	2021
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2021
Насос скважины NB 681-1		6246							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.002	0,0635	0.002	0,0635	2021
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2021
Насос скважины NB 675		6247							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.002	0,0635	0.002	0,0635	2021
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2021
Насос скважины NB 14030		6248							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.002	0,0635	0.002	0,0635	2021
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2021
Насос скважины NB 936		6249							



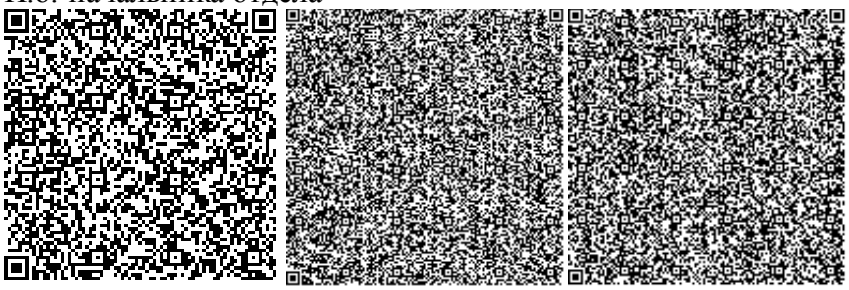
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2021
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2021
Насос скважины NB 1035-1		6250								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2021
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2021
Насос скважины NB 224-1		6251								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2021
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2021
Насос скважины NB 938		6252								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2021
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2021
Насос скважины NB 941		6253								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2021
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2021
Насос скважины NB 1028-2		6254								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2021
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10					0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2021
Насос скважины NB 1053-2		6255								
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5					0.002	0,0635	0.002	0,0635	2021

0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2021
Насос скважины NB 1038-1,		6256							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.002	0,0635	0.002	0,0635	2021
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2021
Насос скважины NB 11096-1		6257							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				0.002	0,0635	0.002	0,0635	2021
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				0.0007	0,0235	0.0007	0,0235	2021
Итого по неорганизованным источникам					**0,19691**	**5,49637**	**0,19691**	**5,49637**	
Итого по предприятию					**0,19691**	**5,49637**	**0,19691**	**5,49637**	

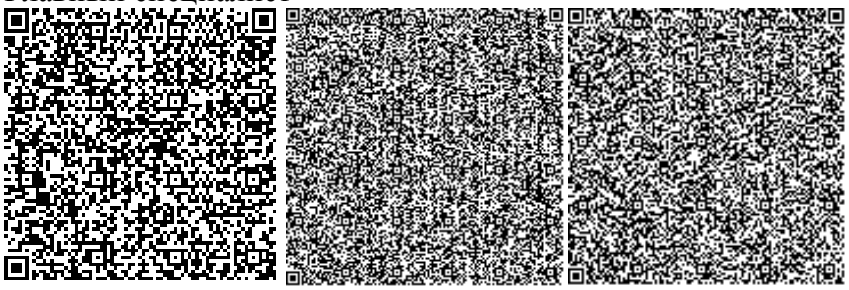
Жумашев Е.М.
И.о. руководителя департамента



Нұрберді З.Е.
И.о. начальника отдела



Ахметова Г.Б.
Главный специалист



№: KZ21VCZ00351444

Министерство энергетики Республики Казахстан

РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области»
Комитета экологического регулирования и контроля Министерства энергетики 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 1. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 51 скважина. Дороги и площадки. Манифольдные станции MC-GS2/6, MC-GS9/1, MC-31/4, MC-NB23/8, MC-NB23/9. 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 28,11129 тонн
в 2021 году 28,11129 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

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

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

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

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 01.01.2020 года по 30.11.2021 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) **И.о. руководителя департамента** **Жумашев Ержан Молдабаевич**

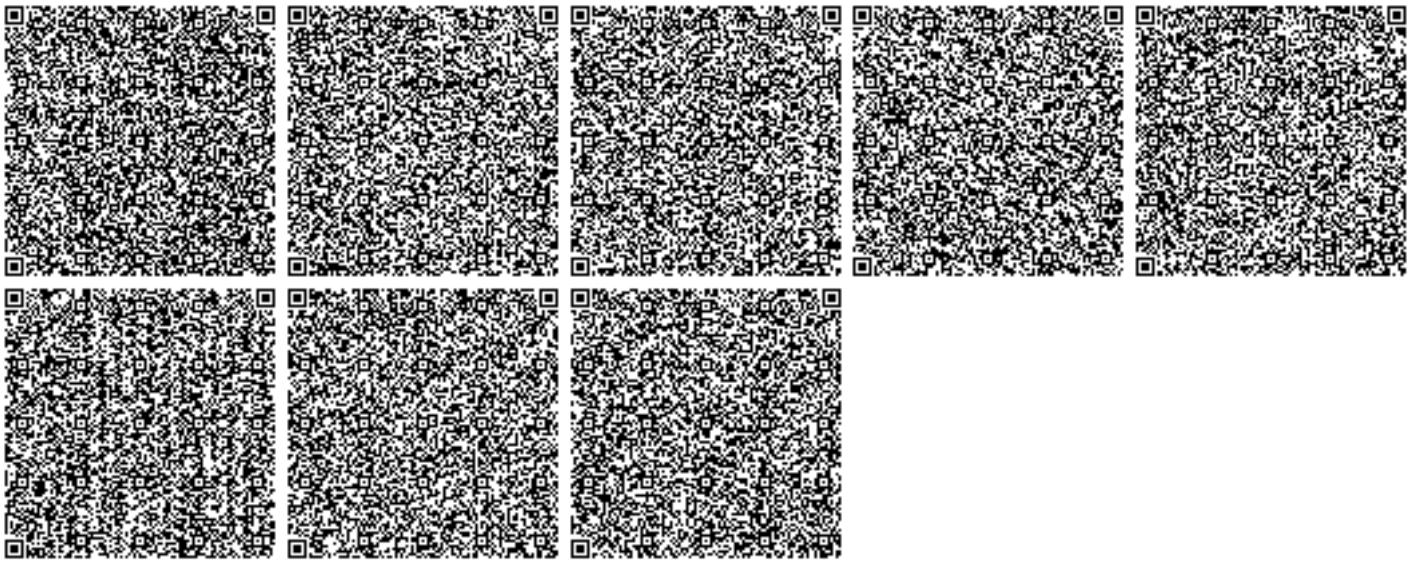
подпись Фамилия,имя,отчество (отчество при наличии)

Место выдачи: г.Актау **Дата выдачи:** 21.06.2019 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 экпспертизы.	Номер и дата выдачи заключения государственной экологической экспертизы
Выбросы		
1	Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Фаза XIV. Ступень 1. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 51 скважина. Дороги и площадки. Манифольдные станции МС -GS2/6, MC-GS9/1, MC-31/4, MC-NB23/8, MC-NB23/9. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Э	Номер: R01-0110/18 Дата: 21.06.2019
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.