

КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ
к Отчету о возможных воздействиях
(«Проекта разработки месторождения Матин»)

**1. Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности,
план с изображением его границ.**

Месторождение Матин открыто в 1986 году. Недропользователь АО «Матен Петролеум» согласно дополнению №11 от 22.02.2016 г. к контракту №41 от 02.07.1996 г. и лицензии Серии МГ №290-Д (нефть) осуществляет разработку нефтегазового месторождения. Дополнением №12 к контракту №41 от 02.07.1996 г. срок действия контракта продлен до 31.12.2043 г. (письмо исх. №04-11/ 251 – И от 07.04.2020 г.).

Нефтегазовое месторождение Матин расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины. В административном отношении находится в пределах Кзылкогинского района Атырауской области Республики Казахстан, в 32 км к северо-востоку от ст. Макат по железнодорожной линии Атырау – Кандагач. Районный центр пос. Миялы находится на расстоянии 120 км на северо-восток от месторождения. Областной центр г. Атырау расположен в 152 км к юго-западу от площади (рис. 1.1). Ближайшим населенным пунктом является село Жамансор, расположенное в 8,24 км юго-восточнее месторождения (рис.1.2).

В орографическом отношении район месторождения представляет слабовсхолмленную равнину. Абсолютные отметки рельефа колеблются от минус 1,3 м до плюс 3,32 м.

Гидрографическая сеть в пределах площади слабо развита. Многочисленные соры заполняются весной дождевыми и талыми водами, а летом пересыхают. Вода в сорах горько-соленая и пригодна только для технических целей. Источники питьевой воды отсутствуют. Снабжение пресной питьевой водой вахтового поселка производится со станции Макат.

Климат района резко континентальный, с большой амплитудой колебания сезонных и суточных температур, с сухим жарким летом и холодной зимой. Температура воздуха понижается зимой до -30°C в январе месяце, а самый жаркий месяц – июль с максимальной температурой $+40^{\circ}\text{C}$. Среднегодовое количество осадков составляет 150-200 мм, которые выпадают, в основном, в течение осенне-зимнего сезона. Снеговой покров удерживается обычно с ноября до середины марта.

Растительность района полупустынная и представлена преимущественно белополынными травами, выгорающими в начале лета. Животный мир очень беден.

Дорожная сеть в районе работ представлена грунтовыми дорогами, пригодными для передвижения автотранспорта.

В экономическом отношении район сельскохозяйственный с животноводческим направлением, земледелие из-за сухости климата и засоленности почв носит подсобный характер. Из полезных ископаемых распространены глины и пески.

Рассматриваемый объект находится за границами водоохранных зон и полос поверхностных водоемов. Расположение объекта показано на ситуационной схеме (Рис. 1.5).

Горный отвод месторождения Матин расположен в Атырауской области. Площадь горного отвода составляет 25,183 км².

2. Описание затрагиваемой территории с указанием численности её населения, участков, на которых могут быть обнаружены выбросы, сбросы и иные негативные воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду, с учётом их характеристик и способности переноса в окружающую среду; участков извлечения природных ресурсов и захоронения отходов.

Атырауская область — область на западной части Казахстана. Административный центр: город Атырау.

Атырауская область граничит с Западно-Казахстанской областью, Мангистауской областью, Актюбинской областью и Астраханской областью Российской Федерации.

Образована 15 января 1938 года.

Область расположена на Прикаспийской низменности, к северу и востоку от Каспийского моря между низовьями Волги на северо-западе и плато Устюрт на юго-востоке.

Поверхность равнинная, имеются небольшие горы на севере.

Климат резко континентальный, крайне засушливый, с жарким летом и умеренно холодной зимой.

Каспийское море в прилегающей к области части имеет глубины менее 50 м. Береговая линия почти не изрезана, встречаются небольшие песчаные косы и прибрежные острова.

Вдоль северного побережья Каспийского моря тянется нередко заболоченная тростниковая полоса, в поймах Урала и Эмбы — небольшие древесно-кустарниковые заросли (тугаи). Лесами и кустарниками занято менее 1 % территории области. Сохранилось много диких животных: хищников (волк, лисица-корсак), грызунов (суслики, тушканчики, зайцы — русак и толай), копытных (кабан, сайгак) и птиц (дрофа, стрепет, степной орёл).

Атырауская область граничит на западе с Астраханской областью России, на севере и на северо-востоке с Западно-Казахстанской областью, на востоке с Актюбинской областью (на границе Актюбинской и Атырауской областей расположен памятник архитектуры «Алып-Ана»), на юге — с Мангистауской областью и Каспийским морем.

Атырауская область делится на 7 районов и 1 город областного подчинения:

1. Жылыойский район — Кульсары
2. Индерский район — Индерборский
3. Исатайский район — Аккистау
4. Кзылкогинский район — Миялы
5. Курмангазинский район — Курмангазы
6. Макатский район — Макат
7. Махамбетский район — Махамбет
8. город Атырау

Всего: 2 города (Атырау — город областного подчинения, Кульсары — город районного подчинения), 4 посёлка (Индерборский, Макат, Доссор, Жана Каратон) и 64 сельских округа.

Основу экономики региона составляет нефтедобыча. В области находятся такие нефтяные месторождения как Тенгиз, Даулеталы, Жана-Макат, Боркилдакты, Восточно-Тегенское.

Крупнейшими предприятиями Атырауской области являются:

- ТОО «Тенгизшевройл» — производство сырой нефти, сжиженного углеводородного газа (СУГ), серы и осушенного газа;

- Производственный филиал «ЭмбаМунайГаз» АО Разведка Добыча «КазМунайГаз».
- Атырауский нефтеперерабатывающий завод;
- НКОК (North Caspian Operating Company).

По состоянию на 2020 г., уровень газификации в Атырауской области составляет 99,6 %.

Недропользователем месторождения Матин является АО «Матен Петролеум» согласно дополнению №11 от 22.02.2016 г. к контракту №41 от 02.07.1996 г. и лицензии Серии МГ №290-Д (нефть) осуществляет разработку нефтегазового месторождения. Дополнением №12 к контракту №41 от 02.07.1996 г. срок действия контракта продлен до 31.12.2043 г. (письмо исх. №04-11/ 251 – И от 07.04.2020 г.).

При оценке воздействия объекта на окружающую среду и здоровье населения важным аспектом является качество атмосферного воздуха. Загрязненность атмосферного воздуха токсичными веществами может влиять на состояние здоровья населения, на почвы, животный и растительный мир промышленной площадки и санитарно-защитной зоны.

При проведении работ по проектным решениям данного проекта временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве планируемых работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом.

В целом, химическое и физическое воздействия на состояние окружающей природной среды от производственного объекта, подтвержденные расчетами приземных концентраций, уровня шума на рабочих местах, не превышающие допустимые значения, будет незначительным.

Планируемые работы, не приведут к значительному загрязнению окружающей природной среды, что не скажется негативно на здоровье населения. Будут предусмотрены все необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Все работники пройдут необходимую вакцинацию и инструктаж по соблюдению правил личной гигиены, с учетом региональных особенностей, поэтому повышение эпидемиологического риска в районе работ маловероятно.

Привлечение местных трудовых ресурсов снижает вероятность заболеваний среди рабочих, адаптированных к местным климатическим условиям, а также уменьшает риск при внесении инфекционных заболеваний из других регионов.

Биологическое разнообразие (Статья 239 ЭК) означает вариабельность живых организмов из всех источников, в том числе наземных, морских и иных водных экосистем и экологических комплексов, частью которых они являются, и включает в себя разнообразие в рамках вида, между видами и разнообразие экосистем.

На данной местности отсутствуют деревья, кустарники и другие зеленые насаждения.

Негативное воздействие проектируемого объекта на растительный покров прилегающих угодий весьма незначительное и будет ограничиваться выделением пыли во время автотранспортных работ. Растительный покров близлежащих угодий не будет поврежден.

Участок не входит в земли государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

При проведении разведочных работ вырубки или переноса древесно-кустарниковых насаждений не предусмотрено. При проведении работ максимально будут использоваться существующие дороги.

Объемы выбросов незначительны и будут осуществляться на различных локальных

участках, продолжительность воздействия также не значительная, т.к. работы носят временный характер. Зона влияния будет ограничиваться территорией воздействия, на которой будет производиться рассеивание загрязняющих веществ.

Фактор беспокойства или антропогенное вытеснение (присутствие людей, техники, шум, свет в ночное время) окажут наиболее существенное воздействие во время работы в теплый период года. В это время возможно исчезновение из мест постоянного обитания представителей наземных позвоночных. В дальнейшем прогнозируется увеличение их численности.

На данном этапе разведочных работ отходов не образуется. Захоронения отходов не предусмотрено. Все отходы будут собираться в специально отведенных местах и сдаваться в специализированные организации по мере накопления.

Влияния не изменят коренным образом структуру и направление развития экосистемы и ее способность к самовосстановлению после прекращения или уменьшения степени техногенного воздействия.

В период миграции животных и птиц работы проводиться не будут.

Согласно Статьи 240, п.1, в целях сохранения биоразнообразия применяется следующая иерархия мер в порядке убывания их предпочтительности:

- первоочередными являются меры по предотвращению негативного воздействия;
- когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить, должны быть приняты меры по его минимизации;
- когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить или свести к минимуму, должны быть приняты меры по смягчению его последствий;
- в той части, в которой негативные воздействия на биоразнообразие не были предупреждены, сведены к минимуму или смягчены, должны быть приняты меры по компенсации потери биоразнообразия.

Намечаемая деятельность не затрагивает и не оказывает косвенное воздействие на:

- территорию Каспийского моря (в том числе заповедной зоны), особо охраняемых природных территорий, их охранных зон, территорий земель оздоровительного, рекреационного и историко-культурного назначения; территории природных ареалов редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных и растений;
- участки размещения элементов экологической сети, связанных с системой особо охраняемых природных территорий;
- территории (акватории), на которой выявлены исторические загрязнения;
- территории населенных пунктов или его пригородной зоны;
- территории с чрезвычайной экологической ситуацией или в зоне экологического бедствия.

Намечаемая деятельность не включает лесопользование, использование нелесной растительности, специальное водопользование, пользование животным миром, использование невозобновляемых или дефицитных природных ресурсов, в том числе дефицитных для рассматриваемой территории.

Реализация данного проекта не предусматривает изъятие земель, что не повлечет за собой сокращения мест обитания животных и не приведет естественному уменьшению их кормовой базы.

Намечаемая деятельность будет проводиться за пределами водоохраных зон и полос водных объектов, не предусматривает организацию сбросов загрязненных стоков в водные объекты и окружающую среду и не окажет диффузного загрязнения водных объектов.

Учитывая выше сказанное, планируемые работы не создадут риски загрязнения водных объектов.

При соблюдении технических решений, предусмотренных проектом, намечаемая деятельность не приведет к возникновению аварий и инцидентов, способных оказать воздействие на окружающую среду и здоровье человека.

Намечаемая деятельность не приведет к экологически обусловленным изменениям демографической ситуации, рынка труда, условий проживания населения и его деятельности, включая традиционные народные промыслы.

Намечаемая деятельность планируется на территории, где отсутствуют объекты, имеющие особое экологическое значение, расположенные вне особо охраняемых природных территорий, земель оздоровительного, связанных с особо охраняемыми природными территориями.

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на компоненты природной среды, важные для ее состояния или чувствительные к воздействиям вследствие их экологической взаимосвязи с другими компонентами (например, водно-болотные угодья, водотоки или другие водные объекты, горы, леса).

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на маршруты или объекты, используемые людьми для посещения мест отдыха или иных мест.

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на населенные или застроенные территории.

На рассматриваемой территории отсутствуют объекты чувствительные к воздействиям (например, больницы, школы, культовые объекты, объекты, общедоступные для населения).

Намечаемая деятельность не создаст экологические проблемы под влиянием землетрясений, просадок грунта, оползней, эрозий, наводнений, а также экстремальных или неблагоприятных климатических условий (например, температурных инверсий, туманов, сильных ветров).

3. Наименование инициатора намечаемой деятельности, его контактные данные.

Инициатор намечаемой деятельности: ТОО СП «Куатамлонмунай»

Общая информация	
Резиденство	АО «Матен Петролеум»
БИН	100940002277
Категория	1 категория
Основной вид деятельности	Разведка и добыча углеводородного сырья
Форма собственности	частная
Контактная информация	
Индекс	060011
Регион	РК, Атырауская область
Адрес	г.Атырау, улица Бактыгерей Құлманов, строение № 105
Телефон	8 (7122) 76 66 66
E-mail	info@matenpetroleum.kz
Директор	
ФИО	ТЯНЬ КЭЦЗЯНЬ

4. Краткое описание намечаемой деятельности:

В данной работе с учетом прежних проектных документов и со сложившейся системой разработки эксплуатационных объектов, для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения было

предложено 3 варианта разработки продуктивных горизонтов месторождения Матин, отличающиеся количеством эксплуатационных скважин.

Вариант 1. В качестве базового принят вариант разработки, реализуемый на месторождении в настоящее время.

Разработку продуктивных залежей планируется осуществлять существующим фондом скважин, бурение оставшихся проектных скважин, предусмотренных утвержденным проектным документом на разработку месторождения составляет 2 добывающие скважины, вертикальные скважины (358, 347). А также предусмотрены переводы добывающих скважин под закачку.

Фонд скважин с начала разработки составит – 176 ед. Максимальный фонд добывающих скважин – 113 ед. достигается в 2025 г.

I объект – I-A, I-B и II аптские и неокомские горизонты Южного крыла применение сложившейся системы разработки со средней, относительно площади нефтеносности, сеткой скважин 9,0 га/скв. Планируется бурение 2 вертикальных скважин (347, 358). А также планируется перевод двух скважин (150, 324) в нагнетательный фонд. Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 26 и 3 единиц достигается в 2024 и 2026 гг., соответственно.

II объект – II аптский горизонт Северо-Западного крыла применение сложившейся системы разработки со средней, относительно площади нефтеносности, сеткой скважин 15,0 га/скв. Максимальный фонд добывающих скважин – 2 единиц.

III объект – I, II неокомские горизонты Восточного крыла применение сложившейся системы разработки со средней, относительно площади нефтеносности, сеткой скважин 13,0 га/скв. Планируется перевод одной скважины в нагнетательный фонд.

Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 29 и 3 единиц достигается в 2024 и 2023 гг., соответственно.

IV объект – II, III, IV, V среднеюрские горизонты Северо-Западного крыла применение сложившейся системы разработки со средней, относительно площади нефтеносности, сеткой скважин 15,0 га/скв. Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин 10 и 1 единица соответственно.

V объект – I-V среднеюрские горизонты Восточного крыла применение сложившейся системы разработки со средней, относительно площади нефтеносности, сеткой скважин 16,0 га/скв.

Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 32 и 8 единиц.

VI объект – VI среднеюрский горизонт Восточного крыла применение сложившейся системы разработки со средней, относительно площади нефтеносности, сеткой скважин в диапазоне 25,0 га/скв. Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 9 и 2 единиц соответственно.

VII объект – II+III пермотриасовые горизонты Восточного крыла применение сложившейся системы разработки со средней, относительно площади нефтеносности, сеткой скважин 16,0 га/скв. Максимальный фонд добывающих скважин – 3 единиц.

VIII объект – горизонты РТ Юго-Восточного и Южного полей Восточного крыла. Данный объект рекомендуется разрабатывать равномерной сеткой скважин плотностью 40 га/скв, на естественном режиме растворенного газа переходящим в режим газовой шапки. Планируется ввод из наблюдательного фонда двух скважин (338, 7М) в добывающий фонд, в 2024 и 2025 гг. Максимальный фонд добывающих скважин – 3 единиц.

Вариант 2.

В данном варианте предусмотрено бурение 4 добывающих скважин, все скважины вертикальные (347, 358, 361, 363).

Общий эксплуатационный фонд скважин с начала разработки составит – 178 ед. Максимальный фонд добывающих скважин – 115 ед. достигается в 2026 г.

I объект – I-A, I-B и II аптские и неокомские горизонты Южного крыла применение сложившейся системы разработки со средней, относительно площади нефтеносности, сеткой скважин 9,0 га/скв. Планируется бурение 4 вертикальных скважин (347, 358, 361, 363). А также планируется перевод двух скважин (150, 324) в нагнетательный фонд. Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 32 и 3 единиц достигается в 2029 г., соответственно.

II объект – II аптский горизонт Северо-Западного крыла применение сложившейся системы разработки со средней, относительно площади нефтеносности, сеткой скважин 15,0 га/скв. Максимальный фонд добывающих скважин – 2 единиц.

III объект – I, II неокомские горизонты Восточного крыла применение сложившейся системы разработки со средней, относительно площади нефтеносности, сеткой скважин 13,0 га/скв. Планируется перевод одной скважины в нагнетательный фонд.

Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 28 и 3 единиц достигается в 2023 гг., соответственно.

IV объект – II, III, IV, V среднеюрские горизонты Северо-Западного крыла применение сложившейся системы разработки со средней, относительно площади нефтеносности, сеткой скважин 15,0 га/скв. Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин 10 и 1 единица соответственно.

V объект – I-V среднеюрские горизонты Восточного крыла применение сложившейся системы разработки со средней, относительно площади нефтеносности, сеткой скважин 16,0 га/скв.

Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 34 и 8 единиц.

VI объект – VI среднеюрский горизонт Восточного крыла применение сложившейся системы разработки со средней, относительно площади нефтеносности, сеткой скважин в диапазоне 25,0 га/скв. Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 9 и 2 единиц соответственно.

VII объект – II+III пермотриасовые горизонты Восточного крыла применение сложившейся системы разработки со средней, относительно площади нефтеносности, сеткой скважин 16,0 га/скв. Максимальный фонд добывающих скважин – 3 единиц.

VIII объект – горизонты РТ Юго-Восточного и Южного полей Восточного крыла. Данный объект рекомендуется разрабатывать равномерной сеткой скважин плотностью 40 га/скв, на естественном режиме растворенного газа переходящим в режим газовой шапки. Планируется ввод из наблюдательного фонда двух скважин (338, 7М) в добывающий фонд, в 2024 и 2025 гг. Максимальный фонд добывающих скважин – 3 единиц.

Вариант 3. Данный вариант отличается от предыдущих двух вариантов более уплотненной сеткой скважин, количество проектных добывающих скважин больше на 8 ед.

В целом по месторождению планируется бурение 12 скважин, из них 4 горизонтальных (363Н, 364Н, 365Н, 366Н), 8 вертикальных скважин (347, 358, 361, 367, 368, 369, 370, 371).

Общий эксплуатационный фонд скважин с начала разработки составит – 186 ед.

Максимальный фонд добывающих скважин – 123 ед. в 2026 г.

I объект – I-A, I-B и II аптские и неокомские горизонты Южного крыла применение сложившейся системы разработки со средней, относительно площади нефтеносности, сеткой скважин 9,0 га/скв. Планируется бурение 6 вертикальных скважин (347, 361, 367, 369, 370, 371). А также планируется перевод двух скважин (150, 324) в нагнетательный фонд. Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 30 и 3 единиц достигается в 2026 г., соответственно.

II объект – II аптский горизонт Северо-Западного крыла применение сложившейся системы разработки со средней, относительно площади нефтеносности, сеткой скважин 15,0 га/скв. Максимальный фонд добывающих скважин – 2 единиц.

III объект – I, II неокомские горизонты Восточного крыла применение сложившейся системы разработки со средней, относительно площади нефтеносности, сеткой скважин 13,0 га/скв. Планируется бурение 5 скважин, из них 4 скважины горизонтальные (363Н, 364Н, 365Н, 366Н) и одна вертикальная скважина (358). Планируется перевод одной скважины в нагнетательный фонд.

Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 33 и 3 единиц достигается в 2026 и 2023 гг., соответственно.

IV объект – II, III, IV, V среднеюрские горизонты Северо-Западного крыла применение сложившейся системы разработки со средней, относительно площади нефтеносности, сеткой скважин 15,0 га/скв. Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин 10 и 1 единица соответственно.

V объект – I-V среднеюрские горизонты Восточного крыла применение сложившейся системы разработки со средней, относительно площади нефтеносности, сеткой скважин 16,0 га/скв. Планируется бурение одной вертикальной скважины (368) в 2024 г. Планируется перевод 2-х скважин с VI объекта.

Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 35 и 8 единиц.

VI объект – VI среднеюрский горизонт Восточного крыла применение сложившейся системы разработки со средней, относительно площади нефтеносности, сеткой скважин в диапазоне 25,0 га/скв. Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 9 и 2 единиц соответственно.

VII объект – II+III пермотриасовые горизонты Восточного крыла применение сложившейся системы разработки со средней, относительно площади нефтеносности, сеткой скважин 16,0 га/скв. Максимальный фонд добывающих скважин – 3 единиц.

VIII объект – горизонты РТ Юго-Восточного и Южного полей Восточного крыла. Данный объект рекомендуется разрабатывать равномерной сеткой скважин плотностью 40 га/скв, на естественном режиме растворенного газа переходящим в режим газовой шапки. Планируется ввод из наблюдательного фонда двух скважин (338, 7М) в добывающий фонд, в 2024 и 2025 гг. Максимальный фонд добывающих скважин – 3 единиц.

В основу расчетов начального дебита новых проектных скважин положены фактические данные о дебитах скважин, продуктивности и удельной продуктивности, полученные в процессе опробования и эксплуатации залежей. Дебиты новых проектных скважин приняты: для вертикальных скважин – 5 т/сут, для горизонтальных скважин – 10 т/сут.

При выборе режимов работы скважин учитывалось, что текущее забойное давление добывающих скважин объектов I - VIII не должно быть ниже $R_{нас}$. Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
Режим разработки:			
I объект	внутриконтурное	внутриконтурное	внутриконтурное
II объект	без ППД		
III объект	внутриконтурное	внутриконтурное	внутриконтурное
IV объект	внутриконтурное	внутриконтурное	внутриконтурное
V объект	внутриконтурное	внутриконтурное	внутриконтурное
VI объект	внутриконтурное	внутриконтурное	внутриконтурное
VII объект	без ППД		
VIII объект	без ППД		

Система размещения скважин	площадная		
Плотность сетки, га/скв:			
I объект	9,0	9,0	7,5
II объект	15,0	15,0	11,5
III объект	13,0	13,0	13,0
IV объект	15,0	15,0	11,5
V объект	16,0	16,0	12,0
VI объект	30,0	25,0	12,5
VII объект	16,0	16,0	12,5
VIII объект	40,0	40,0	40,0
Режим работы скважин			
добывающая I - VII объекты	$R_{заб} > или = R_{нас}$		
добывающая VIII объект	$R_{заб} < R_{нас}$		
нагнетательная	$R_{заб} < R_{гидр.разр.}$		
Коэффициент использования скважин, д. ед.	0,9		
Коэффициент эксплуатации скважин, д. ед.:			
нагнетательных новые/переходящие	0,5/0,95	0,5/0,95	0,5/0,95
добывающих новые/переходящие			
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %	70-130		

Таблица 2 – График ввода скважин из бурения по объектам и по вариантам разработки

Объект разработки	Годы	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
		Ввод из бурения	Вывод из наблюдательного фонда	Ввод из бурения	Вывод из наблюдательного фонда	Ввод из бурения	Вывод из наблюдательного фонда
I объект	2024	347		347, 358		347, 361	
	2025	358		361,		367, 369	
	2026			363		370, 371	
	2027						
	2028						
	2029						
III объект	2024					358, 363Н	
	2025					364Н, 365Н	
	2026					366Н	
V объект	2024				368		
VI объект	2025						
VIII объект	2024		338		338		338
	2025		7М		7М		7М

Технологические показатели вариантов разработки

Для оценки рациональной разработки залежей месторождения Матин, а также экономически рентабельного КИН проводились расчеты прогнозных технологических показателей разработки. В основу гидродинамических расчетов положены фактические данные о дебитах скважин, расчетные данные продуктивности пластов, их неоднородности, полученные в период опробования продуктивных пластов. Расчеты проводились с использованием данных, созданных и адаптированных к фактическому состоянию разработки с использованием аналитической методики. Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем опыте применения и постоянном её совершенствовании.

Размещение добывающих проектных скважин в рассматриваемых вариантах выполнено на картах эффективных нефтенасыщенных толщин. Следует отметить, что размещение проектных скважин на основных объектах разработки формировалось таким образом, чтобы при возврате этих скважин на вышезалегающие объекты не нарушалась равномерность сетки, тем самым уплотняя уже существующую сетку скважин на верхних объектах.

Дебиты новых скважин обосновывались с учетом количества исследованных

скважин по объектам, показателя зональной неоднородности по продуктивности и коэффициента надежности.

1 вариант. В качестве базового принят вариант разработки, реализуемый на месторождении в настоящее время. Разработка залежей проводится существующим фондом скважин с учетом ввода из бурения дополнительных добывающих скважин в количестве 2 ед. Общий фонд скважин – 130 ед., из них: добывающих – 113 скв., нагнетательных – 17 скв.

Проектно-рентабельный период разработки – 2024 - 2056 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 1496,6 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 5748,9 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 25126,9 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 47937,7 тыс.т.

Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 20312,5 тыс.м³.

Накопленная закачка воды с начала разработки – 36224,7 тыс.м³.

Конечная обводненность – 96,8%

Рентабельный КИН – 0,346 д.ед.

Вариант 2. В данном варианте система разработки, перевод и возврат эксплуатационных скважин с объекта на объект аналогична варианту 1, так же предусмотрено дополнительное бурение новых добывающих в количестве 4 ед. Общий фонд скважин – 132 ед., из них: добывающих 115 скв., нагнетательных – 17 скв.

Проектно-рентабельный период разработки – 2024- 2057 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 1534,0 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 5786,3 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 25550,2 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 48360,9 тыс.т.

Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 20663,6 тыс.м³.

Накопленная закачка воды с начала разработки – 36575,8 тыс.м³.

Конечная обводненность – 96,9%

Рентабельный КИН – 0,348 д.ед.

Вариант 3. В данном варианте система разработки, перевод и возврат эксплуатационных скважин с объекта на объект аналогична варианту 1, так же предусмотрено дополнительное бурение новых добывающих скважин в количестве 12 ед. Общий фонд скважин – 140 ед., из них: добывающих 123 скв., нагнетательных – 17 скв.

Проектно-рентабельный период разработки – 2024- 2054 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 1518,3 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 5770,6 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 24428,6 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 47239,4 тыс.т.

Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 19882,7 тыс.м³.

Накопленная закачка воды с начала разработки – 35794,9 тыс.м³.

Конечная обводненность – 96,9%

Рентабельный КИН – 0,347 д.ед.

Рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин

Система промышленного сбора

В добывающем фонде по состоянию на 01.01.2024 г. числятся 110 действующих скважин, 1 скважина (8М) в бездействии и 15 скважин в контрольном фонде. Все скважины снабжены выкидными линиями диаметром 89 мм, по которым добываемая продукция поступает на АГЗУ, где производится индивидуальный поочередный замер дебита скважин и добываемого газа. Система «Эммерсон», расположенная на ГЗУ, через радиомодем передаёт данные в центральный диспетчерский пункт (ЦДП), где информация обрабатывается и отображается в реальном времени. Система сбора герметизирована.

Всего на месторождении Матин функционируют десять АГЗУ, к которым поступает продукция скважин:

- АГЗУ-1 – скважины 9, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 303, 305, 327 (12 ед.);
- АГЗУ-2 – скважины 104, 105, 109, 110, 128, 203, 204, 222, 236, 241, 242, 245, 254, 3М (14 ед.);
- АГЗУ-3 – скважины 19, 134, 238, 311, 328, 332, 333, 335, 9М (9 ед.);
- АГЗУ-4 – скважины 2М, 113, 118, 125, 239, 246, 248, 306, 321, 329, 330, 349 (12 ед.);
- АГЗУ-5 – скважины 116, 120, 122, 123, 124, 127, 202, 235, 244, 252А, 307, 309, 322 (13 ед.);
- АГЗУ-6 – скважины 6, 151, 210, 211, 301, 302, 313, 326, 339, 360, 8М (б/д), 10М (12 ед.);
- АГЗУ-7 – скважины 29, 101, 112, 153, 201, 249, 251, 255, 310, 314, 336, 337, 6М (13 ед.);
- АГЗУ-8 – скважины 315, 317, 318, 319, 323, 325, 340, 1М (8 ед.);
- АГЗУ-9 – скважины 341, 352, 342Н, 343Н, 350Н, 362Н, 12М, 13М, 353Н, 354Н, 355Н, 357Н (13 ед.);
- АГЗУ-10 – скважины 345, 356, 359, 16М, 346Н (5 ед.);
- ДНС – скважина 11М.

Общий поток газожидкостной смеси от АГЗУ по коллектору 159-219 мм, поступает на блок гребенки диаметром 325 мм, далее по коллектору 325 мм направляется в нефтегазовый сепаратор УПН.

Существующая схема системы сбора и транспорта добываемой продукции месторождения Матин представлена на рисунке 1.

Продукция скважин Юго-Восточного поля Восточного крыла (VIII объект) подключена к ДНС. ДНС обустроено в связи с недостатком пластовой энергии для транспортировки нефтегазовой смеси от скважин Юго-Восточного поля Восточного крыла, расположенных достаточно удалённо от УПН.

На ДНС осуществляется разделение добываемой продукции на жидкую и газообразную составляющие.

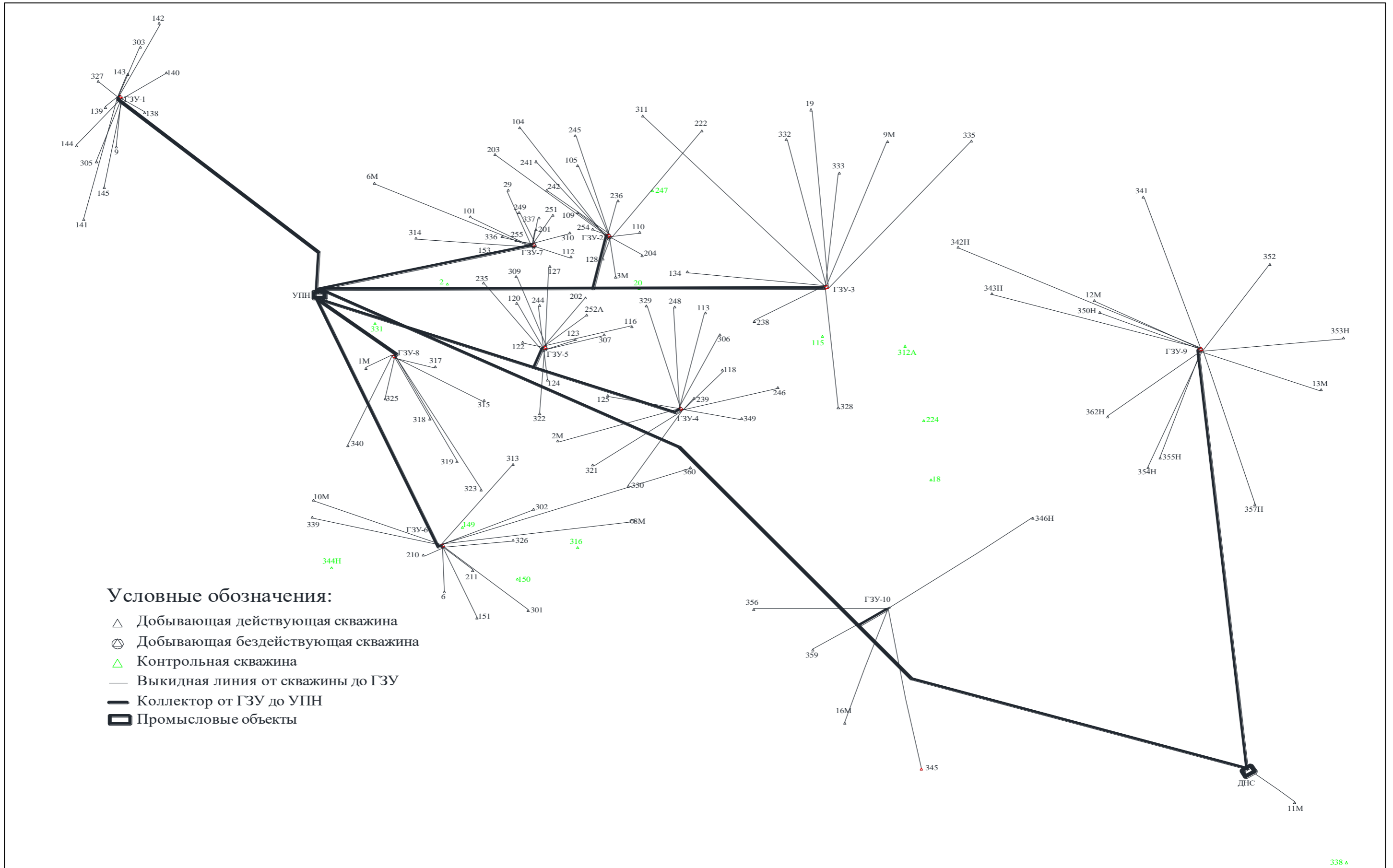


Рисунок 1 – Существующая схема системы сбора и транспорта добываемой продукции месторождения Матин

На ДНС осуществляется разделение добываемой продукции на жидкую и газообразную составляющие. Далее водонефтяная эмульсия перекачивается на УПН, газ – потребителям.

Существующая система промышленной подготовки продукции скважин

Подготовка нефти производится на УПН месторождения Матин.

Продукция добывающих скважин с замерных установок поступает на блок манифольда и далее в нефтегазовый сепаратор (НГС-1,2). На входе в НГС в поток с помощью дозировочного насоса вводится деэмульгатор в соотношении от 145 г- до 160 г на 1 тонну.

Сырой газ (растворенный в нефти) с НГС через верхний выход поступает в газовый сепаратор (ГС), где происходит отделение газа от конденсата, и далее через приборы учета и аппарат осушки направляется на газопоршневую электростанцию (ГПЭС), печи подогрева и котельную.

Отделившаяся нефтяная эмульсия после НГС через печь подогрева ПТБ-5-40Э поступает в резервуар-отстойник нефти ОБН-3000, откуда нефть через печь подогрева ППП-1-1,5/6,3 поступает в отстойник горизонтальный ОГ-100, далее в концевую сепарационную установку (КСУ) для окончательной дегазации, и подается на технологические резервуары РВС-1, РВС-2 и РВС-3 объемом 1000 м³ каждый и РВС-4 объемом 2000 м³.

С РВС-1 продукция поступает на РВС-3 и РВС-4, далее через печь подогрева ПТ-16/150М на РВС 2,5, где производится окончательная деэмульсация и отделение подтоварной воды. При положительном результате химического анализа нефти, с помощью центробежного насоса ЦНСн-60/330 (в количестве 2 единиц) нефть по трубопроводу диаметром 219 мм и протяженностью 17 км откачивается на ННТ Жамансор. С ОГ-100 поступает вода на ОПФ.

Отделившаяся в отстойнике ОГ -100 вода через фильтр ОПФ-3000, где происходит очистка от капель нефти и механических примесей, направляется на РВС №6,7 для сбора пластовой воды, уловленная нефть с ванны-ловушки ОПФ сбрасывается на дренажную емкость. С резервуаров №6,7 пластовая вода откачивается насосами (БКНС-1-рабочий, 2-ой резерв) в систему ППД.

Для откачки из дренажной емкости установлены насосы НВ-Е-50/50-2,5-В-55-У2 в количестве 2-х единиц.

Технологическая схема УПН представлена на рисунке 2.

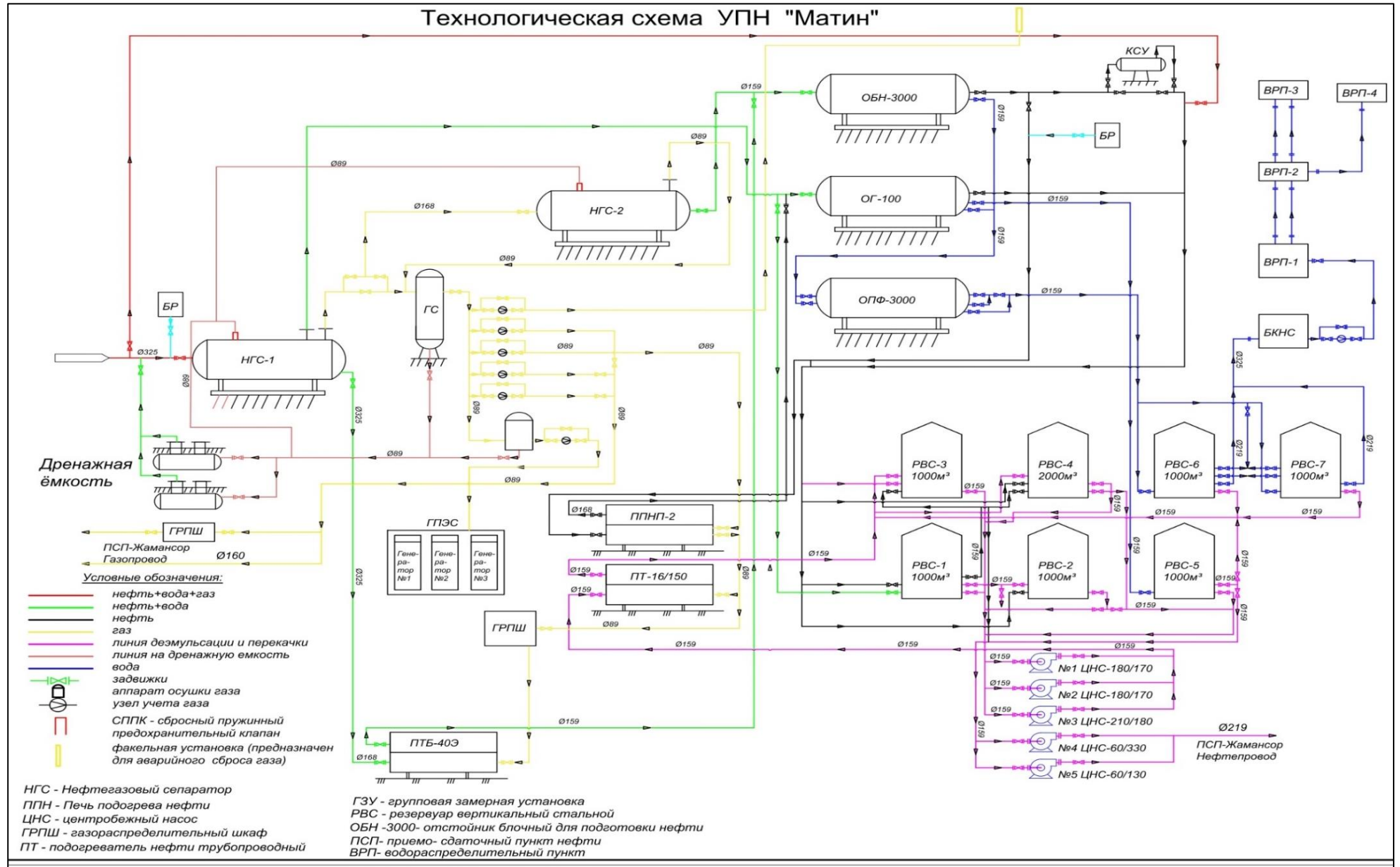


Рисунок 2 – Технологическая схема УПН месторождения Матин

Дожимная насосная станция (ДНС)

В 2015 г. выполнено строительство «Дожимной насосной станции месторождения Матин».

Продукция добывающих скважин Юго-Восточного поля Восточного крыла по выкидным трубопроводам поступает на АГЗУ-9, далее по нефтепроводу диаметром-159 мм на входной манифольд. (рисунок 3).

Далее по технологическому трубопроводу - в нефтегазовый сепаратор С-1, где под давлением $P=0,4$ МПа и при температуре $T=30^{\circ}\text{C}$ происходит выделение из нефтегазовой смеси попутного нефтяного газа.

Из НГС нефть поступает в буферную емкость под давлением 0,25 МПа. Буферная емкость обеспечивает равномерное поступление нефти к приему перекачивающих насосов НБ-50 (2 единицы).

Далее нефть направляется на площадку Установки подготовки нефти (УПН) по внутрипромысловому трубопроводу диаметром 159 мм.

Газ, выделившийся в нефтегазовом сепараторе С-1, поступает в газовый сепаратор СГ-1 для очистки от капельной влаги. Процесс протекает под давлением $P=0,35$ МПа и при температуре $T=25^{\circ}\text{C}$. Из СГ-1 подготовленный газ через узел учета газа направляется по потребителям на печи подогрева, ГПЭС, котельную, также предусмотрена байпасная линия, при которой вся продукция жидкость-газ направляется на УПН.

Дренаж со всех точек технологической цепочки направляется в дренажную емкость Е-1.

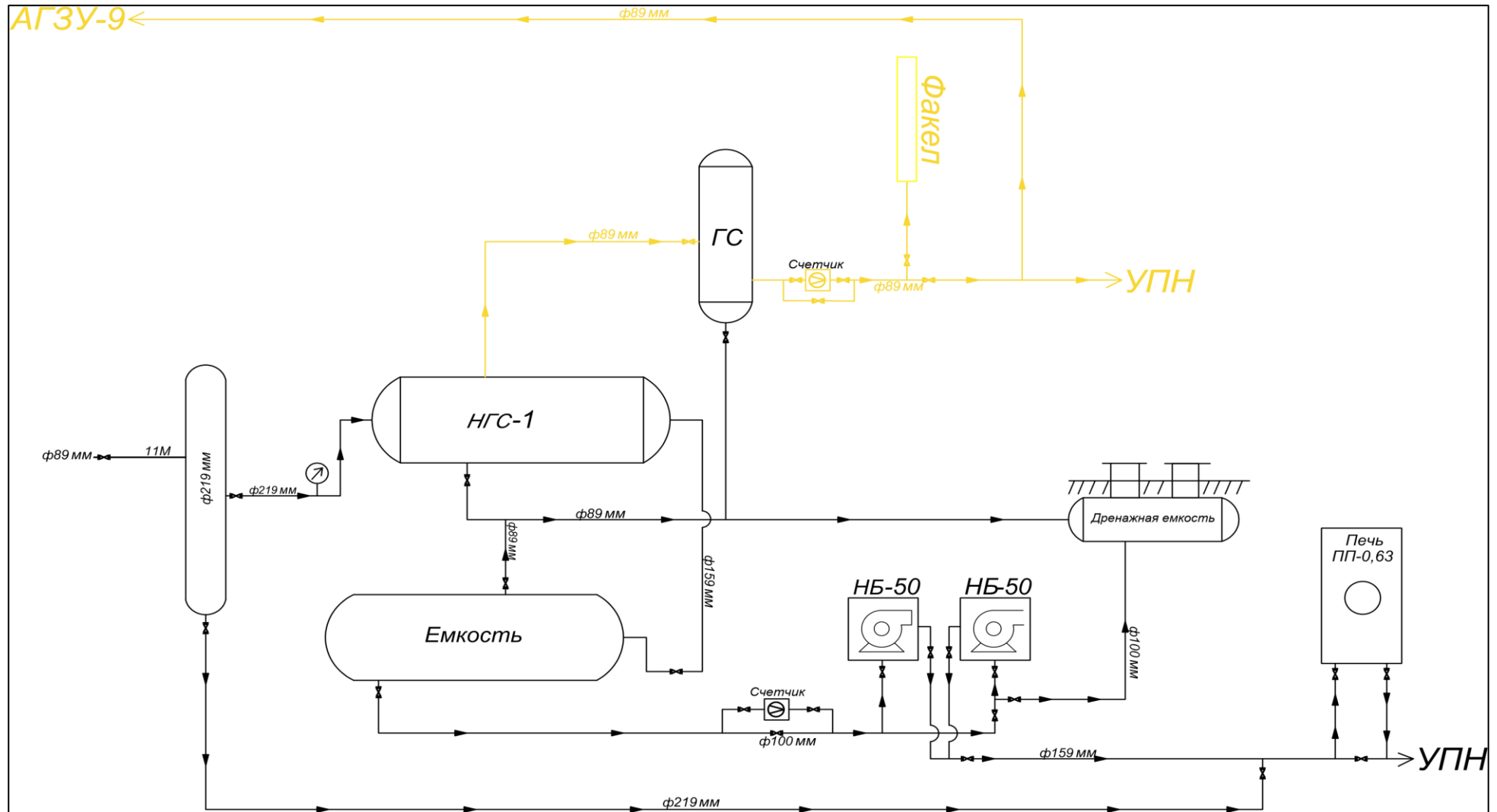


Рисунок 3 – Принципиальная технологическая схема ДНС месторождения Матин

Проектные решения по системе сбора, транспорта и подготовки добываемой продукции

По рекомендованному варианту разработки проектными решениями предусматривается: в 2024 г. – бурение 2-х добывающих скважин №347 и №358, в 2025 г. – бурение добывающей скважины №361, в 2026 г. – бурение добывающей скважины №363.

Дополнительное бурение 4-х добывающих скважин предполагает обустройство устьев и выкидных линий от данных скважин до ГЗУ.

На установке должна обеспечиваться возможность замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения.

Для минимизации тепловых потерь по длине трубопровода, рекомендуется все наземные участки трубопроводов оснастить теплоизоляцией, систему выкидных линий проложить подземно на глубине ниже глубины промерзания грунта.

Все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

В связи с тем, что существующая система сбора и подготовки нефти по производительности достаточна для поддержания технологических процессов, расширение ее в рамках проекта не предусматривается за исключением подключения новых проектных скважин.

При этом рекомендуется каждый год проводить техническое обслуживание оборудования, при необходимости своевременный ремонт и замену изношенного оборудования.

В виду удаленности ГЗУ-9 и ДНС от УПН, а также связанными с этим теплотерями по длине нефтесборного коллектора и увеличением противодавления в нём, рекомендуется установить на ГЗУ-9 и ДНС дополнительные печи подогрева по одной единице.

Перечень необходимого оборудования для реализации системы промышленного сбора по рекомендованному варианту разработки по годам представлен в таблице 4.

Таблица 4– Перечень необходимого оборудования для реализации системы промышленного сбора по двум вариантам разработки

№ п/п	Мероприятия	Ед. изм.	Годы			Всего
			2024	2025	2026	
1	Подключение проектных добывающих скважин	ед.	2	1	1	4
2	Прокладка выкидных трубопроводов Ду-100мм	м	1410	310	610	2330

Схема системы сбора и транспорта добываемой продукции с проектными решениями по рекомендованному варианту разработки представлена на рисунке 4.

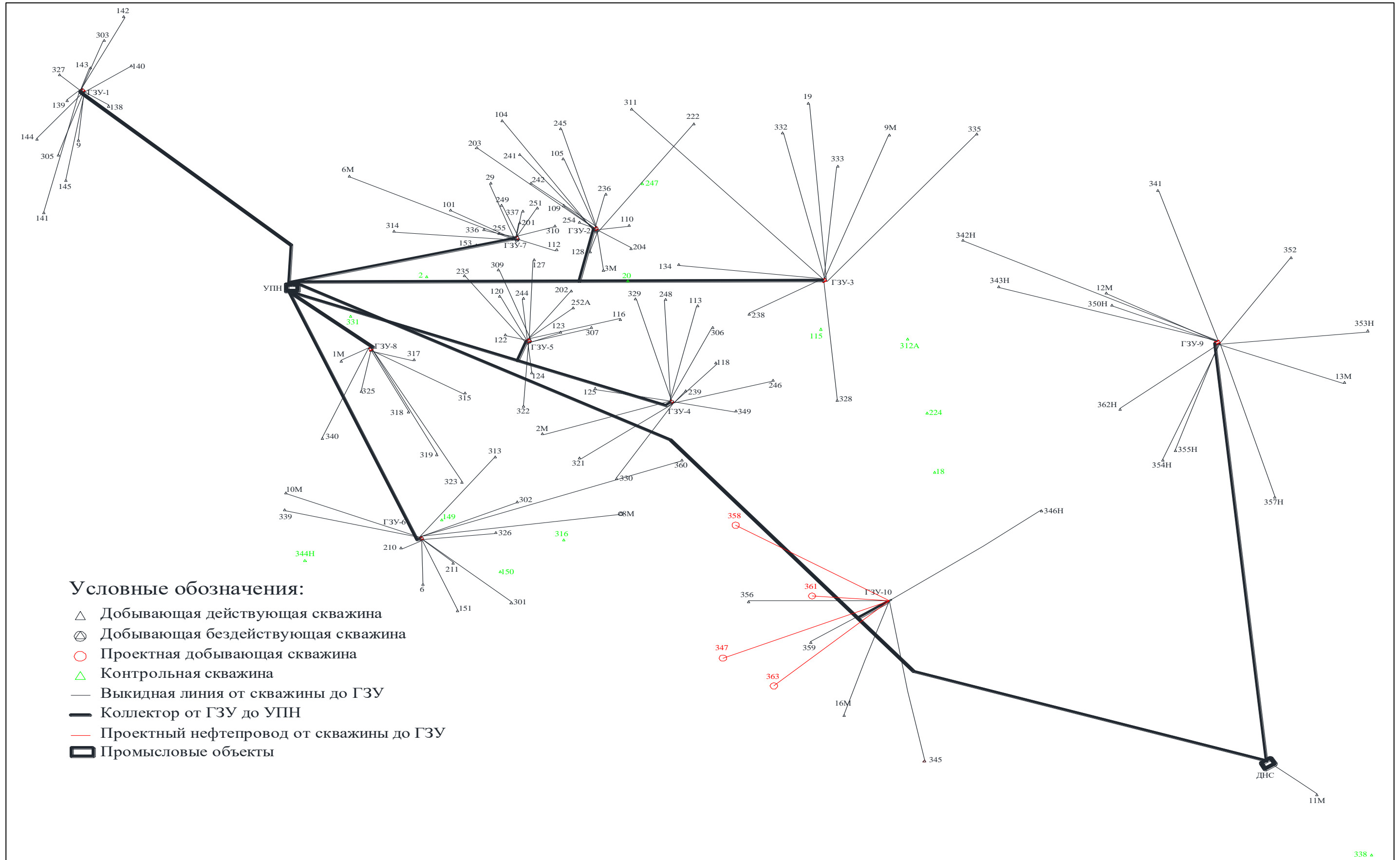


Рисунок 4 – Схема системы сбора и транспорта добываемой продукции с проектными решениями по рекомендованному варианту разработки

Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

С 01.01.2024 г. утилизация газа осуществляется в соответствии с «Программой развития переработки сырого газа месторождения Матин на 2024-2025 гг.» утвержденной Рабочей группой Министерства энергетики РК (протокол №1.1 от 08.12.2023 г.).

В 2023 г. специалистами ТОО «Q-ТЕХПРОЕКТ» выполнен отчет «Технологические потери попутного газа по месторождению Матин». В результате расчёта определён норматив технологических потерь попутного газа, который составил 0,119285%.

В соответствии с существующим положением в системе сбора и подготовки нефти и газа на месторождении Матин, сжигание газа не предусматривается, работа факела на 2024-2025 годы на месторождении не предусматривается, в связи с полной утилизацией газа на собственные нужды.

В соответствии с анализом существующего положения в системе сбора и подготовки добываемой продукции, а также с учетом проектных решений, основными объектами потребления газа в 2024-2025 гг. будут являться:

- ✓ (ПП-0,63А) на ДНС – 1 ед. (Потребление газа по паспортным данным 100 м³/час);
- ✓ (УН-0,2М3) на АГЗУ-9 – 1 ед. (Потребление газа по паспортным данным 25 м³/час);
- ✓ Газопоршневая электростанция (ГПЭС) марки Caterpillar G 3512 – 3 ед. (Потребление газа по паспортным данным одной установки 206 м³/час);
- ✓ Трубчатая печь ПТБ-5-40Э – 1 ед. (Потребление газа по паспортным данным 800 м³/час);
- ✓ Трубчатая печь типа ПТ 16/150 – 1 ед. (Потребление газа по паспортным данным 306 м³/час);
- ✓ Печь ППНП – 1 ед. (Потребление газа по паспортным данным 187 м³/час);
- ✓ Котельная на газовом топливе в вахтовом поселке, котел ICI CALDAIE – 1 ед. (Потребление газа по паспортным данным 28 м³/час);
- ✓ Котел «Bison NO 750» – 1 ед. (Потребление газа по паспортным данным 86 м³/час);
- ✓ Котел «Baltur Var275» – 1 ед. (Потребление газа по паспортным данным 30 м³/час).

Осушенный газ используется в качестве топлива для ГПЭС – вырабатывающих электроэнергию для собственных нужд месторождения, на печах подогрева нефти.

Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Подготовка закачиваемых вод направлена на удаление механических примесей и эмульгированной нефти до нормируемых показателей, снижение коррозионной агрессивности, подавление роста микроорганизмов и предотвращения солеобразования. При этом обеспечение высокого качества вод необходимо осуществлять доступными техническими средствами с минимальными капитальными и эксплуатационными затратами. В соответствии с требованиями нормативной документации качество воды, используемой для заводнения нефтяных пластов, должно соответствовать определенным нормативам. Согласно СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» все закачиваемые воды, по качеству должны удовлетворять следующим требованиям.

1. Водородный показатель (рН). Значение рН должно находиться от 4,5 до 8,5.
2. Фильтрационная характеристика. При снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки воды на 20% следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и, при необходимости, улучшать качество закачиваемой воды.
3. Совместимость с пластовой водой и породой. При контакте в пластовых условиях закачиваемой воды с пластовой водой и породой коллектора может быть допущено снижение фильтрационной характеристики в соответствии с п.2.
4. Размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти. При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью свыше 0,1 мкм должно быть 90% частиц не крупнее 5 мкм. При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью до 0,1 мкм не

крупнее 1 мкм.

5. Содержание нефти и механических примесей. В зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора допустимое содержание нефти и механических примесей устанавливается по таблице 5.

Таблица 5 – Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой воде

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
до 0,1 вкл.	-	до 3	до 5
свыше 0,1	-	до 5	до 10
до 0,35 вкл.	от 6,5 до 2 вкл.	до 15	до 15
свыше 0,35	менее 2	до 30	до 30
до 0,6 вкл.	от 35 до 3,6 вкл.	до 40	до 40
свыше 0,6	менее 3,6	до 50	до 50

**Примечание - Коэффициент относительной трещиноватости определять в соответствии с РДС 39-01-041-81 - Методика прогнозного определения норм качества сточных вод для внутриконтурного заводнения новых нефтяных месторождений платформенного типа. Содержание механических примесей и нефти в сточной воде*

6. Содержание растворенного кислорода. Содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/л.

7. Набухаемость пластовых глин. Набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения.

8. Коррозионная активность. При коррозионной активности воды свыше 0,1 мл/год, необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования по ГОСТ 9.506.

9. Содержание сероводорода. В воде, нагнетаемой в продуктивный коллектор, пластовые воды, которого не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать.

10. Наличие сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ). Не допускается присутствие СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород.

11. Содержание ионов трехвалентного железа. При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

Несоблюдение данных требований может способствовать закупорке поровых каналов механическими примесями, окисленной нефтью и биомассой, образующейся в пласте в процессе развития биогенной сульфат редукции.

Содержание механических примесей в закачиваемой воде не должно превышать для поровых коллекторов 5-15 мг/л, для трещиновато-поровых коллекторов 20-25 мг/л. Содержание нефти в закачиваемой воде для поровых коллекторов не должно превышать 15-25 мг/л, трещиновато-поровых коллекторов 40-50 мг/л.

По содержанию окисного железа в воде для поровых коллекторов установлен норматив 0,5-2 мг/л, для трещиновато-поровых коллекторов 7 мг/л. Размеры примесей микрочастиц не должны превышать 0,05 мм.

Существующее положение в системе ППД

Разработка месторождения Матин проводится с поддержанием пластового давления путем закачки воды в пласт. Источником водоснабжения для системы ППД является попутно-добываемая (сточная) вода.

В таблице 1.20 представлены результаты определения физических свойств и химического состава пластовых и закачиваемых вод месторождения Матин, исследованных в 2019 г. и в 2022 г. в лаборатории ТОО «КазНИГРИ».

Закачиваемая вода имеет минерализацию 195,1 г/л, тип воды – III класс хлоркальциевый, плотность - 1,154 г/см³, содержание ионов хлора 119,6 г/л, кальция 2,2 г/л, магния 2,1 г/л, суммарное количество калия и натрия составляет 71,0 г/л, сульфатов – 0,022 г/л, гидрокарбонатов - 0,063 г/л.

Таблица 6 – Физико-химический состав пластовых и закачиваемых вод месторождения Матин

Место отбора	Объект, горизонт, крыло	Дата отбора	ρ, г/см ³	рН	Компоненты, мг/л						Σ мин г/л;
					Ca	Mg	Na+K	Cl	SO ₄	HCO ₃	
Скважина 204	V J2-IV Восток	22.09.2019	1,153	6,2	1654	2583	70327	119365	20,1	84,9	194,3
Скважина 327	IV J2-II Сев-Зап	22.09.2019	1,170	6,0	2145	1890	77707	129043	37,0	88,5	210,9
Вода для ППД, отобрана на БКНС		21.10.2022	1,154	5,8	2266,2	2115,6	71030,8	119648,9	22,9	63,7	195,1

В 2022 году лабораторией ТОО «КазНИГРИ» проводились исследования содержания мехпримесей и нефтепродуктов в закачиваемой воде, отобранной с БКНС (таблица 7).

Таблица 7 – Результаты исследований по контролю качества закачиваемой воды

Место отбора	Дата поступления	Механические примеси, мг/л	Нефтепродукты, мг/л
БКНС	03.11.2022	н/д	0,009

По результатам исследований ТОО «КазНИГРИ» от 03.11.2022г. содержание нефтепродуктов в закачиваемой воде составляет 0,009 мг/л, что указывает на то, что подготовка воды соответствует установленным требованиям по содержанию нефтепродуктов.

Проектные решения в системе ППД

С учётом характеристики основных показателей разработки проведён расчёт технологических показателей работы нагнетательных скважин, приведённый в таблице 8.

Таблица 8 – Технологические показатели работы системы ППД месторождения Матин

Годы	Фонд нагнетательных скважин	Средняя приёмистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	Годовая закачка воды, тыс. м ³	Годовая добыча попутно-добываемой воды, тыс. м ³	Дефицит воды для системы ППД, тыс. м ³
2024	16	129,2	717,0	707,4	-9,6
2025	17	121,6	716,9	720,9	4
2026	17	119,7	705,7	713,8	8,1
2027	17	121,3	714,8	713,3	-1,5
2028	17	121,1	713,6	715,9	2,3
2029	17	123,0	725,1	713,5	-11,6
2030	17	122,1	719,7	713,3	-6,4
2031	17	121,4	715,6	710,5	-5,1
2032	17	122,2	720,1	707,8	-12,3
2033	17	120,8	712,2	703,2	-9
2034	17	119,2	702,7	696,2	-6,5
2035	17	118,6	699,0	685,5	-13,5
2036	17	117,2	690,8	679,9	-10,9
2037	17	115,6	681,7	673,3	-8,4
2038	17	114,5	674,7	665,8	-8,9
2039	17	112,6	664,0	655,6	-8,4
2040	17	110,5	651,1	647,4	-3,7
2041	17	108,2	637,9	635,7	-2,2
2042	17	106,1	625,5	624,4	-1,1
2043	17	103,7	611,5	611,8	0,3
2044	17	101,6	598,8	600,4	1,6
2045	17	99,4	585,7	588,4	2,7
2046	17	97,1	572,1	575,9	3,8
2047	17	94,5	557,1	561,5	4,4
2048	17	91,2	537,8	539,9	2,1
2049	17	88,0	518,9	523,6	4,7
2050	17	84,8	499,9	507,0	7,1

2051	17	81,6	480,8	490,9	10,1
2052	17	78,3	461,6	473,9	12,3
2053	17	75,0	442,2	456,6	14,4
2054	17	71,7	422,8	439,2	16,4
2055	17	68,4	403,3	421,6	18,3
2056	17	65,1	383,7	403,9	20,2
2057	17	63,1	371,9	393,9	22

В настоящее время фонд водозаборных скважин составляет 4 единицы №№ 3, 7, 8, 13. Скважины пробурены на альб-сеноманский горизонт К₁₋₂ al-sm. Если возникнет необходимость использования воды в системе ППД, то до начала закачки необходимо провести комплексные исследования на стабильность, совместимость, коррозионную активность и содержание СВБ пластовой, сточной и предполагаемой для закачки воды водоносного альб-сеноманского горизонта.

Для того, чтобы избежать осложнений при закачке воды в пласт, закачиваемая вода для целей ППД месторождения Матин должна соответствовать установленным требованиям, приведённым в таблице 9.

Таблица 9 – Требования к качеству закачиваемой воды

Параметры	Объекты				
	I	III	IV	V	VI
Стабильность	стабильна				
Совместимость с пластовыми водами	снижение приёмистости допускается не более 20%				
Количество мехпримесей	до 50 мг/л		до 3 мг/л	до 15 мг/л	до 3 мг/л
Содержание нефтепродуктов	до 50 мг/л		до 5 мг/л	до 15 мг/л	до 5 мг/л
Размер взвешенных частиц	90% частиц не крупнее 5 мкм		90% частиц не крупнее 1 мкм	90% частиц не крупнее 5 мкм	90% частиц не крупнее 1 мкм
Содержание растворённого кислорода	менее 0.5 мг/л				
Содержание железа (II)	менее 1 мг/л				
Содержание сероводорода	отсутствие				
Содержание сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ)	отсутствие				

К числу факторов, осложняющих реализацию системы ППД, можно отнести низкую, не соответствующую проектной, приёмистость нагнетательных скважин.

При реализации системы ППД необходимо проводить мониторинг качества закачиваемой воды. Согласно необходимо проводить ежедневный контроль содержания нефтепродуктов и мехпримесей в закачиваемой воде и раз в квартал на нагнетательных скважинах осуществлять замеры забойного давления.

Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения

Система подготовки воды должна быть закрытой, чтобы избежать контакта добываемой воды с атмосферой. Нагнетательная скважина должна быть оснащена штуцерным клапаном и расходомером для контроля распределения нагнетаемой воды.

Для очистки воды от нефти и мехпримесей существуют следующие методы: отстой, флотация, осаждение, фильтрация и сепарация. Подготовка воды чаще всего осуществляется путем отстоя в резервуаре сточной воды. В таких условиях частицы менее 5 мкм осаждаются медленно, и гранулометрический состав взвесей не контролируется. Более тонкую очистку обеспечивает фильтрация и сепарирование под действием центробежных сил.

Очистка от нефти осуществляется отстоем в резервуаре цеха подготовки нефти. В случае превышения требуемых норм очистки в технологическую схему может быть включен блок гидродиклонов типа жидкость–жидкость.

Предварительная очистка от механических примесей проводится отстоем в резервуаре. Дополнительная подготовка воды может осуществляться путем ее фильтрации через различного рода фильтры (фильтры грубой очистки, фильтры на пористых средах, патронные фильтры) или с помощью сепарации в гидроциклонах и центрифугах.

В настоящее время на месторождении Матин закачка воды осуществляется посредством БКНС. На БКНС поступает сточная пластовая вода с установки подготовки нефти (УПН), отстоянная и очищенная с помощью патронного фильтра-отстойника ОПФ-3000, объемом 125 м³, рассчитанного на рабочее давление 0.6 МПа. Вода подается из технологических резервуаров РВС 6 и 7 объемом 1000 м³ каждый по трубопроводу диаметром 325 мм. На БКНС установлены 2 комплекта центробежных секционных насоса ЦНС 120-800-3Т-М, ЦНС 120-650-3Т-М, производительностью 120 м³/ч каждый, напором 1100 м, с частотой вращения 2950 об/мин. Насосные агрегаты укомплектованы электродвигателями, гидравлическими муфтами для изменения частоты вращения насоса и размещены на общей раме основания

Данные насосные установки рассчитаны для работы с пластовой водой плотностью 1150 кг/м³ и рН среды 7,2, при рабочей температуре 20-25оС.

Электроэнергия к БКНС поступает с газопоршневой электростанции.

От БКНС через узел учёта вода подается на водораспределительный пункт ВРП-1, оттуда по водоводам 159 мм (один работает, второй резервный) поступает на ВРП-2 и по водоводам диаметром 159 мм – на ВРП-4и БГ-5. С ВРП-2 по водоводам 159 мм (один работает, второй резервный) поступает на ВРП-3. На ВРП вода распределяется по нагнетательным скважинам по трубопроводам диаметром 89 мм.

- От ВРП-1 – на скважину 304;
- От ВРП-2 – на скважины 108, и 121;
- От ВРП-3 – на скважины 102, 106, 107, 111, 114, 129, 237, 334, 348;
- От ВРП-4 – на скважины 117 и 126;
- От БГ-5 – на скважину 320.

Для замера расхода закачиваемой воды на устье нагнетательных скважин установлены счетчики СЖУ–25М с рабочим давлением 2.5-4.0 МПа. Уровень воды, хранящейся в резервуарах, контролируется уровнемерами типа СОКУР. Контроль над показаниями приборов осуществляется ежедневно и регистрируется в специальном журнале.

Существующая принципиальная схема распределения закачиваемой воды в систему ППД представлена на рисунке 6.

В нагнетательном действующем фонде находятся 15 скважин.

Закачку воды в I объект осуществляет скважина №320, в III объект осуществляют скважины 129, 334 и 348, в IV объект осуществляет скважина 304, в V объект осуществляют скважины 102, 106, 108, 111, 114, 117, 121 и 237, в VI объект – скважины 107 и 126.

Все нагнетательные скважины снабжены 168 мм эксплуатационными колоннами. Глубина подвески НКТ на всех скважинах выше верхних отверстий интервала перфорации на глубину от 3 м (скважина 108) до 59 м (скважина 117).

В настоящее время фонд водозаборных скважин составляет 4 единицы №№ 3, 7, 8, 13. Скважины пробурены на альб-сеноманский горизонт К1-2 al-sm. По состоянию на 01.01.2024 г. скважины находятся в консервации.

За анализируемый период дозирование реагентов в закачиваемую воду не проводилось.

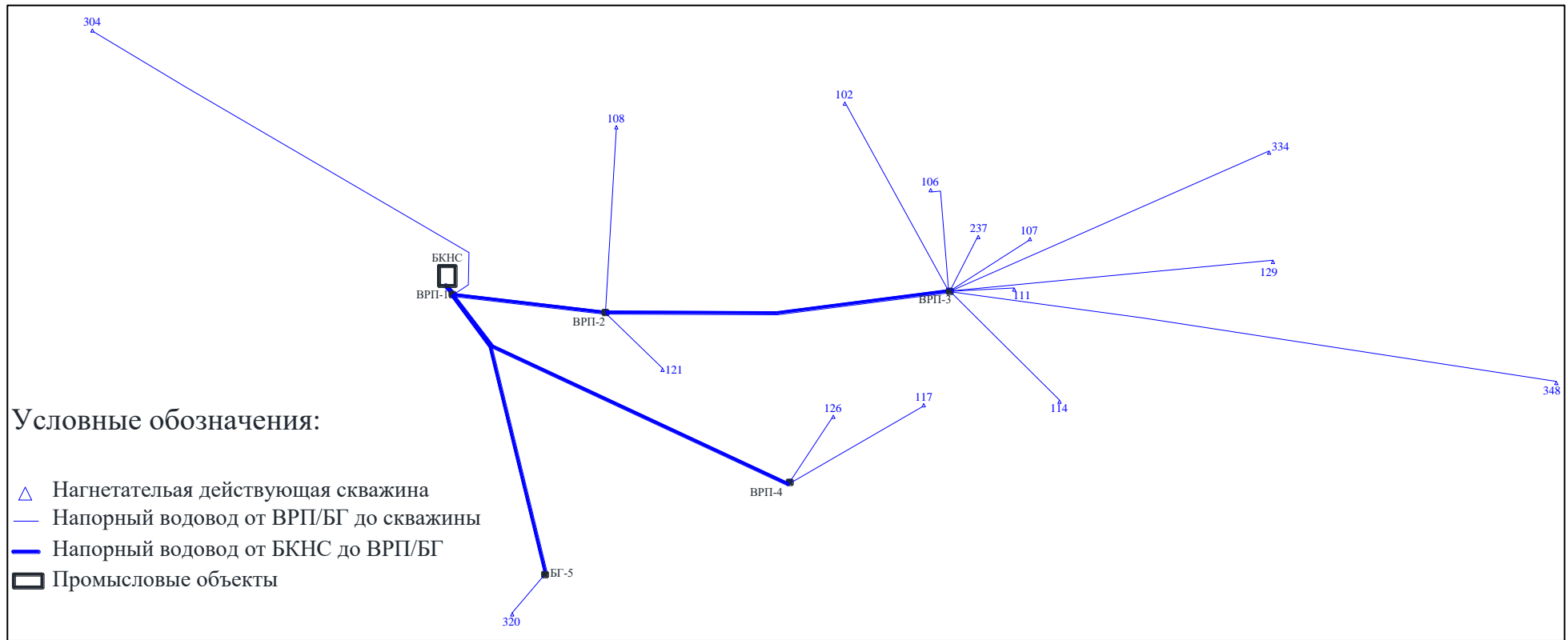


Рисунок 6 – Существующая схема распределения закачиваемой воды в систему ПВД месторождения Матин

Проектные решения по системе ППД

По системе заводнения для рекомендуемого варианта разработки предполагается в 2024г. и в 2025 г. – перевод по 1-й скважины из наблюдательного фонда под нагнетание воды. Фонд нагнетательных скважин составит 17 единиц.

Для реализации данного решения потребует подключить переводимые скважины к ближайшему ВРП.

5. Краткое описание существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду, включая воздействия на следующие природные компоненты и иные объекты:

жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности

Намечаемая деятельность не окажет негативного воздействия на условия проживания и деятельности населения района. Воздействие на социально-экономическое развитие оценивается в положительном направлении, так как реализация намечаемой деятельности влечёт за собой увеличение занятости населения, создание рабочих мест, а также увеличение налогообложения и поступлений в местный бюджет.

биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)

Использование растительности и представителей животного мира, использования невозобновляемых или дефицитных природных ресурсов в ходе осуществления намечаемой деятельности не предусматривается.

земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)

При реализации намечаемой деятельности не предусматривается дополнительного изъятия земельных ресурсов, так как работы будут осуществляться в пределах существующих земельных участков, с целевыми назначениями, соответствующим намечаемой деятельности.

С целью исключения загрязнения земельных ресурсов в ходе реализации намечаемой деятельности предусматривается предварительное снятие почвенно-растительного слоя, его складирование в отдельные отвалы для исключения его загрязнения и использования в дальнейшем при рекультивации;

Исходя из вышеизложенного, воздействие намечаемой деятельности можно охарактеризовать как не существенное.

Намечаемая деятельность не повлечёт за собой изменений в экологической обстановке и взаимодействии компонентов окружающей среды по отношению к существующему положению.

6. Информация о предельных количественных и качественных показателях эмиссий, физических воздействий на окружающую среду, предельном количестве накопления отходов, а также их захоронения, если оно планируется в рамках намечаемой деятельности

Загрязнение атмосферы предполагается в результате выделения:

- *в процессе добычи, сбора и подготовки углеводородного сырья:*
 - в результате утечек легких фракций углеводородов от технологического

оборудования (сепараторов, оборудования скважин и т.д.), сжигание газа, утилизация газа с выработкой электро- и тепло-энергий;

-
- *в процессе строительства скважин:*
 - в результате сгорания дизельного топлива (в дизель-генераторе привода);
 - в результате неорганизованных выбросов при работе спецтехники (бульдозера, экскаватора и т.д.);
 - в результате утечек легких фракций углеводородов из емкостей, насосов, сепаратора, резервуаров;
 - в результате выбросов от слесарной мастерской и сварочного поста и т.д.

Для приведения количества выбросов загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу **от существующего оборудования** представлен «*Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников загрязнения месторождения «Матин» АО «Матен Петролеум» на 2024 год*» (ЭР KZ89VCZ03442580 от 13.03.2024г.), согласно которого количество источников выбросов на 2024 год при эксплуатации оборудования на месторождении Матин составляет 238 ед., из них 19 источников организованных, и 219 неорганизованных источников загрязнения.

Ориентировочное количество источников **при реализации проектных решений**, по всем вариантам разработки месторождения Матин составляет:

- 3 источника загрязнения атмосферы, из которых 2 являются организованными источниками и 1 неорганизованным источником выбросов ЗВ.

Согласно проекту аналога на строительство скважины (*Раздел «Охрана окружающей среды (РООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство вертикальной эксплуатационной скважины № 358 на месторождении Матин»*), ориентировочное количество источников **при строительстве 1 скважины глубиной 670 м** составляет 31 источник, из которых 10 является организованными, 21 – неорганизованными.

Согласно проекту аналога на строительство скважины (*Раздел «Охрана окружающей среды (РООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 346Н на месторождении Матин»*), ориентировочное количество источников **при строительстве 1 скважины глубиной 1025 м** составляет 32 источника, из которых 10 является организованными, 22 – неорганизованными.

Согласно данного «Проекта разработки месторождения Матин», с целью выявить наибольшее воздействие на атмосферный воздух при реализации каждого из 3-х вариантов разработки месторождения рассмотрены следующие года (не принимая во внимание рентабельность):

- при реализации 1 варианта:

- в 2024 году максимальные показатели объемов добычи нефти (105,2 тыс.т) и газа (6,130 млн.м³), при фонде добывающих скважин – 112 шт.;
- в 2025 году показатели объемов добычи нефти (94,1 тыс.т) и газа (5,593 млн.м³), при максимальном фонде добывающих скважин – 113 шт.;
- бурение 2-х добывающих скважин согласно проектным решениям.

- при реализации 2 (рекомендуемого) варианта:

- в 2024 году максимальные показатели объемов добычи нефти (105,8 тыс.т) и газа (6,161 млн.м³), при фонде добывающих скважин – 113 шт.;
- в 2026 году показатели объемов добычи нефти (92,2 тыс.т) и газа (5,496 млн.м³), при

максимальном фонде добывающих скважин – 115 шт.;

- бурение 4-х добывающих скважин согласно проектным решениям.

- при реализации 3 варианта:

- в 2024 году максимальные показатели объемов добычи нефти (109,3 тыс.т) и газа (6,370 млн.м³), при фонде добывающих скважин – 116 шт.;

- в 2026 году показатели объемов добычи нефти (97,0 тыс.т) и газа (5,779 млн.м³), при максимальном фонде добывающих скважин – 123 шт.;

- бурение 12-и добывающих скважин согласно проектным решениям.

В рамках настоящего ОВВ к «Проекту разработки месторождения Матин» рассмотрены основные источники выбросов, которые находятся в прямой зависимости от максимального уровня добычи углеводородов.

Все источники выбросов можно разделить на организованные и неорганизованные. Источникам организованных выбросов присваиваются четырехзначные номера, начиная с 0001, а неорганизованным источникам выбросов – с 6001. При разработке месторождения будут функционировать как организованные, так и неорганизованные источники выбросов.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ, которые отличают варианты друг от друга, являются:

1 вариант:

2024 год

- Печь подогрева (ППТ-0,63А) на ДНС – 1 ед. – (Источник № 0001);
- Печь подогрева (УН-0,2) на АГЗУ-9 – 1 ед. – (Источник № 0002);
- Площадки 112-ти добывающих скважин – 1 ед. - (Источник № 6001).

2025 год

- Печь подогрева (ППТ-0,63А) на ДНС – 1 ед. – (Источник № 0001);
- Печь подогрева (УН-0,2) на АГЗУ-9 – 1 ед. – (Источник № 0002);
- Площадки 113-ти добывающих скважин – 1 ед. - (Источник № 6001).

2 (рекомендуемый) вариант:

2024 год

- Печь подогрева (ППТ-0,63А) на ДНС – 1 ед. – (Источник № 0001);
- Печь подогрева (УН-0,2) на АГЗУ-9 – 1 ед. – (Источник № 0002);
- Площадки 113-ти добывающих скважин – 1 ед. - (Источник № 6001).

2026 год

- Печь подогрева (ППТ-0,63А) на ДНС – 1 ед. – (Источник № 0001);
- Печь подогрева (УН-0,2) на АГЗУ-9 – 1 ед. – (Источник № 0002);
- Площадки 115-ти добывающих скважин – 1 ед. - (Источник № 6001).

3 вариант:

2024 год

- Печь подогрева (ППТ-0,63А) на ДНС – 1 ед. – (Источник № 0001);
- Печь подогрева (УН-0,2) на АГЗУ-9 – 1 ед. – (Источник № 0002);
- Площадки 116-ти добывающих скважин – 1 ед. - (Источник № 6001).

2026 год

- Печь подогрева (ППТ-0,63А) на ДНС – 1 ед. – (Источник № 0001);
- Печь подогрева (УН-0,2) на АГЗУ-9 – 1 ед. – (Источник № 0002);
- Площадки 123-ти добывающих скважин – 1 ед. - (Источник № 6001).

В ОВВ рассмотрены периоды (года) разработки месторождения Матин по каждому из вариантов, которые характеризуются максимальными показателями добычи углеводородов.

Источники при бурении скважин

В процессе строительного-монтажных работ предусматриваются следующие виды работ: рытье траншей, обвалования площадки ГСМ, транспортировки грунта и т.п.

Работа строительной техники будет сопровождаться выбросами пыли.

Работа дизельных блоков сопровождается выделением в атмосферу *оксида азота, диоксида азота, диоксида серы, оксида углерода, углеводородов, сажи, бенз(а)пирена и формальдегида.*

При приеме, хранении и отпуске дизтоплива в наземные резервуары склада ГСМ, топливные баки дизельных установок и спецтехники в атмосферу выделяются предельные углеводороды.

В процессе бурения скважин будут проводиться сварочные работы. При ручной дуговой сварке штучными электродами от сварочного оборудования в атмосферу выделяются *сварочный аэрозоль и фтористый водород.*

При строительстве скважин основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения:

- пыли в процессе строительного-монтажных работ (рытье траншеи, обвалования площадки ГСМ);
- продуктов сгорания дизельного топлива (привод лебедки и ротора, привод буровых насосов, дизель-генератор);
- легких фракций углеводородов от технологического оборудования (емкости для хранения горюче-смазочных материалов, технологические емкости);

Процесс строительства скважин состоит из следующих работ: *строительного-монтажные, подготовительные работы, бурение и крепление, испытание.*

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ при бурении скважин являются:

- при СМР: ДЭС, сварочные работы, работа ямобура, перемещение грунта бульдозером, работа экскаватора, емкости для дизтоплива, моторного масла, отработанного масла, ДВС;
- при подготовительных работах к бурению, бурение и крепление скважины: Дизельные двигатели (привод насоса, привод буровой установки, ДЭС, цементировочный агрегат), емкости буровых растворов, бурового шлама, дизельного топлива, моторного масла, отработанного масла, вакуумный дегазатор, газосепаратор;
- при испытании скважины: Дизельные двигатели (силовой агрегат, ДЭС, цементировочный агрегат), емкости дизельного топлива, моторного масла, отработанного масла.

Для приведения (ориентировочного) количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в процессе строительства скважин использованы данные из аналогичных проектов: «Раздел «Охрана окружающей среды (ООС)» к «Индивидуальному техническому проекту на

строительство вертикальной эксплуатационной скважины № 358 на месторождении Матин» и РООС к «Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 346Н на месторождении Матин».

Сравнение 3-х вариантов проведено по ориентировочному количеству и перечню загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу месторождения Матин по каждому из вариантов разработки:

- от фонда добывающих скважин, от дополнительного технологического оборудования, которые находятся в прямой зависимости от объема добычи нефти, представлены по результатам расчетов в таблице 1.25 проекта ОВВ.

Сравнение 3-х вариантов разработки также проведено по ориентировочному количеству и перечню загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на месторождении Матин, по каждому из вариантов разработки, при строительстве скважин:

- **I вариант** – предусматривает бурение 2-х добывающих скважин согласно проектным решениям;

- **II рекомендуемый вариант** – предусматривает бурение 4-х добывающих скважин согласно проектным решениям;

- **III вариант** – предусматривает бурение 12-ти добывающих скважин, из них 8 вертикальных скважин проектной глубиной 670м и 4 горизонтальных скважин проектной глубиной 1025м согласно проектным решениям.

Приведенное количество и перечень загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу, при реализации проектных решений являются предварительными. Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ могут быть представлены в Индивидуальном техническом проекте на строительство скважины.

- при строительстве скважин принято по проектам аналогам: РООС к «Индивидуальному техническому проекту на строительство вертикальной эксплуатационной скважины № 358 на месторождении Матин» и РООС к «Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной эксплуатационной скважины № 346Н на месторождении Матин» и представлены в таблице 1.26 проекта ОВВ.

Согласно Разделу 1 «Виды намечаемой деятельности и иные критерии, на основании которых осуществляется отнесение объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду», приложения 2 Экологического кодекса, данный объект относится к 1 категории.

Размер санитарно-защитной зоны месторождения Матин установлен 500 м в соответствии с санитарно-эпидемиологическим заключением к «Проекту установленного (окончательного) размера санитарно-защитной зоны для нефтяного месторождения «Матин» АО «Матен Петролеум» (Корректировка)» (№ KZ52VBZ00054115 от 27.05.2024 г.).

По данным РГКП «Казахское лесоустроительное предприятие», координаты месторождения находятся за пределами земель государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

В регионе обитают животные и птицы, занесенные в Красную книгу Республики Казахстан: степной орел, стрепет, чернобрюхий рябок, саджа, также встречается сайгаки. Кроме них на территории района водятся дикие животные, в том числе, волки, лисы, корсак, степной хорек, кролики и грызуны.

Сведений о растениях, включенных в Красную книгу, в инспекции нет.

Отходы производства и потребления.

В процессе строительства скважин образуются следующие группы отходов:

- производственные;
- коммунальные.

Все виды и типы образующихся отходов, в первую очередь, зависят от осуществляемых технологических процессов и выполняемых производственных операций:

- при приготовлении бурового и тампонажного растворов;
- в процессе строительства и освоения скважины;
- при вспомогательных работах.

Основными эмиссиями при бурении скважины являются:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- промасленная ветошь;
- отработанные масла;
- металлолом;
- огарки электродов;
- коммунальные и пищевые отходы (ТБО).

Отработанный буровой раствор (ОБР) – один из видов отходов при строительстве скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя рН и минерализации жидкой фазы.

Буровой шлам (БШ) – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен.

Огарки сварочных электродов - инертные отходы, остающиеся при строительстве, техническом обслуживании и монтаже оборудования – металлическая стружка, куски металла, бракованные детали, выявленные в процессе ремонта и не подлежащие восстановлению, обрезки труб, арматура и т.д., собирается на площадке для временного складирования металлолома, по мере накопления вывозятся специализированной организацией. Количество отходов металлолома за период строительства принимается 1 % от общего количества израсходованного металла. Временно складироваться на открытой площадке и передаются сторонним организациям для утилизации на договорной основе. Срок временного хранения отходов составляет 15 дней.

Отработанные масла собираются в емкость, вывозятся специализированной организацией.

Коммунальные отходы – упаковочная тара продуктов питания, бумага, пищевые отходы собираются в контейнеры и вывозятся специализированной организацией.

Коммунальные отходы и пищевые отходы складироваться в специальном контейнере с крышкой, основание которого забетонировано, гидроизолировано на оборудованной площадке, объемом 1,1 м³ (1100 л.) по мере накопления, ежедневно (1 раз в сутки) для теплого времени года и 1 раз в 3 суток в холодное время года. Вывоз отходов строительного производства и твердо бытовых отходов предусмотрен подрядными организациями на договорной основе.

7. Информация:

о вероятности возникновения аварий и опасных природных явлений, характерных соответственно для намечаемой деятельности и предполагаемого места ее

осуществления;

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной, статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок.

Анализ вероятности возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации месторождений и объектов инфраструктуры принят в системе следующих оценок «практически невероятные аварии - редкие аварии - вероятные аварии - возможные неполадки - частые неполадки» с учетом наиболее опасных в экологическом отношении звеньев технологической цепи. Аварийные ситуации на нефтепромысле могут возникнуть при эксплуатации скважины по добыче нефти, газа и быть связанными с разливами и выбросами нефтепродуктов и газопроявлений.

о возможных существенных вредных воздействиях на окружающую среду, связанных с рисками возникновения аварий и опасных природных явлений;

Основными объектами воздействия являются:

- атмосферный воздух;
- водные ресурсы;
- почвенно-растительные ресурсы.

Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух:

Исходя из анализа исследований наиболее значительными авариями являются аварии, связанные с воздействием на атмосферный воздух.

Для атмосферы характерна чрезвычайно высокая динамичность, обусловленная как быстрым перемещением воздушных масс в латеральном и вертикальном направлениях, так и высокими скоростями, разнообразием протекающих в ней физико-химических реакций.

Атмосфера рассматривается как огромный «химический котел», который находится под воздействием многочисленных и изменчивых антропогенных и природных факторов.

Возможное воздействие на воздушную среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, кратковременного действия, по величине воздействия как умеренной значимости.

Воздействие возможных аварий на водные ресурсы:

Практически невозможно предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод при продолжающемся загрязнении других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение почвогрунтов, так как через них возможно вторичное загрязнение поверхностных и подземных вод. Особое значение для предотвращения возможных аварий и загрязнения водоносных горизонтов имеют периодический осмотр технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

Воздействие возможных аварий на почвенно -растительный покров:

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для почвенно-растительного покрова, связаны со следующими процессами:

- пожары;

-разливы химреагентов, ГСМ;

-разливы сточных вод.

Необходимо отметить, что серьезное воздействие на компоненты окружающей среды могут оказать и непосредственно ликвидационные работы по изъятию загрязненной почвы и ее утилизации.

Подобные операции обычно требуют привлечения транспортных средств и техники, движение которых происходит на достаточно большой площади. В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами очага загрязнения.

о мерах по предотвращению аварий и опасных природных явлений и ликвидации их последствий, включая оповещение населения;

Основными мерами предупреждения вышеперечисленных аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль. Комплекс мероприятий по сведению к минимуму воздействия на природную среду охватывает все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, подземные воды, почвы, флору и фауну.

Строгое соблюдение обслуживающим персоналом правил и инструкций по технике безопасности, точное выполнение требований инструкций по эксплуатации оборудования и других действующих нормативных документов, технологических инструкций позволяют создать условия, исключающие возможность возникновения аварий.

Для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения минимума негативных последствий при работах по разработке на предприятии:

- Разработан специализированный План аварийного реагирования (мероприятия) по ограничению, ликвидации и устранению последствий потенциальных и возможных аварий;

Для правильного и безопасного ведения работ на предприятии предусмотрены специальные службы, которые выполняет следующие основные мероприятия:

- Обеспечивают ведение установленной документации по предприятию и участие в разработке годовых планов развития производства;

- Обеспечивают вспомогательные работы на производстве;

- Трассирование откаточных автодорог и других линейных сооружений, ведет контроль за планировочными работами;

- Проводится строгое соблюдение технологического режима работы установок и оборудования;

- Проводится контроль технического состояния оборудования;

- Своевременно и качественно проводится техническое обслуживание и ремонт;

- При высоких скоростях ветра (10 м/с и более) слив и налив ГСМ прекращаются;

- Предусматриваются обваловки на площадках расположения склада ГСМ, химреагентов, где возможны утечки загрязняющих веществ, обеспечивающие локализацию разлива на ограниченном пространстве при любом реальном сценарии развития аварии;

- Принимаются эффективные меры по предотвращению разгерметизации резервуаров, автоцистерн, разливов нефтепродуктов и пожаров;

- Проводится использование резервуаров для хранения ГСМ и складов для хранения токсичных материалов, выполненных в строгом соответствии с наиболее «жесткими» нормативами при обеспечении их безопасности, а также с учетом природных условий рассматриваемого региона;

- Проведение постоянного контроля метеопараметров и состояния атмосферного воздуха;
- Предусмотрен контроль режима работы оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий;
- Проводится планирование и проведение мероприятий по тренингу персонала служб чрезвычайного реагирования и персонала, непосредственно выполняющего работы на аварийно-опасных объектах;
- Используются системы или методы математического моделирования аварийных ситуаций;
- Задействована система автоматического контроля, включающих аварийную систему первичного реагирования и локальные системы аварийного оповещения;
- Предусмотрена регулярная откачка и вывоз хозяйственных сточных вод из гидроизолированных септиков;
- Движение автотранспорта на месторождении регулируется типовыми сигнальными знаками, устанавливаемыми по утвержденной главным инженером предприятия схеме;
- Безопасная эксплуатация транспортных средств должна осуществляться в соответствии с заведенными инструкциями по устройству, эксплуатации и обслуживанию на каждый вид или тип из них. Все ремонты оборудования должны заноситься в паспорта или ремонтные журналы. После капитальных ремонтов должны оформляться акты комиссионной приемки оборудования из ремонта с заключениями о допуске его к эксплуатации;
- Мероприятия по пожарной безопасности перечень первичных средств пожаротушения и места их расположения согласовываются с Госпожнадзором;
- Рабочие и ИТР обеспечиваются спецодеждой, средствами индивидуальной защиты по установленным нормам. На промышленных площадках устанавливаются передвижные бытовые вагончики для хранения спецодежды, уголок по технике безопасности.
- Своевременное применение вышеперечисленных мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварийных ситуаций позволит дополнительно уменьшить их неблагоприятные последствия, что должно обеспечить допустимые уровни экологического риска проводимых работ разведки.

8. Краткое описание:

- мер по предотвращению, сокращению, смягчению выявленных существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду;
- мер по компенсации потерь биоразнообразия, если намечаемая деятельность может привести к таким потерям;
- возможных необратимых воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду и причин, по которым инициатором принято решение о выполнении операций, влекущих таких воздействия;
- способов и мер восстановления окружающей среды в случаях прекращения намечаемой деятельности;

Мероприятия по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Основные мероприятия по уменьшению выбросов носят организационно-технический характер:

- предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических и ремонтных работ в скважине;
- установка на устье скважин противовыбросового оборудования;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;

- осуществление постоянного контроля за ходом технологического процесса (измерение расхода, давления, температуры);
- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса;
- осуществление постоянного контроля за изменением параметров качества природной среды: воздуха в рабочей зоне, почвы, грунта на промышленных площадках и прилегающей территории;
 - антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;
 - обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций;
 - своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования;
- наличие и постоянное функционирование систем аварийного оповещения и связи, контроля качества воздуха;
- проведение практических занятий, учебных тревог и других мероприятий с целью обучения персонала методам реагирования на аварийную ситуацию и борьбе с последствиями этих аварий;
 - при наступлении неблагоприятных метеорологических условий – осуществление комплекса мероприятий с целью снижения объемов выбросов;
 - обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
 - проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
 - при нарастании неблагоприятных метеорологических условий – прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т.д.);
 - озеленение территорий объектов месторождения;
 - проведение производственного экологического контроля состояния атмосферного воздуха.

Мероприятия по охране подземных вод от истощения и загрязнения

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод на период разработки месторождения, предусматриваются следующие мероприятия:

К мероприятиям по предупреждению истощения подземных вод относят:

- запрещение (за исключением особо оговоренных случаев) использования подземных вод для нужд технического водоснабжения промышленных объектов;
- строгое соблюдение установленных лимитов на воду;
- отказ от размещения водоемких производств в районах с недостаточной обеспеченностью водой;
- проведение гидрогеологического контроля за предотвращением истощения эксплуатационных запасов подземных вод;
- повторное использования сточных вод с применением оборотных систем.

К мероприятиям по предотвращению загрязнения подземных вод относят:

- предупреждение грубых нарушений при использовании буровых установок;

- предварительная очистка технической воды от загрязняющих веществ перед сбросом;
- запрещение сброса сточных вод и жидких отходов производства в поглощающие горизонты, имеющие гидравлическую связь с горизонтами, используемыми для водоснабжения;
- отвод загрязненного поверхностного стока с территории промплощадки в специальные накопители или очистные сооружения;
- устройство защитной гидроизоляции сооружений, являющихся потенциальными источниками загрязнения подземных вод;
- организацию зон санитарной охраны на территории, являющейся источником питания подземных вод;
- организацию регулярных режимных наблюдений за условиями залегания, уровнем и качеством подземных вод на участках существующего и потенциального загрязнения, связанного со строительством проектируемого объекта;
- эксплуатация добывающих скважин не должна производиться с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонными пропусками фланцевых соединений и так далее;
- необходимым условием применения химических реагентов при разработке месторождения является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления; реконструкция и модернизация систем водоснабжения и водоотведения оборотных систем производственного назначения и повторного использования воды;
- обязательно должен осуществляться производственный экологический контроль через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод (по периметру месторождения).

Мероприятия по охране поверхностных вод от истощения и загрязнения

Согласно «Правил охраны поверхностных вод Республики Казахстан», для охраны водного объекта необходимо выполнение следующих мероприятий и требований:

- на поверхностные воды не должно быть плавающих примесей, пятен масел, нефтепродуктов;
- запахи и привкусы не должны присутствовать в воде, кислотность воды должна находиться в пределах 6,5-8,5;
- в воде не должны содержаться ядовитые вещества в концентрациях, оказывающих вредное действие на людей и животных;
- количество растворенного в воде кислорода должно быть не менее 4 мг/л; БПК_{полн} при 20⁰С не должна превышать 3 мг/л;
- минеральный осадок не должен быть более 1000 мг/л, в том числе хлоридов 350 и сульфатов 500 мг/л;
- сброс сточных вод в водные объекты является одним из видов специального водопользования и осуществляется на основании разрешений, выдаваемых в установленном порядке государственными контролирующими органами, в соответствии с разработанным проектом предельно-допустимых сбросов в водные объекты; категорически запрещается сбрасывать в водоемы радиоактивные сточные воды;

- исключить попадание строительного мусора, твердых бытовых отходов, жидких стоков, ГСМ и нефтепродуктов в морскую воду.

- обязательное проведение мониторинговых исследований речной воды.

Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров при реализации проектных решений на месторождении необходимо:

- упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- восстановление земель, нарушенных при строительстве и эксплуатации объектов;
- инвентаризация сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов;
- в случаях аварийных ситуаций – проведение механической зачистки почвенных горизонтов, загрязненных нефтью, с последующей их биологической обработкой;
- проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного покрова.

С целью снижения негативного воздействия, после окончания буровых работ должны быть проведены рекультивационные мероприятия. Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия (строительство скважин, установка технологического оборудования). Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится в соответствии с т «Инструкцией по разработке проектов рекультивации нарушенных земель» (Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 апреля 2015 года № 346) по отдельным, специально разрабатываемым проектам в два этапа: технический и биологический. Сроки и этапность рекультивации в соответствии с предлагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Технический этап рекультивации земель включает следующие работы:

- уборка строительного мусора, удаление с территории строительной полосы всех временных устройств;
- засыпка ликвидируемых амбаров, канав, траншей грунтом, с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;
- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади месторождения равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте рекультивации;
- оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;
- мероприятия по предотвращению эрозионных процессов.

Если на данном этапе будут обнаружены нефтезагрязненные участки почвы, то необходимо провести очистку территории. Все большее значение в последнее время приобретают биологические методы очистки загрязненной почвы от нефтеотходов – отработанных масел и др. в обычных условиях этот процесс протекает медленно – в течение столетий. Основными условиями, обеспечивающими биоразложение нефтепродуктов, являются присутствие воды, минеральных солей, источников азота и свободного кислорода.

Рекомендации по сохранению и улучшению состояния растительности.

Восстановление растительности до состояния близкого к исходному, длится не один десятоклет, а при продолжающемся воздействии не происходит никогда.

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировке химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- переработка отходов сырой нефти, бурового шлама и осадков бурового раствора (послефильтрации) в строительные материалы и дорожные покрытия;
- в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;
- проведение экологического мониторинга за состоянием растительности на территории месторождения.

Мероприятия по радиационной безопасности

Будут соблюдены требования обеспечения мероприятий по радиационной безопасности в соответствии с санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности».

Радиационная безопасность персонала, населения и окружающей природной среды обеспечивается при соблюдении основных принципов радиационной безопасности: обоснование, оптимизация, нормирование.

Принцип обоснования применяется на стадии принятия решения уполномоченными органами при проектировании новых источников излучения и радиационных объектов, выдаче лицензий, разработке и утверждении правил и гигиенических нормативов по радиационной безопасности, а также при изменении условий их эксплуатации.

Принцип оптимизации предусматривает поддержание на возможно низком и достижимом уровне как индивидуальных (ниже пределов, установленных «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности»; законом РК «О радиационной безопасности населения»), так и коллективных доз облучения, с учетом социальных и экономических факторов.

Принцип нормирования обеспечивается всеми лицами, от которых зависит уровень облучения людей, который предусматривает не превышение установленных Законом Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения»; «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» индивидуальных пределов доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения и других нормативов радиационной безопасности.

Оценка радиационной безопасности на объекте осуществляется на основе:

- характеристики радиоактивного загрязнения окружающей среды;
- анализа обеспечения мероприятий по радиационной безопасности и выполнения норм, правил и гигиенических нормативов в области радиационной безопасности;
- вероятности радиационных аварий и их масштабе;

- степени готовности к эффективной ликвидации радиационных аварий и их последствий;
- анализа доз облучения, получаемых отдельными группами населения от всех источников ионизирующего излучения;
- числа лиц, подвергшихся облучению выше установленных пределов доз облучения;
- эффективности обеспечения мероприятий по радиационной безопасности и соблюдению санитарных правил, гигиенических нормативов по радиационной безопасности.

Общие требования к радиационной безопасности в организации должны включать:

- соблюдение требований Закона Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения», «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» и других нормативных правовых актов Республики Казахстан в области обеспечения радиационной безопасности;
- разработку контрольных уровней радиационных факторов в организации и зоне наблюдения с целью закрепления достигнутого уровня радиационной безопасности, а также инструкций по радиационной безопасности;
- планирование и осуществление мероприятий по обеспечению и совершенствованию радиационной безопасности в организации;
- систематический контроль радиационной обстановки на рабочих местах, в помещениях, на территории организации;
- проведение регулярного контроля и учета индивидуальных доз облучения персонала;
- регулярное информирование персонала об уровнях ионизирующего излучения на их рабочих местах и о величине полученных ими индивидуальных доз облучения;
- подготовку и аттестацию по вопросам обеспечения радиационной безопасности руководителей и исполнителей работ, специалистов служб радиационной безопасности, других лиц, постоянно или временно выполняющих работы с источниками излучения;
- проведение инструктажа и проверку знаний персонала в области радиационной безопасности;
- проведение предварительных (при поступлении на работу) и периодических медицинских осмотров персонала;
- своевременное информирование государственных органов, уполномоченных осуществлять государственное управление, государственный надзор и контроль в области обеспечения радиационной безопасности, о возникновении аварийной ситуации, о нарушениях технологического регламента, создающих угрозу радиационной безопасности;
- выполнение заключений, постановлений и предписаний должностных лиц государственных органов, осуществляющих государственное управление, государственный надзор и контроль в области обеспечения радиационной безопасности.

Радиационная безопасность населения должна обеспечиваться следующими требованиями:

- созданием условий жизнедеятельности людей, отвечающих требованиям Закона Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения»; «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности».
 - организацией радиационного контроля;
 - эффективностью планирования и проведения мероприятий по радиационной защите в нормальных условиях и в случае радиационной аварии;
- организацией системы информации о радиационной обстановке.

Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного и теплового излучений.

При организации рабочего места следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека на рабочих местах до значений, не превышающих допустимые:

- применение средств и методов коллективной защиты;
- применение средств индивидуальной защиты.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБА должны быть обозначены знаками безопасности по СНиП.

Работающих в этих зонах администрация должна снабжать средствами индивидуальной защиты.

В зоне акустического дискомфорта снижение шумового воздействия осуществляется следующими способами:

- снижение шума в источнике (усовершенствование производственных процессов, использование малошумных транспортных средств, регламентация интенсивности движения и т.д.);
- в результате снижения шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, использование рельефа местности);
- следить за исправным техническим состоянием двигателей, используемой техники и транспорта;
- использование мер личной профилактики, в том числе лечебно-профилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

Вибрационная безопасность труда на буровой площадке должна обеспечиваться:

- соблюдением правил и условий эксплуатации машин и введением технологических процессов, использованием машин только в соответствии с их назначением;
- исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введением ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- виброизоляция с помощью виброизолирующих опор, упругих прокладок, конструктивных разрывов, резонаторов, кожухов и других;
- применение виброизолирующих фундаментов для оборудования, установок, систем вентиляции и кондиционирования воздуха;
- снижение вибрации, возникающей при работе оборудования, путем увеличения жесткости и вибродемпфирующих свойств конструкций и материалов, стабилизации прочности и других свойств деталей;
- введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки на оператора, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

Способами защиты от инфракрасных излучений являются: теплоизоляция горячих поверхностей, охлаждение теплоизлучающих поверхностей, удаление рабочего от источника теплового излучения (автоматизация и механизация производственных процессов,

дистанционное управление), применение аэрации, воздушного душирования, экранирование источников излучения; применение кабин или поверхностей с радиационным охлаждением; использование СИЗ, в качестве которых применяются:

- спецодежда из хлопчатобумажной ткани с огнестойкой пропиткой;
- спецобувь для защиты от повышенных температур, защитные очки со стеклами-светофильтрами из желто-зеленого или синего стекла;
- рукавицы;
- защитные каски.

Принимая во внимание сложность проблем сохранения и защиты окружающей среды, ее хозяйственную, научную и культурную ценность, компания АО «Матен Петролеум» будет последовательно внедрять в практику своей работы экологическую политику, направленную на всемерное сохранение окружающей среды и снижение воздействия на нее в процессе проведения своих работ.

Политика охраны здоровья, труда, защиты окружающей среды и качества является важнейшей составной частью деятельности Компании и требует спланированного, систематического распознавания, исключения или сокращения возможностей любого риска. Для достижения поставленных целей Компания должна принять строгую систему качественного контроля по вопросам управления экологическими рисками так же, как и к другим важнейшим сторонам своей деятельности.

При реализации проекта разведки на месторождении акцент должен быть сделан на современные, экологически безопасные технологии, учтен опыт проведения аналогичных работ.

При выполнении проектируемых работ компания должна максимально минимизировать воздействия на окружающую среду, руководствуясь действующими нормативными документами, инструкциями и методиками.

Мероприятия по охране окружающей среды будут комплексными, обеспечивающими максимальное сохранение всех компонентов окружающей среды.

9. Список источников информации, полученной в ходе выполнения оценки воздействия на окружающую среду.

- «Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду (ОВВ)» к «Проекту разработки месторождения Матин»;
- «Проект разработки месторождения Матин».