

КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

Результаты Проекта «Отчет о возможных воздействиях», выполненные для решений «Дополнение к проекту разработки месторождения Сагиз Западный» показывают что: выполненные расчеты рассеивания по веществам источников выбросов, зона загрязнения не выходит за область воздействия. Воздействие на воздушный бассейн квалифицируется как незначительное (существующее и проектируемое положение), степень опасности для здоровья населения – допустимая.

Объект исследования – система разработки месторождения Сагиз Западный.

Целью настоящей работы является оценка экономической эффективности 3-х вариантов разработки месторождения Сагиз Западный, описание по которым представлены в предыдущих главах. Дальнейший анализ рассматриваемых выше вариантов разработки показал, что наибольшими технико-экономическими показателями характеризуется вариант 2.

Недропользователем месторождения Сагиз Западный является компания ТОО «Jasyl Energy», Месторождение Сагиз Западный расположено в пределах блока Е контрактной территории, недропользователем которой является ТОО «5А OIL (5А OЙЛ)» (прежнее название - ТОО «Манаш Петролеум») в соответствии Дополнение №21 к Контракту №1117 на Разведку и Добычу углеводородного сырья на территориях Блока А: XXIV (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXV-16 (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXVI-17 (частично), 18 (частично) и Блока Е: XXV-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVI-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVII-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично) в Атырауской области Республики Казахстан, заключенным ТОО «5А OIL (5А OЙЛ)» с Министерством энергетики и минеральных ресурсов РК 4 марта 2003 года.

Координаты участка недр месторождения Сагиз Западный представлены ниже.

Координаты угловых точек 1. 47°27'13,19"С, 53°14'02,35"В. 2. 47°27'11,45"С, 53°15'17,95"В. 3. 47°26'15,93"С, 53°15'10,26"В. 4. 47°25'30,69"С, 53°14'54,26"В. 5. 47°23'25,5"С, 53°10' 56,02"В. 6. 47°23'57,33"С, 53° 10' 24,16"В. 7. 47°26' 26,05"С, 53°13' 49,35"В.

Проектная глубина в среднем 1400 м. SAGW-22 47°25'40.78"С, 53°13'56.62"В, SAGW-24 47°25'09.07"С, 53° 13'32.82"В, SAGW-27 47°26'38.41"С, 53°14'34.61"В, SAGW-28 47°25'24.91"С, 53°13'38.12"В, SAGW-26 47°24' 14,77"С, 53°11' 53,72"В.

Площадь геологического отвода – 14,443 кв. км.

Целевое назначение – осуществление операций по недропользованию.



Рисунок 1 - Обзорная карта

1) Намечаемой деятельностью предусматривается разработка месторождения Сагиз Западный. В административном отношении месторождение Сагиз Западный относится к Макатскому району Атырауской области Республики Казахстан. Макатский район. Районный центр – поселок Макат. Основные виды деятельности – нефтяная и газовая промышленности.

Площадь исследований располагается в центре старейшего нефтедобывающего района Республики Казахстан с развитой инфраструктурой. Ближайшими крупными населенными пунктом является Макат в 18-20 км от месторождения и Доссор находящийся в 25 км к западу от площади работ. Рядом с разведываемой площадью находятся месторождения Сагиз, Кошкар, Байчунас и Бесболек. Крупные населенные пункты соединяются между собой дорогами с твердым покрытием. От месторождения Сагиз отходят лишь грунтовые дороги, по которым автотранспорт свободно передвигается только в сухое время года. Расстояние до Каспийского моря примерно 79 км.

Населенные пункты связаны между собой грунтовыми дорогами и частично дорогами с асфальтовым и гравийно-щебеночным покрытием.

Месторождение находится вне пределов природоохранной зоны.

Проектируемая деятельность будет осуществляться вне территории водных объектов и их водоохранных зон и полос, а именно на территории объекта проектирования отсутствуют поверхностные водные объекты.

2) Учитывая прогнозные концентрации химического загрязнения атмосферы, результаты расчета рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, существенных воздействий на жизнь и здоровье людей, условия их проживания и деятельности при осуществлении проектируемых работ оказывать не будет. В связи с тем, что территория участка расположена на значительном расстоянии от селитебных зон воздействия на биоразнообразие района (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы) оказываться не будет. Не значительное воздействия будет оказываться на техногенные нарушенные земли, расположенные смежно с рассматриваемой территорией в результате химического воздействия предприятия на атмосферный воздух. Изъятие земель не предусматривается. В результате производственной деятельности воздействие на поверхностные и подземные воды оказываться не будет. Сброса сточных вод не предусмотрено. Воздействия на атмосферный воздух будет оказываться в пределах области воздействия источниками выбросов предприятия, а также в меньшей степени источниками звукового давления. Организация на предприятии мониторинга предельных выбросов и мониторинга воздействия на атмосферный воздух позволит предупредить риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него. Объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические) в районе намечаемых работ отсутствуют.

3) Наименование инициатора намечаемой деятельности, его контактные данные. ТОО «Jasyl Energy». БИН: 161140017011. г.Алматы, Бостандыкский район, улица Сатпаева, дом 18А.

4) Краткое описание намечаемой деятельности:

Период проведения работ:

Технологические показатели вариантов разработки.

Ниже представлено описание основных проектных решений и технологических показателей по рассмотренным вариантам разработки месторождения /Сагиз Западный.

Вариант разработки 1. В рамках рассматриваемого варианта, разработку I-го (блок II) и III-го (блок I+Iб) эксплуатационных объектов предусматривается вести с поддержанием пластового давления, путем закачки воды, а остальные эксплуатационные объекты – на режиме истощения пластового давления: упругом режиме и режиме растворенного газа.

В целом по месторождению Сагиз Западный предусматриваются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки: продолжение эксплуатации действующих скважин; дополнительный ввод из бурения двух проектных эксплуатационных вертикальных добывающих скважин (САГЗ-22 и САГЗ-24); ввод в эксплуатацию из бездействия пяти скважин (САГЗ-3, САГЗ-5, САГЗ-7, САГЗ-8 и САГЗ-21); ввод в эксплуатацию из консервации четырех скважин (САГЗ-4, САГЗ-13, САГЗ-17 и САГЗ-18); переводы скважин из одних объектов на другие всего 19 скважино-операций в десяти скважинах (САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-7, САГЗ-12, САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22 и САГЗ-24); перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд для закачки воды в пласты (САГЗ-8 и САГЗ-17); перевод нагнетательной скважины в добывающий фонд (САГЗ-20).

Ниже приведем описание рекомендуемых мероприятий по регулированию

процесса разработки отдельно по эксплуатационным объектам.

I-й эксплуатационный объект (горизонты T-I + T-II).

Рассматриваемый эксплуатационный объект состоит из пяти блоков (Ia, I+Iб, II, IV и VI), запасы нефти которых оценены по промышленной категории.

Закачка воды для поддержания пластового давления предусматривается лишь в блоке II, а остальные блоки рекомендуется эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- продолжение эксплуатации действующих скважин САГЗ-9, САГЗ-10, САГЗ-15, САГЗ-19 (переводится в эксплуатационный фонд) и САГЗ-23;
- дополнительный ввод из бурения проектной эксплуатационной вертикальной добывающей скважины САГЗ-22;
- ввод в эксплуатацию из бездействия скважин САГЗ-3, САГЗ-8 и САГЗ-21;
- ввод в эксплуатацию из консервации скважины САГЗ-18;
- возврат скважины САГЗ-7 из других объектов;
- перевод скважин САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19 и САГЗ-22 на другие объекты;
- перевод добывающей скважины САГЗ-8 в нагнетательный фонд;
- перевод нагнетательной скважины САГЗ-20 в добывающий фонд.

II-й эксплуатационный объект (горизонт T-III).

Рассматриваемый эксплуатационный объект состоит из трех блоков (Ia, I+Iб и IV), запасы нефти которых оценены по промышленной категории.

В настоящее время рассматриваемый объект не эксплуатируется.

Эксплуатационный объект рекомендуется эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- возвраты и переводы скважин САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-12, САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19 и САГЗ-22 из других объектов;
- перевод добывающей скважины САГЗ-22 на другие объекты.

III-й эксплуатационный объект (горизонт T-IV).

Рассматриваемый эксплуатационный объект состоит из четырех блоков (Ia, I+Iб, IV и VI), запасы нефти которых оценены по промышленной категории.

Закачка воды для поддержания пластового давления предусматривается лишь в блоке I+Iб, а остальные блоки рекомендуется эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- продолжение эксплуатации действующих скважин САГЗ-1 и САГЗ-6;
- ввод в эксплуатацию из бездействия скважин САГЗ-5 и САГЗ-7;
- возвраты и переводы скважин САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22 и САГЗ-24 из других объектов;
- перевод скважин САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-7, САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19 и САГЗ-22 на другие объекты;
- перевод из консервации скважины САГЗ-17 в нагнетательный фонд.

IV-й эксплуатационный объект (горизонт T-V).

Рассматриваемый эксплуатационный объект состоит из пяти блоков (I, IV, V, Vб и VI), запасы нефти которых оценены по промышленной категории.

Эксплуатационный объект рекомендуется эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- продолжение эксплуатации действующей скважины САГЗ-12;
- ввод в эксплуатацию из консервации скважины САГЗ-13;
- возвраты и переводы скважин САГЗ-1, САГЗ-7 и САГЗ-24 из других объектов;
- перевод скважин САГЗ-7, САГЗ-12 и САГЗ-24 на другие объекты.

V-й эксплуатационный объект (горизонт T-VI).

Рассматриваемый эксплуатационный объект состоит из двух блоков (V и VI), запасы нефти которых оценены по промышленной категории.

В настоящее время рассматриваемый объект не эксплуатируется.

Эксплуатационный объект рекомендуется эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- *дополнительный ввод из бурения проектной эксплуатационной вертикальной добывающей скважины САГЗ-24;*

- *ввод в эксплуатацию из консервации скважины САГЗ-4;*
- *возвраты и переводы скважины САГЗ-7 из других объектов;*
- *перевод скважин САГЗ-7 и САГЗ-24 на другие объекты.*

VI-й эксплуатационный объект (горизонт T-VII).

Рассматриваемый эксплуатационный объект состоит из одного блока (Ia), запасы нефти которого оценены по промышленной категории.

В настоящее время рассматриваемый объект не эксплуатируется.

Эксплуатационный объект рекомендуется эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- *возвраты и переводы скважин САГЗ-19 и САГЗ-22 из других объектов;*
- *перевод скважины САГЗ-19 на другие объекты.*

Вариант разработки 2 (рекомендуемый). *Рассматриваемый вариант разработки идентичен предыдущему варианту 1 по реализации мероприятий по регулированию процесса разработки, и предусматривает дополнительный ввод в эксплуатацию из бурения одной эксплуатационной добывающей скважины САГЗ-27 с наклонно-направленным стволом, а также зарезку бокового ствола из существующей добывающей скважины САГЗ-26 БС на III-й эксплуатационный объект, а также связанные с этими скважинами переводы и возвраты с одних объектов на другие.*

В рамках рассматриваемого варианта также, как и в предыдущем варианте, разработку I-го (блок II) и III-го (блок I+Iб) эксплуатационных объектов предусматривается вести с поддержанием пластового давления, путем закачки воды, а остальные эксплуатационные объекты – на режиме истощения пластового давления: упругом режиме и режиме растворенного газа.

В целом по месторождению Сагиз Западный предусматриваются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки: продолжение эксплуатации действующих скважин; дополнительный ввод из бурения трех проектных эксплуатационных добывающих скважин (САГЗ-22, САГЗ-24 и САГЗ-27); зарезка бокового ствола из существующей скважины САГЗ-26 БС; ввод в эксплуатацию из бездействия пяти скважин (САГЗ-3, САГЗ-5, САГЗ-7, САГЗ-8 и САГЗ-21); ввод в эксплуатацию из консервации четырех скважин (САГЗ-4, САГЗ-13, САГЗ-17 и САГЗ-18); переводы скважин из одних объектов на другие всего 19 скважино-операций в десяти скважинах (САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-7, САГЗ-12, САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22 и САГЗ-24); перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд для закачки воды в пласты (САГЗ-8 и САГЗ-17); перевод нагнетательной скважины в добывающий фонд (САГЗ-20).

Ниже приведем описание рекомендуемых мероприятий по регулированию

процесса разработки отдельно по эксплуатационным объектам.

I-й эксплуатационный объект (горизонты Т-I + Т-II).

От предыдущего варианта I рассматриваемый вариант отличается дополнительным возвратом скважины САГЗ-27 из нижезалегающих объектов.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- продолжение эксплуатации действующих скважин САГЗ-9, САГЗ-10, САГЗ-15, САГЗ-19 (переводится в эксплуатационный фонд) и САГЗ-23;
- дополнительный ввод из бурения проектной эксплуатационной вертикальной добывающей скважины САГЗ-22;
- ввод в эксплуатацию из бездействия скважин САГЗ-3, САГЗ-8 и САГЗ-21;
- ввод в эксплуатацию из консервации скважины САГЗ-18;
- возврат скважин САГЗ-7 и САГЗ-27 из других объектов;
- перевод скважин САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19 и САГЗ-22 на другие объекты;
- перевод добывающей скважины САГЗ-8 в нагнетательный фонд;
- перевод нагнетательной скважины САГЗ-20 в добывающий фонд.

II-й эксплуатационный объект (горизонт Т-III).

От предыдущего варианта I рассматриваемый вариант отличается дополнительным возвратом скважин САГЗ-26 БС и САГЗ-27 из нижезалегающих объектов.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- возвраты и переводы скважин САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-12, САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22, САГЗ-26 БС и САГЗ-27 из других объектов;
- переводы добывающих скважин САГЗ-22 и САГЗ-27 на другие объекты.

III-й эксплуатационный объект (горизонт Т-IV).

От предыдущего варианта I рассматриваемый вариант отличается дополнительным вводом из бурения эксплуатационной наклонно-направленной добывающей скважины САГЗ-27, а также зарезкой бокового ствола из существующей скважины САГЗ-26 БС.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- продолжение эксплуатации действующих скважин САГЗ-1 и САГЗ-6;
- дополнительный ввод из бурения проектной эксплуатационной наклонно-направленной добывающей скважины САГЗ-27;
- зарезка бокового ствола из существующей скважины САГЗ-26 БС;
- ввод в эксплуатацию из бездействия скважин САГЗ-5 и САГЗ-7;
- возвраты и переводы скважин САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22 и САГЗ-24 из других объектов;
- перевод скважин САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-7, САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22, САГЗ-26 БС и САГЗ-27 на другие объекты;
- перевод из консервации скважины САГЗ-17 в нагнетательный фонд.

IV-й эксплуатационный объект (горизонт Т-V).

Рассматриваемый вариант полностью аналогичен предыдущему варианту I.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- продолжение эксплуатации действующей скважины САГЗ-12;
- ввод в эксплуатацию из консервации скважины САГЗ-13;
- возвраты и переводы скважин САГЗ-1, САГЗ-7 и САГЗ-24 из других объектов;
- перевод скважин САГЗ-7, САГЗ-12 и САГЗ-24 на другие объекты.

V-й эксплуатационный объект (горизонт Т-VI).

Рассматриваемый вариант полностью аналогичен предыдущему варианту I.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- *дополнительный ввод из бурения проектной эксплуатационной вертикальной добывающей скважины САГЗ-24;*
- *ввод в эксплуатацию из консервации скважины САГЗ-4;*
- *возвраты и переводы скважины САГЗ-7 из других объектов;*
- *перевод скважин САГЗ-7 и САГЗ-24 на другие объекты.*

VI-й эксплуатационный объект (горизонт Т-VII).

Рассматриваемый вариант полностью аналогичен предыдущему варианту 1.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- *возвраты и переводы скважин САГЗ-19 и САГЗ-22 из других объектов;*
- *перевод скважины САГЗ-19 на другие объекты.*

Вариант разработки 3. *Рассматриваемый вариант разработки идентичен предыдущему варианту 2 по реализации мероприятий по регулированию процесса разработки, и предусматривает дополнительный ввод в эксплуатацию из бурения одной эксплуатационной нагнетательной скважины САГЗ-28 на I-й эксплуатационный объект, а также перевод в нагнетательный фонд добывающей скважины САГЗ-27 на I-й эксплуатационный объект.*

В рамках рассматриваемого варианта также, как и в предыдущем варианте, разработку I-го (блок II) и III-го (блок I+Iб) эксплуатационных объектов предусматривается вести с поддержанием пластового давления, путем закачки воды, а остальные эксплуатационные объекты – на режиме истощения пластового давления: упругом режиме и режиме растворенного газа.

В целом по месторождению Сагиз Западный предусматриваются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки: продолжение эксплуатации действующих скважин; дополнительный ввод из бурения четырех проектных эксплуатационных добывающих скважин (САГЗ-22, САГЗ-24, САГЗ-27 и САГЗ-28); зарезка бокового ствола из существующей скважины САГЗ-26 БС; ввод в эксплуатацию из бездействия пяти скважин (САГЗ-3, САГЗ-5, САГЗ-7, САГЗ-8 и САГЗ-21); ввод в эксплуатацию из консервации четырех скважин (САГЗ-4, САГЗ-13, САГЗ-17, САГЗ-18); переводы скважин из одних объектов на другие всего 19 скважино-операций в десяти скважинах (САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-7, САГЗ-12, САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22 и САГЗ-24); перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд для закачки воды в пласты (САГЗ-8 и САГЗ-27); перевод нагнетательной скважины в добывающий фонд (САГЗ-20).

Ниже приведем описание рекомендуемых мероприятий по регулированию процесса разработки отдельно по эксплуатационным объектам.

I-й эксплуатационный объект (горизонты Т-I + Т-II).

От предыдущего варианта 1 рассматриваемый вариант отличается дополнительным вводом из бурения проектной эксплуатационной нагнетательной скважины САГЗ-28, а также перевод в нагнетательный фонд добывающей скважины САГЗ-27.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- *продолжение эксплуатации действующих скважин САГЗ-9, САГЗ-10, САГЗ-15, САГЗ-19 (переводится в эксплуатационный фонд) и САГЗ-23;*
- *дополнительный ввод из бурения проектной эксплуатационной вертикальной нагнетательной скважины САГЗ-28;*
- *ввод в эксплуатацию из бездействия скважин САГЗ-3, САГЗ-8 и САГЗ-21;*
- *ввод в эксплуатацию из консервации скважины САГЗ-18;*
- *возврат скважин САГЗ-7 и САГЗ-27 из других объектов;*

- перевод скважин САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19 и САГЗ-22 на другие объекты;
- перевод добывающих скважин САГЗ-8 и САГЗ-27 в нагнетательный фонд;
- перевод нагнетательной скважины САГЗ-20 в добывающий фонд.

II-й эксплуатационный объект (горизонт Т-III).

Рассматриваемый вариант разработки полностью аналогичен предыдущему варианту 2.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- возвраты и переводы скважин САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-12, САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22, САГЗ-26 БС и САГЗ-27 из других объектов;
- переводы добывающих скважин САГЗ-22 и САГЗ-27 на другие объекты.

III-й эксплуатационный объект (горизонт Т-IV).

Рассматриваемый вариант разработки полностью аналогичен предыдущему варианту 2.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- продолжение эксплуатации действующих скважин САГЗ-1 и САГЗ-6;
- дополнительный ввод из бурения проектной эксплуатационной наклонно-направленной добывающей скважины САГЗ-27;
- зарезка бокового ствола из существующей скважины САГЗ-26 БС;
- ввод в эксплуатацию из бездействия скважин САГЗ-5 и САГЗ-7;
- возвраты и переводы скважин САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22 и САГЗ-24 из других объектов;

- перевод скважин САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-7, САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22, САГЗ-26 БС и САГЗ-27 на другие объекты;

- перевод из консервации скважины САГЗ-17 в нагнетательный фонд.

IV-й эксплуатационный объект (горизонт Т-V).

Рассматриваемый вариант разработки полностью аналогичен предыдущему варианту 2.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- продолжение эксплуатации действующей скважины САГЗ-12;
- ввод в эксплуатацию из консервации скважины САГЗ-13;
- возвраты и переводы скважин САГЗ-1, САГЗ-7 и САГЗ-24 из других объектов;
- перевод скважин САГЗ-7, САГЗ-12 и САГЗ-24 на другие объекты.

V-й эксплуатационный объект (горизонт Т-VI).

Рассматриваемый вариант разработки полностью аналогичен предыдущему варианту 2.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- дополнительный ввод из бурения проектной эксплуатационной вертикальной добывающей скважины САГЗ-24;
- ввод в эксплуатацию из консервации скважины САГЗ-4;
- возвраты и переводы скважины САГЗ-7 из других объектов;
- перевод скважин САГЗ-7 и САГЗ-24 на другие объекты.

VI-й эксплуатационный объект (горизонт Т-VII).

Рассматриваемый вариант разработки полностью аналогичен предыдущему варианту 2.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- возвраты и переводы скважин САГЗ-19 и САГЗ-22 из других объектов;
- перевод скважины САГЗ-19 на другие объекты.

Таким образом, результаты исследования проб нефти показывают, что нефть по своим свойствам имеет практически одинаковые характеристики по горизонтам. В целом по месторождению Сагиз Западный нефть можно характеризовать как «легкую» (Тип 0), «малосернистую» (Класс 1), «малопарафинистую», «малосмолистую»

Производительность объекта. Проектные технологические показатели разработки месторождения Сагиз Западный. Рекомендуемый вариант разработки 2. Добыча нефти составит в 2025 году 32,4 тыс.т., в 2026 году 33,0 тыс.т., в 2027 году 37,7 тыс.т., в 2028 году 37,9 тыс.т., Добыча сырого газа, в 2025 году 4443000м³, в 2026 году 4697000м³, в 2027 году 5659000м³, в 2028 году 6132000м³.

Плотность нефти в среднем составляет 0,874 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при 20 °С и 50 °С составляет соответственно 211,3 мм²/сек и 41,1 мм²/сек. Температура вспышки и застывания составляют 53 °С и «минус» 14 °С соответственно. В нефти содержатся: парафина – 6,50 % масс.; серы – 0,45 % масс., асфальтены – отсутствуют; смол селикагелевых – 6,37 % масс.

Температура начала кипения составляет 156 °С, а объемный выход светлых фракций (по Энглери) при температуре до 300 °С составляет 38 % об.

Исследованные пробы газа по горизонтам месторождения характеризуются одинаковыми свойствами и составом: по горизонту Т-II, растворенный газ, выделившийся при исследованиях глубинных проб нефти, содержит метана в среднем 67,7 % моль., жидких компонентов 0,8 % моль., азота – 1,2 % моль. и характеризуется плотностью 1,017 кг/м³. Растворенный газ, в основном, полученный из выхода сепаратора, характеризуется содержанием метана в среднем 76,14 % моль., жидких компонентов 0,14 % моль., азота – 1,85 % моль. и характеризуется плотностью 0,931 кг/м³. Такие же результаты наблюдаются и по горизонту Т-IV.

Состав и свойства пластового газа: основным компонентом газов является метан, содержание которого по горизонтам изменяется в пределах 77,2-88,1 % моль., жидких компонентов – в пределах 0,1-0,4 % моль. Из неуглеводородных газов в составе газа содержатся: азот – 2,9-11,3 % моль. и углекислый газ – 0,03-0,24 % моль.

Плотность газа изменяется в пределах 0,787-0,835 кг/м³.

Предполагаемые размеры – площадь Геологического отвода, за вычетом территорий вышеперечисленной группы месторождений составляет 14,443 кв. км. Глубина Геологического отвода – минус 1410 м.

В «Проекте разработки...» рассмотрено 3 варианта. Вариант 2 (рекомендуемый).

Рассмотрены три варианта дальнейшей разработки выделенных эксплуатационных объектов, которые отличаются между собой режимами эксплуатации залежей, количеством скважин для бурения и системами их размещения, проектным профилем скважин и т.д. Проведенная технико-экономическая оценка рассмотренных вариантов разработки позволила рекомендовать к реализации на месторождении Сагиз Западный вариант разработки 2, который характеризуется наиболее выгодными технико-экономическими показателями как для недропользователя, так и Государства.

Описание технологической схемы системы сбора.

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока нефти до товарной кондиции и сдачи потребителю.

При выборе технологии внутри промыслового сбора и транспорта необходимо учитывать следующие позиции:

- *устьевые давления;*
- *газосодержание добываемой продукции;*
- *реологические характеристики добываемой продукции;*
- *содержание в попутном газе сероводорода, углекислого газа и меркаптанов;*
- *схему расположения проектных добывающих скважин;*

- *ожидаемые дебиты нефти и газа;*
- *прогнозируемый уровень обводненности;*
- *близость от месторождения существующих магистральных нефтепроводных и газопроводных систем;*
- *удаленность объекта подготовки от добывающих скважин.*

Система внутри промыслового сбора и транспорта должна удовлетворять следующим требованиям:

- *обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;*
- *обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;*
- *обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом;*
- *обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;*
- *обеспечить автоматизацию всех технологических процессов.*

Система внутри промыслового сбора продукции скважин включает в себя:

- *эксплуатационные скважины;*
- *индивидуальные выкидные линии сбора нефтегазовой жидкости;*
- *все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией;*
- *все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхним и нижним уровням основных технологических параметров (давление, температура, уровни в емкостном оборудовании и т.п.), системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.*

В настоящее время сбор и транспорт нефти на месторождении Сагиз Западный осуществляется по лучевой герметизированной напорной системе, газожидкостная смесь из скважин по выкидным линиям поступает на площадку манифольдного блока, регулируемого разными задвижками, где поток направляется на тестирование и на добычу.

Линия замера (тестирования) поступает в блок тестового нефтегазового сепаратора со сбросом воды НГСВ 2-1,4-1600, объем сепаратора $V = 12,5 \text{ м}^3$ под давлением 0,2 МПа. Общий поток нефтегазовой продукции других скважин поступает в первичный нефтегазовый сепаратор со сбросом воды НГСВ 2-1,4-3000, $V = 100 \text{ м}^3$ под давлением 0,2 МПа. Далее, линии выхода нефти от двух сепараторов проходят через подогреватель ПП-0,63А (газовая косвенного нагрева), где нагревается до $80 \text{ }^\circ\text{C}$. Химический реагент от блока дозирования реагента БДР-ОЗНА-2.5 дозируется в общий поток продукции скважин. Тип реагента – деэмульгатор (рекомендуется деэмульгатор «Дисолван»).

Нефтяная эмульсия после НГСВ 2-1,4-1600 и НГСВ 2-1,4-3000, направляется под собственным давлением в вторичный нефтегазовый сепаратор со сбросом воды НГСВ 2-1,4-2000, объем сепаратора $V = 25 \text{ м}^3$ для отстаивания воды и обессоливания.

Нефть после НГСВ 2-1,4-2000, направляется под собственным давлением в емкость-отстойник нефти ОГН-П-50 м^3 . После нефть откачивается в горизонтальные емкости РГСН объемом $V = 75 \text{ м}^3$ (5 ед.) при условии качества нефти соответствующей товарной нефти или на другой РГСН-75 м^3 для дальнейшей промывки и обессоливания нефти, если содержание соли в нефти выше нормы 100 ppm.

В первичном, вторичном и тестовом нефтегазовых сепараторах предусмотрены сбросные предохранительные клапана, предназначенные для сброса газа с верхней части сосуда при превышении давления в сепараторах. Сброс выполняется на факел через факельный газопровод.

Отделившаяся попутная пластовая вода с трехфазных сепараторов НГСВ 2-1,4-1600, НГСВ 2-1,4-3000 и НГСВ 2-1,4-2000, направляется под собственным давлением на отстойник воды ОВГ-Г-50 м^3 , где происходит сбор нефти с поверхности воды, далее вода хранится на емкостях РГСН-100 м^3 (1 ед.) и где производится замер воды. При заполнении

резервуаров вода подается на автоматизированную систему налива АСН-2В. Нагнетание воды через скважину САГЗ-20 в пласт производится насосами НБ-125 ИЖ (2 ед.). На входе насосов НБ-125 ИЖ предусмотрен дозирования воды химическими реагентами от БДР-2 (тип реагента – коагулянт и флокулянт) и фильтр сетчатый для повышения эффективности удаления взвешенных веществ.

Сепарированный газ с трехфазных сепараторов НГСВ 2-1,4-1600 и НГСВ 2-1,4-3000 направляется на газовый сепаратор ГС 1-1,6-800.

На ГС 1-1,6-800, рабочее давление 0,2 МПа, происходит отбивка жидких фаз и где давление газовой линии регулируется с помощью ГРПШ, далее газ используется на подогревателях нефти ПП-0,63А (основной – 1 ед. и резервный – 1 ед.), в газопоршневых генераторах электричества САТ G3512LE мощностью 725 кВт (2 ед.) и используется для обеспечения технологических нужд факельной установки (продувка, дежурная горелка). Сброс с ППК осуществляется в факельную систему.

На УПН для налива нефти в автоцистерны используют наливную эстакаду, состоящую из площадки налива, вертикального стояка и запорной арматуры (предусмотрен счетчик нефти для откачки нефти). Подача нефти из резервуара на наливную эстакаду осуществляется с помощью блока для автоналива.

Установка подготовки нефти (УПН) включает компоненты, такие как:

1. Входной манифольд – 2 ед.;
2. Тестовый трехфазный нефтегазовый сепаратор НГСВ 2-1,4-1600 – 2 ед.;
3. Первичный трехфазный нефтегазовый сепаратор НГСВ 2-1,4-3000 – 1 ед.;
4. Подогреватель нефти ПП-0,63А – 2 ед. (1 ед. рабочая и 1 ед. – резервная);
5. Блок дозирования хим. реагента БДР-ОЗНА-2.5 – 1 ед.;
6. Вторичный трехфазный нефтегазовый сепаратор НГСВ 2-1,4-2000 – 1 ед.;
7. Отстойник нефти горизонтальный с перегородками ОГН-П-50 – 1 ед.;
8. Газовый сепаратор ГС 1-1.6-800 – 1 ед.;
9. Шкаф для регулирования давления газа ГРПШ 0.7-У1 – 1 ед.;
10. Газовый генератор электричества САТ G3512LE мощностью 725 кВт, в блок контейнере – 2 ед.;
11. Газовый генератор электричества мощностью 600 кВт – 2 ед. (проект);
12. Дизельный генератор электричества САТ G3406С мощностью 575 кВт, в блок контейнере – 2 ед.;
13. Вертикальная факельная установка УФ-Н10-Ду150-ГФНГ-150-А – 1 ед.;
14. Емкости РГСН-100 м3 с теплоизоляцией для хранения пластовой воды – 1 ед.;
15. Емкости РГСВ-75 м3 для хранения товарной нефти – 5 ед.;
16. Отстойник воды горизонтального гидрофобного типа ОВГ-Г-50 – 1 ед.;
17. Вихревые электронасосы для пресной воды РКм 60, с электродвигателем PEDROLLO – 1 ед.;
18. Автоматизированная система налива для нефти и для воды, типа АСН-2В (О-КМ-1) У2 – 2 шт.;
19. Емкость для хранения дизельного топлива $V = 25$ м3 – 1 ед.;
20. Подземная дренажная емкость для сепараторов с погружным насосом ЕП-5-1600-1 – 1 ед.

Технологическая схема установки подготовки нефти (УПН) месторождения Сагиз Западный представлена на рисунке в проекте.

Далее товарная нефть перевозится на УПН Жана Макат месторождения Восточный Макат для дальнейшей транспортировки и реализации.

Период разработки по 2-му рекомендуемому варианту – рентабельный период разработки – 2025-2042 гг. Бурение 4-х проектных скважин планируется в 2026-2027 гг. Расконсервация 5-ти скважин планируется в 2025-2026 гг. Постутилизацию объекта в 2043 году.

5) Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу:

При количественном анализе выявлено, что общий выброс загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве 4-х скважин в 2026 – 2027 гг. составит: *от 1-ой скв. - 20,219447 г/с или 29,738656 т/год, от 2-х скв. в 2026 г. - 40,438893 г/с или 59,477312 т/год, от 2-х скв. в 2027 г. - 40,438893 г/с или 59,477312 т/год.*

Источниками загрязнения атмосферного воздуха при монтаже буровой установкой, подготовительных работах к бурению, бурении и креплении на буровой площадке освоению и испытанию скважин являются 49 источника загрязнения, в том числе:

- *организованные – 13 единицы;*
- *неорганизованные – 36 единиц.*

Строительство одной скважин состоит из следующих этапов:

- ✓ Строительно-монтажные и подготовительные работы;
- ✓ Бурение скважин;
- ✓ Крепление скважин;
- ✓ Испытание (освоение) скважин;
- ✓ Рекультивация.

Все производственные стадии цикла строительства скважин характеризуются последовательным выполнением работ.

При расконсервации скважин на месторождении выявлено источников

При количественном анализе выявлено, что общий выброс загрязняющих веществ в атмосферу при расконсервации скважин составит: от 1 скв. **6,0818491 г/с или 3,758709 т/год, от 5-ти скв. – 30,4092455 г/с или 18,7935460 т/год.**

Источниками загрязнения атмосферного воздуха при монтаже буровой установкой, подготовительных работах к бурению, бурении и креплении на буровой площадке освоению и испытанию скважин являются 22 источника загрязнения, в том числе:

- *организованные – 5 единицы;*
- *неорганизованные – 17 единиц.*

Разработка месторождения

По рекомендуемому Варианту 2 разработки месторождения.

Согласно технологическим показателям по добыче нефти и газа:

- в 2025 г.: добыча нефти – 32,4 тыс. т, добыча сырого газа – 4443000,0 тыс. м³;
- в 2026 г.: добыча нефти – 33,0 тыс. т, добыча сырого газа – 4697000,0 тыс. м³;
- в 2027 г.: добыча нефти – 37,7 тыс. т, добыча сырого газа – 5650000,0 тыс. м³;
- в 2028 году добыча нефти – 37,9 тыс. т, добыча сырого газа – 6132000,0 тыс. м³.

При разработки месторождения выявлено источников

77 источника выбросов, в том числе:

- организованных источников – 28 единиц;
- неорганизованных источников – 49 единиц.

Выбросы загрязняющих веществ в период разработки месторождения составят:

- 2025 г - 21,900204 г/с или 261,278351 т/год.
- 2026 г - 21,91512 г/с или 267,145785 т/год.
- 2027 г - 21,929778 г/с или 298,608238 т/год.
- 2028 г - 21,931062 г/с или 318,240353 т/год.

В атмосферу будут выделяться загрязняющие вещества 15 наименований.

Таблица 1 - Общие результаты расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу по каждому варианту в год максимальной добычи нефти и газа

Наименование тех. процесса	1 Вариант	2 Вариант	3 Вариант
Выбросы ВХВ, т/год			
Бурение скважин	29,738656 *2 скв. =	29,738656 * 4 скв. =	29,738656 * 5скв.=

	59,4773	118,95462	148,69328
Расконсервация скважин	3,758709 *5 скв. = 18,7935460	3,758709 *5 скв. = 18,7935460	3,758709 *5 скв. = 18,7935460
Разработка м/р (2025-2028 гг.) при максимальной добычи	317,917611	318,240353	318,240353
ИТОГО	396,1885	455,9885	485,7272

Как видно из таблицы, ориентировочные минимальные выбросы ВХВ в атмосферу планируются по варианту 1, максимальные – по варианту 3. По технико-экономической оценки рассмотренных вариантов разработки также рекомендуется к реализации вариант 2.

Выбросы относятся к локальным, характеризующиеся повышенным содержанием загрязняющих веществ лишь в производственной зоне проводимых работ.

Интенсивность воздействия слабая, так как изменения природной среды не выходят за существующие пределы естественной природной изменчивости, следовательно, объект окажет допустимое влияние на качество атмосферного воздуха.

Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных проектом не предполагается.

Использование природных ресурсов, обусловленных их дефицитностью, уникальностью и (или) невозобновляемостью исключается. Риски отсутствуют.

Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденными Приказом министра здравоохранения РК от 11 января 2022 г. № КР ДСМ-2. и уточняется по расчету рассеивания. Для предприятий по добыче углеводородного сырья размер СЗЗ предусмотреть не менее 1000 м.

Сбросы загрязняющих веществ: Водоснабжение. На объектах хозяйственно-бытовые стоки, образующиеся в результате жизнедеятельности рабочего персонала, собираются в специальный септик, выполненный в гидроизоляционном исполнении, для предотвращения проникновения его содержимого в почву. По мере накопления содержимое септика вывозится ассенизационной машиной на близлежащий очистные сооружения согласно договору.

ТОО пользуется услугами субъекта, который занимается строительством скважин на месторождении, а также выполняет операции по водоснабжению и водоотведению при бурении новых скважин. Водоснабжение при строительстве скважин и эксплуатации для хозяйственно-питьевых нужд осуществляется согласно договору с специализированной организации. (Договор со специализированными организациями определяется путем проведения открытого тендера).

На месторождении для питьевых нужд будет использоваться бутилированная вода (подрядчик будет определен по результатам тендера).

Водопотребление для бытовых нужд планируется автоцистернами из близлежащего источника.

Хоз-бытовые накопленные стоки отводится в емкости, по мере накопления откачиваются и вывозятся согласно договору с подрядчиком, который будет проводить работы по строительству скважин.

В результате хозяйственной деятельности рабочего персонала, формируются хозяйственно-бытовые стоки. Накопленные хозяйственно-бытовые сточные воды будут осуществляться в местных локальных септиках с последующим вывозом их на очистку и утилизацию в специализированные организации на договорной основе. Местные локальные септики представляет собой герметичные емкости. Материал септиков – железобетон. В связи с отсутствием накопителей сточных вод и своевременным вывозом, на территории предприятия мониторинг сточных вод не предусматривается. Сброс сточных вод в природные водоёмы и водотоки и на рельеф местности не предусматривается.

Таблица 2 - Количество водных ресурсов, рассчитанное по каждому варианту разработки

Наименование тех. процесса	1 Вариант	2 Вариант	3 Вариант
Водопотребление, м3/год			
Бурение скважин	998,5 *2 скв.= 1997,0	998,5 *4 скв.= 3994,0	998,5 *5 скв.= 4992,5
Ввод скважин из консервации	457,6*5 скв. = 2288	457,6*5 скв. = 2288	457,6*5 скв. = 2288
Разработка м/р	547,5	547,5	547,5
ИТОГО	4832,5	6829,5	7828
Водоотведение, м3/год			
Бурение скважин	747,0	1494,0	1867,5
Ввод скважин из консервации	18,0	18,0	18,0
Разработка м/р	547,5	547,5	547,5
ИТОГО:	1312,5	2059,5	2433

Как видно из таблицы, минимальное количество расходов водных ресурсов планируется по варианту 1, максимальное – по варианту 3. По *технико-экономической оценки рассмотренных вариантов разработки рекомендуется к реализации вариант 2.*

Описание отходов, управление которыми относится к намечаемой деятельности:

На площадке строительства и эксплуатации организованы места временного хранения (накопления) отходов (временного складирования образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи отходов на месте специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению), откуда они по мере накопления вывозятся по договору на предприятия которые имеют лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации (или) уничтожению опасных отходов. При организации мест временного хранения (накопления) отходов приняты меры по обеспечению экологической безопасности. Обеспечение мест временного хранения (накопления) проведено с учетом класса опасности (маркировано по типу отхода), физико-химических свойств, реакционной способности образующихся отходов, а также с учетом требований соответствующих требований.

Предварительные лимиты накопления отходов производства и потребления при **разработке месторождения:**

Таблица 3 - Количество отходов производства и потребления по вариантам разработки.

Наименование тех. процесса	1 Вариант	2 Вариант	3 Вариант
Отходы производства и потребления, т/год			
Строительство скважины	497,29585 * 2 скв.= 994,5917 т	497,29585 т* 4 скв = 1989,1834 т	497,29585 т*5 скв = 2486,47925 т
Расконсервация скважин	234,91025*5 скв. = 1174,029 т	234,91025*5 скв. = 1174,029 т	234,91025*5 скв. = 1174,029т
Разработка м/р	22,3501 т	22,3501 т	22,3501 т
ИТОГО	2190,971	3185,563	3682,858

Как видно из таблицы, минимальное количество расхода водных ресурсов планируется по варианту 1, максимальное – по варианту 3. По *технико-экономической оценки рассмотренных вариантов разработки рекомендуется к реализации вариант 2.*

Накопление отходов предусмотрено в специально оборудованных контейнерах в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан. В соответствии с пп. 1 п. 2 ст. 320 Экологического кодекса Республики Казахстан временное складирование отходов на месте образования предусмотрено на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению. Договор на вывоз отходов со специализированными организациями будут заключены непосредственно перед началом проведения работ. Количество отходов,

предусмотренных к переносу за пределы объекта за год, не превышает пороговых значений, установленных для переноса отходов правилами ведения регистра выбросов.

6) 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. Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при разработке проекта на рассматриваемом месторождении являются: нарушение технологических процессов; технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности; нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором; отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле.

7) Предупреждение аварийных и чрезвычайных ситуаций как в части их предотвращения (снижения вероятности возникновения), так и в плане уменьшения потерь и ущерба от них (смягчения последствий) проводится по следующим направлениям:

Профессиональная подготовка работника:

- первичный инструктаж по безопасным методам работы для вновь принятого или переведенного из одного цеха в другой работника (проводится мастером или начальником цеха);
- ежеквартальный инструктаж по безопасным методам работы и содержанию планов ликвидации аварий и эвакуации персонала (проводятся руководителем организации);
- повышение квалификации рабочих по специальным программам в соответствии с Типовым положением (проводится аттестованными преподавателями). Противоаварийная подготовка персонала предусматривает выполнение следующих мероприятий:
 - разработка планов ликвидации аварий в цехах и на объектах, подконтрольных КЧС МВД РК; а также подготовка планов эвакуации персонала цехов и объектов в случае возникновения аварий;
 - первичный инструктаж по действиям в соответствии с планами ликвидации аварий и эвакуации персонала для вновь принятых или переведенных из цеха в цех рабочих (проводится мастером или начальником цеха);
 - ежеквартальный инструктаж по действиям в соответствии с планами ликвидации аварий и эвакуации персонала (проводится руководителем организации).

Предусмотрено обязательное обучение всех работников предприятий, учреждений и организаций правилам поведения, способам защиты и действиям в чрезвычайных ситуациях.

Занятия с ними проводятся по месту работы в соответствии с программами, разработанными с учетом особенностей производства. Работники также принимают участие в специальных учениях и тренировках.

Для руководителей всех уровней, кроме того, предусмотрено обязательное повышение квалификации в области гражданской обороны и защиты от чрезвычайных ситуаций при назначении на должность, а в последующем не реже одного раза в пять лет.

В качестве профилактических мер на объектах целесообразно использовать следующее:

- ужесточение пропускного режима при входе и въезде на территорию;
- установка систем сигнализации, аудио–и видеозаписи;
- тщательный подбор и проверка кадров;
- использование специальных средств и приборов обнаружения взрывчатых веществ и т.д.

Каждый рабочий и служащий объекта при чрезвычайной ситуации должен умело воспользоваться имеющимися средствами оповещения и вызвать пожарную команду.

8) Во всех случаях, когда выявлены значительные неблагоприятные воздействия, основная цель заключается в поиске мер по их снижению. Для тех случаев, когда подобрать подходящие мероприятия не представляется возможным, ниже излагаются варианты мероприятий, направленных на компенсации негативных последствий. Кроме того, в соответствующих случаях рекомендованы стимулирующие мероприятия. Стимулирующие мероприятия не следует рассматривать в качестве альтернативы смягчающим или компенсирующим мероприятиям – это мероприятия, выделенные в связи с их способностью обеспечить проекту определенные дополнительные преимущества после того, как реализованы все смягчающие и компенсирующие мероприятия.

По атмосферному воздуху: проведение технического осмотра и профилактических работ технологического оборудования, механизмов и автотранспорта, соблюдение нормативов допустимых выбросов.

По поверхностным и подземным водам: организация системы сбора и хранения отходов производства; контроль герметичности всех емкостей, во избежание утечек воды.

По недрам и почвам: должны приниматься меры, исключаящие загрязнение плодородного слоя почвы минеральным грунтом, строительным мусором, нефтепродуктами и другими веществами, ухудшающими плодородие почв;

По отходам производства: своевременная организация системы сбора, транспортировки и утилизации отходов.

По физическим воздействиям: содержание оборудования в надлежащем порядке, своевременное проведение технического осмотра и ремонта, правильное осуществление монтажа вращающихся и движущихся деталей частей оборудования и тщательная их балансировка; строгое выполнение персоналом существующих на предприятии инструкций; обязательное соблюдение правил техники безопасности. По растительному миру: перемещение спецтехники и транспорта ограничить специально отведенными дорогами; установка информационных табличек в местах произрастания редких и исчезающих растений на территории объекта, производить информационную кампанию для персонала объекта и населения с целью сохранения редких и исчезающих видов растений.

По животному миру: контроль за недопущением разрушения и повреждения гнезд, сбор яиц без разрешения уполномоченного органа; установка информационных табличек в местах гнездования птиц; воспитание (информационная кампания) для персонала и населения в духе гуманного и бережного отношения к животным; установка вторичных глушителей выхлопа на спецтехнику и авто транспорт; регулярное техническое обслуживание производственного оборудования и его эксплуатация в соответствии со стандартами изготовителей; осуществление жесткого контроля нерегламентированной добычи животных; ограничение перемещения техники специально отведенными дорогами.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не предусматриваются. Возможных необратимых воздействий на окружающую среду решения рабочего проекта не предусматривают.

Обоснование необходимости выполнения операций, влекущих такие воздействия не требуется.

Сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери, в экологическом, культурном, экономическом и социальном контекстах не приводится.

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

- Экологический Кодекс Республики Казахстан 2.01.2021г.,
- Классификатор отходов, утвержден приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314,
- Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63,
- Инструкция по организации и проведению экологической оценки Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.

Заключение.

В настоящем проекте рассмотрены и дана оценка воздействия технологических процессов на компоненты окружающей среды.

В результате проведения работ, источниками воздействия на атмосферный воздух является технологическое оборудование, установки, системы и сооружения основного и вспомогательного производства, необходимые для строительства скважин и эксплуатации месторождения.

Предложенная система производственного мониторинга за состоянием окружающей среды позволит выявить любые экосистемные изменения, вызванные нестандартной ситуацией и аварийными выбросами.

Таким образом, исходя из экономического анализа, наиболее эффективным вариантом разработки месторождения с экономической точки зрения является второй вариант разработки, как наиболее выгодный для недропользователя, так и Государства, по которому достигается максимальная нефтеотдача пластов и дисконтированные накопленные потоки денежной наличности.