



030012 Ақтөбе қаласы, Сәңкібай батыр даңғ. 030012 г.Ақтөбе, пр-т Санкибай Батыра 1. 3 этаж
1 оң қанат
Тел.: 55-76-78, 55-76-80 Факс:55-76-79 правое крыло
Тел. 55-76-78, 55-76-80 Факс:55-76-79

ТОО «Арал Петролеум Кэпитал»

**Заключение государственной экологической экспертизы
на проект «Предварительная оценка воздействия к «Проекту разработки
месторождения Восточный Жагабулак»**

Разработчик проекта: ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ»

Заказчик проекта: ТОО «Арал Петролеум Кэпитал»

На рассмотрение государственной экологической экспертизы (далее – ГЭЭ) представлен проект «Предварительная оценка воздействия к «Проекту разработки месторождения Восточный Жагабулак» (далее – проект предОВОС), в составе:

- проект предОВОС;
- проект разработки месторождения Восточный Жагабулак

Материалы поступили на рассмотрение 06.06.2019г. за вх.№ KZ06RCP00079572

ТОО «Арал Петролеум Кэпитал» осуществляет добычу углеводородного сырья на месторождении Восточный Жагабулак в Мугалжарском районе Актюбинской области Республики Казахстан согласно Контракту №3582-УВС от 28.07.2010 года.

Ближайшими населенными пунктами являются поселок Жагабулак в 3-4 км на северо-запад, поселок городского типа Темир - в 70 км к северу и г. Эмба – 50 км к востоку. Областной центр – г.Ақтөбе находится на расстоянии более 230 км по шоссейной дороге к северу от рассматриваемого месторождения. Севернее площади находится песчаный массив Кумжарган, западнее (12-15 км) - пески Кокжиде.

Месторождение Восточный Жагабулак находится в 10 км северо-восточнее разрабатываемого месторождения Жанажол и 3 км западнее месторождения Алибекмола. Общая площадь геологического отвода составляет 1466,41 км².

В эксплуатационном фонде ТОО «Арал Петролеум Кэпитал» находится 5 скважин (№№213, 301, 308, 306, 315).

Месторождение будут разрабатывать существующими 5 скважинами (213, 301, 306, 308, 315). В 2020 году планируется выход трех скважин (306, 308, 315) из КРС. Для недопущения снижения давления в пластах ниже давления насыщения нефти газом предусматривает организацию системы площадного заводнения через две нагнетательные скважины. Закачка воды запланирована на 2023 г. с переводом добывающей скважины 213, в 2026 г. под закачку воды переводится еще одна скважина 315. Скважины переводятся под закачку воды после их обводнения на I и II пласты горизонта КТ-II. Размещение скважин по сетке с плотностью 36га/скв. Планируется бурение 6 добывающих скважин (316, 317, 318, 319, 320, 321) таблица 3.4.2.2. Из них 3 скважины (316,320 и 321) будут работать совместно на два пласта, скважины 317,318 и 319 вскроют только II пласт. Общее количество скважин составит 11 ед: из них 9 добывающих и 2 нагнетательные скважины.

Сроки реализации проектных решений – 2019– 2034годы.



Согласно Проекта, месторождение Восточный Жагабулак будет разрабатываться с поддержанием пластового давления (ППД) начиная с 2023 г. Максимальный фонд нагнетательных скважин ожидается в 2026 г. – 2 единицы. Фонд добывающих скважин по рекомендуемому варианту разработки в 2026 г. должен достигнуть 9 единиц.

2023 г. – вводится в разработку из бурения 1 проектная добывающая скважина, перевод 1-й скважины, временно дающей нефть, в систему ППД. Общий фонд добывающих скважин составит 5 единиц, нагнетательных – 1.

2024 г. - вводится в разработку из бурения 1 проектная добывающая скважина. Общий фонд добывающих скважин составит 6 единиц, нагнетательных - 1.

2025 г. - вводятся в разработку из бурения 2 проектные добывающие скважины.

Общий фонд добывающих скважин составит 8 единиц, нагнетательных - 1.

2026 г. - вводятся в разработку из бурения 2 проектные добывающие скважины, перевод 1-й скважины, временно дающей нефть, в систему ППД. Общий фонд добывающих скважин составит 9 единиц, нагнетательных - 2.

Дополнительное бурение 6-ти добывающих скважин предполагает обустройство устьев и выкидных линий от данных скважин до АГЗУ-2 и организации системы замера продукции вновь вводимых скважин.

Для обеспечения системы подготовки и транспорта, соответствующей проектным уровням добычи нефти и газа и достижения 100% утилизации сырого газа проектом предлагается: строительство установки подготовки нефти (УПН); строительство дожимной компрессорной станции (ДКС). строительство газопровода от УБСН (УПН) месторождения Восточный Жагабулак до УКПГ «Алибекмола» ТОО «Казахойл Актобе».

Ввод объектов ППД в эксплуатацию в 2023 г. предполагает обустройство к данному сроку объектов инфраструктуры для подготовки сточной воды для закачки в пласт и непосредственно для осуществления закачки.

Проектом рекомендуется строительство объектов подготовки нефти в связи с ростом добычи нефти.

Основными и вспомогательными объектами на месторождении Восточный Жагабулак являются: установка подготовки нефти (УПН); автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ); эксплуатационные скважины №№ 213, 301, 308, 306, 315; производственная база.

В состав АГЗУ входят: блок химреагентов, замерная установка «Спутник», дренажная емкость, свеча рассеивания.

Пункт сбора нефти имеет в своем составе: резервуарный парк (6 емкостей по 75м³), нефтенасосную станцию, блочную сепарационную установку, отстойник нефти, дренажную емкость, факельную установку высокого давления, свечу рассеивания дренажной емкости, свечу рассеивания резервуарного парка, автоналивную эстакаду.

На производственной базе находятся: контейнерная автозаправочная станция, гараж для спецтехники, дизельная электростанция, сварочный генератор, сварочный пост.

Процесс сбора, транспорта и подготовки нефти и газа на месторождении Восточный Жагабулак функционирует по следующей схеме.

Продукция скважин за счет пластового давления по выкидным линиям поступает на АГЗУ, где производится определение дебита скважин по жидкости. Далее нефтегазовая смесь по нефтесборному коллектору транспортируется на пункт сбора нефти, где производится сепарация, отстой и отделение нефти от газа.

На УПН производится разделение нефтегазовой смеси на газовую и жидкую фазы, отстой нефти с последующей подачей на пункт налива нефти, и сдачи ее потребителю.

Технологическая схема УПН включает: скважина; блок подачи реагента; АГЗУ; печь подогрева нефти; горизонтальный нефтегазовый сепаратор; отстойник нефти; аппарат для очистки газа от сероводорода; отстойник сточной воды; циркуляционный насос диэтиленгликоля; насос откачки уловленной нефти; горизонтальный резервуар для хранения нефти; насос отгрузки нефти; стояк налива нефти; дренажная емкость с насосной откачкой; дренажная емкость; свечи рассеивания; факел высокого давления.



ТОО «АралПетролеумКэпитал» имеет «Уточненную программу развития переработки сырого газа на месторождении Восточный Жагабулак в 2019 г.».

В качестве основного варианта использования сырого (нефтяного) газа для месторождения Восточный Жагабулак является его использование на огневых печах подогрева нефти в процессе подготовки. Излишек газа будет направляться газопроводом на УКПГ «Алибекмола» ТОО «Казахойл Актобе».

В 2019 г. существующие условия не позволяют весь объем добытого сырого газа полностью использовать на собственные технологические нужды в производственных целях и, поэтому излишек сырого газа планируется сжигать на факеле. Полную утилизацию сырого газа Недропользователь ожидает осуществлять с 2020 г. В это время будет введена в эксплуатацию новая УКПГ на соседнем месторождении Кожасай, что позволит использовать высвободившуюся мощность УКПГ месторождения Алибекмола для приёма сырого газа с месторождения Восточный Жагабулак.

Ввод в строй газопровода от месторождения Восточный Жагабулак до УКПГ «Алибекмола» ТОО «Казахойл Актобе» протяженностью 9,646 км, планируется в 2020 г. В данном Проекте основным объектом потребления газа на месторождении Восточный Жагабулак будет печь подогрева типа «Lineheaden» (потребление газа в соответствии с техническими характеристиками составляет 30,5 м³/час при полной загрузке).

Используемая при подготовке нефти печь марки «Lineheaden» производства Канада компании «OILFIELD ENGINEERING & EQUIPMENT» специально предназначена для подогрева нефтяных эмульсий, содержащих сероводород и высокоминерализованную.

С целью максимального извлечения имеющихся запасов нефти месторождения Восточный Жагабулак планируется осуществлять добычу нефти с поддержанием пластового давления (ППД) путем закачки воды в продуктивные горизонты. В 2023 г. планируется перевод под нагнетание скважины № 213, в 2026 г. – скважины № 315.

Источником водоснабжения для ППД будет являться попутно-добываемая (сточная) вода и водозаборная вода меловых горизонтов.

2. Оценка воздействия на атмосферный воздух.

Процесс разработки месторождения будет сопровождаться выбросами загрязняющих веществ в атмосферу при проведении: строительства скважин; обустройство месторождений; добыче, сборе и подготовки углеводородного сырья, пыли в процессе строительно-монтажных работ (рытье траншей, обвалования площадки ГСМ, транспортировки грунта и т.п.); выхлопных газов при работе двигателей внутреннего сгорания дизельных установок; легких фракций углеводородов от технологического оборудования (дренажная емкость, сепараторы, емкость конденсата, насосы и запорно-регулирующая аппаратура); продуктов сгорания топливного газа

Предварительная оценка воздействия на атмосферный воздух выполнена на основании проведенных предварительных расчетов выбросов загрязняющих веществ и предварительного расчета рассеивания загрязняющих веществ с учетом размера санитарно-защитной зоны месторождения. Общее количество выбросов загрязняющих веществ **по проекту 4369,7418 т/год.**

Размер санитарно-защитной зоны (СЗЗ) в соответствии с представленным санитарно-эпидемиологическим заключением составляет **2412 метров** по всем сторонам света. Проектом предложены мероприятия в период НМУ, регламентированы предложения по контролю за соблюдением нормативов ПДВ.

Интегральная оценка воздействия проектируемых работ на атмосферный воздух при поисковых работах составляет 12 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается - средний. Последствия испытываются, но величина воздействия находится в пределах допустимых стандартов.

3. Оценка воздействия на водные объекты. Водопотребление и водоотведение.

Глубокое внутриконтинентальное положение, резкая континентальность климата обуславливают относительную бедность территории поверхностными водами и их низкую водность. Наиболее значительной рекой района является Эмба. Расстояние от горного



отвода месторождения Восточный Жагабулак до песков Кокжиде составляет 10 км. Расстояние от ближайших скважин №403 до реки Эмба 870м и скважины №402 до реки Эмба 750м.

Источником водоснабжения на хозяйственно-бытовые и технические нужды является привозная вода.

Бутилированная вода на питьевые нужды поставляется на договорной основе. Хозяйственно-бытовые сточные воды, образующиеся на месторождении, сбрасываются в обустроенный септик, затем по мере накопления сдаются специализированной организации на договорной основе. Производственные сточные воды собираются в емкости и вывозятся на утилизацию сторонней организацией на договорной основе. сточная вода, выделившаяся в процессе отстаивания нефти из отстойника, сбрасывается в отстойник сточной воды объемом 55 м³ для отделения остаточной эмульгированной нефти. Сброс сточной воды осуществляется автоматически, методом поддержания уровня воды в заданном режиме. В отстойнике установлен теплообменник с теплоносителем-диэтиленгликолем для предотвращения замерзания воды в холодное время года. Очищенная сточная вода из отстойника направляется в подземную накопительную емкость объемом 45 м³, откуда по мере накопления отгружается встроенным погружным насосом в автоцистерны предприятия ТОО «Реал Ракурс», которая согласна заключенного договора оказывает услуги недропользователю ТОО «Арал Петролеум Кэпитал» по вывозу, захоронению и утилизации сточной (пластовой) воды, твердых бытовых отходов, канализационных стоков, твердых производственных отходов (замазанный грунт, отработанные масла, смешанные с песком до консистенции замазанного грунта, замасленная ветошь)

Объем водопотребления на хоз-бытовые нужды составит 12447 м³., на технические цели- 8046 м³.

В целом, в рамках проекта при соблюдении технологического регламента, техники безопасности и природоохранных мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на подземные воды. Комплекс водоохранных мер, предусматриваемый на месторождении, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

4. Образование отходов производства и потребления.

При строительстве скважины отходы образуются при приготовлении бурового и тампонажного растворов; в процессе строительства и освоения скважин; при вспомогательных работах. В процессе выполнения работ на территории образуются следующие отходы производства и потребления: огарки сварочных электродов; твердые бытовые отходы (ТБО), металлолом, пустая тара, отходы бурения, отработанное масло, промасленная ветошь. отработанный буровой раствор.



Нормативы размещения отходов производства и потребления при строительстве скважины

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Всего	13376,3706		13376,3706
в т. ч. отходов производства	13324,8306		13324,8306
отходов потребления	51,54	-	51,54
Янтарный уровень опасности			
Отходы бурения	12892,32		12892,32
Отработанные масла	5,316		5,316
Промаслянная ветошь	0,18		0,18
Использованная тара	25,158		25,158
Использованные бочки	4,14		4,14
Зеленый уровень опасности			
Огарки сварочных электродов	0,0126	-	0,0126
Твердые бытовые отходы	51,54	-	51,54
Металлолом	0,6	-	0,6

Прием и вывоз с территории отходов производства и потребления осуществляет специализированная организация, согласно договору.

5. Оценка воздействия на почвенно-растительный покров.

Растительность региона формируется в экстремальных условиях: недостаток влаги, высокие температуры, сильное засоление, малая мощность почв. Все эти факторы ограничивают растительное разн

Растительный покров исследуемой территории отличается значительной мозаичностью, что связано с рельефом местности, мощностью, химическим составом почвообразующих пород, различием механического состава и степени засоленности почв, а также неравномерным распределением влаги по элементам микрорельефа.

В ботанико-географическом отношении исследуемая территория относится к полупустынной зоне. Полупустынные сообщества варьируют также и по богатству видового состава слагающих их растений. В отдельных местообитаниях (на солонцах) встречаются сообщества монотипные, в других (на песчаных) – многовидовые насчитывающие в своем составе до 60-70 видов. Общее проективное покрытие от 50- 60%. Для этой части территории характерна погодичная разница проективного покрытия, обусловленная значительными колебаниями доли ранневесенних однолетников (эфемеров), достигающих максимума в годы с обилием атмосферных осадков.

Во время строительства скважин и площадок технологического оборудования растительность прилегающих участков будет испытывать воздействие загрязнителей атмосферного воздуха, т.е. на растительность окажут влияние выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Химическое загрязнение растительности в процессе осуществления проектируемых работ будет при испарениях нефтепродуктов из емкостей, аварийных разливах и утечках нефтепродуктов, фланцевые соединения и сальниковые уплотнения.

Воздействие вредных выбросов на растительность происходит как путем прямого их воздействия на растительность, так и путем косвенного воздействия через почву. Учитывая компенсационные возможности местной флоры при соблюдении предусмотренных мероприятий можно сделать вывод, что выбросы загрязняющих веществ не окажут значительного химического влияния на состояние растительности.



Механическое воздействие будет иметь место в период строительства. По окончании этих работ величина механического воздействия прекратится.

Интегральная оценка составляет 16 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя** (9-27) – изменения в среде превышает цепь естественных изменений, но среда восстанавливается без посторонней помощи в течение нескольких лет.

Вывод: Государственная экологическая экспертиза Департамента экологии по Актюбинской области **согласовывает** проект «Предварительная оценка воздействия к «Проекту разработки месторождения Восточный Жагабулак»



И.о. руководителя департамента

Кожиков Ерболат Сельбаевич

