

ТОО «E&P PETRO CONSULTING»

УТВЕРЖДАЮ:

Региональный директор
Актюбинского Филиала Компании «Алтиес
Петролеум Интернэшнл Б.В.»



Джон Хвандо
2023 г.

ПРОЕКТ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ С ПРОЕКТОМ ОВОС МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКЖАР АФК «Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.»

Договор №ZOI/252 от 01 сентября 2023г

Генеральный директор
ТОО «E&P Petro Consulting»



Аристамбаев Ж.М.

г. Алматы – 2023 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Государственная Лицензия №ГЛ0000214 от 14.06.2012 г.

Должность	Ф.И.О	Подпись
Ответственный Исполнитель	Исмуханова А.Б.	
Главный Геолог	Алданов А.А.	
Геолог 1 Категории	Бекежанов Б.Н.	

СОДЕРЖАНИЕ

	РЕФЕРАТ	5
1	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ АКЖАР	6
1.1	Введение	6
1.2	Общие сведения о районе расположения	7
1.3	Горный отвод под разведочные и добычные работы	17
1.4	Геологическая информация о фактическом состоянии недр в пределах горного отвода	18
2	ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ	23
2.1	Существующее положение месторождения	23
2.1.1	Анализ структуры фонда скважин	38
2.2	Технологические решения по ликвидации объектов месторождения	45
2.2.1	Перечень объектов, подлежащих ликвидации	45
2.2.2	План проведение изоляционно-ликвидационных работ на скважинах месторождения Акжар	46
2.2.3	Проведение ликвидационных работ на наземных объектах месторождения	48
2.2.4	Методика работ по ликвидации резервуарных парков	50
3	СМЕТНО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	54
3.1	Сметная часть	54
3.1.1	Порядок организации работ по ликвидации скважины	57
4	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ НЕДР, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ	58
4.1	Мероприятия по охране окружающей среды	59
4.2	Рекультивация (восстановление земельных участков)	61
4.3	Объем работы по рекультивации территории скважин	63
4.4	Мероприятия по охране недр	63
4.4.1	Мероприятия по охране почв и грунтов	64
4.5	Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях	65
4.6	Мероприятия по пожарной безопасности	66
4.7	Мероприятия по ликвидации аварий	67
4.7.1	Взрывопожаробезопасность	68
4.7.2	Мероприятия по радиационной безопасности персонала и населения	70
4.8	Заключение	72
	Приложения	73

РЕФЕРАТ

Работа содержит 77 страниц, в т.ч. 12 таблиц, 1 рисунок.

Ключевые слова: НЕФТЬ, ВОДА, ОТЛОЖЕНИЯ, ПЛАСТ, ГОРИЗОНТ, ОБЪЕКТ ЭКСПЛУАТАЦИИ, УЧАСТОК, БАЛАНСОВЫЕ, ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ, КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, СКВАЖИНА.

Объект исследования - система разработки месторождение Акжар.

Цель работы - обоснование ликвидации и консервации объектов недропользования месторождения Акжар.

В Проекте ликвидации приведены сведения о геологическом строении и характеристике продуктивных горизонтов. Проанализированы результаты геолого-геофизических и промысловых исследований.

Область применения - месторождение Акжар.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ АКЖАР

1.1 Введение

Настоящий Проект «Ликвидации объекта недропользования – месторождение Акжар», выполнен на основании договора.

Основанием для разведки и добычи углеводородного сырья на месторождении Акжар являются - Контракт, заключенный между Агентством Республики Казахстан по инвестициям (Компетентный орган Правительства РК) и Актюбинским филиалом компании «Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.» на разведку и добычу углеводородного сырья на месторождении Акжар, расположенного в Байганинском районе, Актюбинской области.

Адрес заказчика:

АФК «Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.»

г.Актобе, ул. Бокенбай Батыра 2 БЦ «Дастан».

1.2 Общие сведения о районе расположения

Нефтяное месторождение Акжар географически расположено в юго-восточной прибортовой части Прикаспийской впадины и приурочено к одноименному соляному куполу. По административному делению входит в состав Байганинского района Актюбинской области Республики Казахстан. Ближайшим населенным пунктом является небольшой поселок Блактыкуль, расположенный в 7 км на север от площади.

Ближайшей железнодорожной станцией на линии Актюбинск-Атырау является станция Караулкелды (центр Байганинского района), удаленная на расстоянии 90-100 км к северо-западу от площади. На площади имеется довольно благоустроенный поселок разведчиков. Основной нефтепровод Атырау-Орск проходит в 100 км к северо-западу от месторождения. Со всеми населенными пунктами (Байганин, Кенкияк, Караулкелды) месторождение связано грунтовыми и асфальтированными дорогами (Рис.1.1).

Абсолютные отметки рельефа на площади колеблются в пределах +160 - +230 м, относительное превышение рельефа составляет порядка 60-70 м. К востоку и юго-востоку от площади находится массив песков Муюн – Кум, к югу – пески Букембай.

Гидрографическая сеть на площади месторождения отсутствует. Единственной водной артерией в районе является р. Эмба, протекающая к юго-востоку от площади.

В климатическом отношении площадь расположена в зоне засушливых степей с резко континентальным климатом. Самое холодное время года – январь и февраль, когда температура опускается до – 30-35 °С. В это время дуют сильные ветры, снега выпадает очень мало, но бывают сильные снежные бураны с заносами. В марте снег быстро тает, вода скапливается в балках и оврагах, образуя быстрые потоки. Лето сухое, жаркое, безоблачное, температура поднимается до + 30 - + 40 °С.

Среднегодовое количество осадков составляет 120 – 260 мм. Наибольшее количество осадков выпадает в первой половине лета.

Постоянно дующие в течение года ветры имеют преимущественно северо-восточное и западное направления, средняя их скорость 4-6 м/сек.

Для снабжения технической водой имеются естественные водоемы, для питьевых целей – колодцы и скважины, дающие пресную воду из альбских и верхнемеловых отложений.

Среди полезных ископаемых следует отметить сеноманские глины, которые можно использовать для приготовления буровых растворов (балка Акжарсай и другие места) и строительных материалов (пески, суглинки, очень крепкие песчаники).

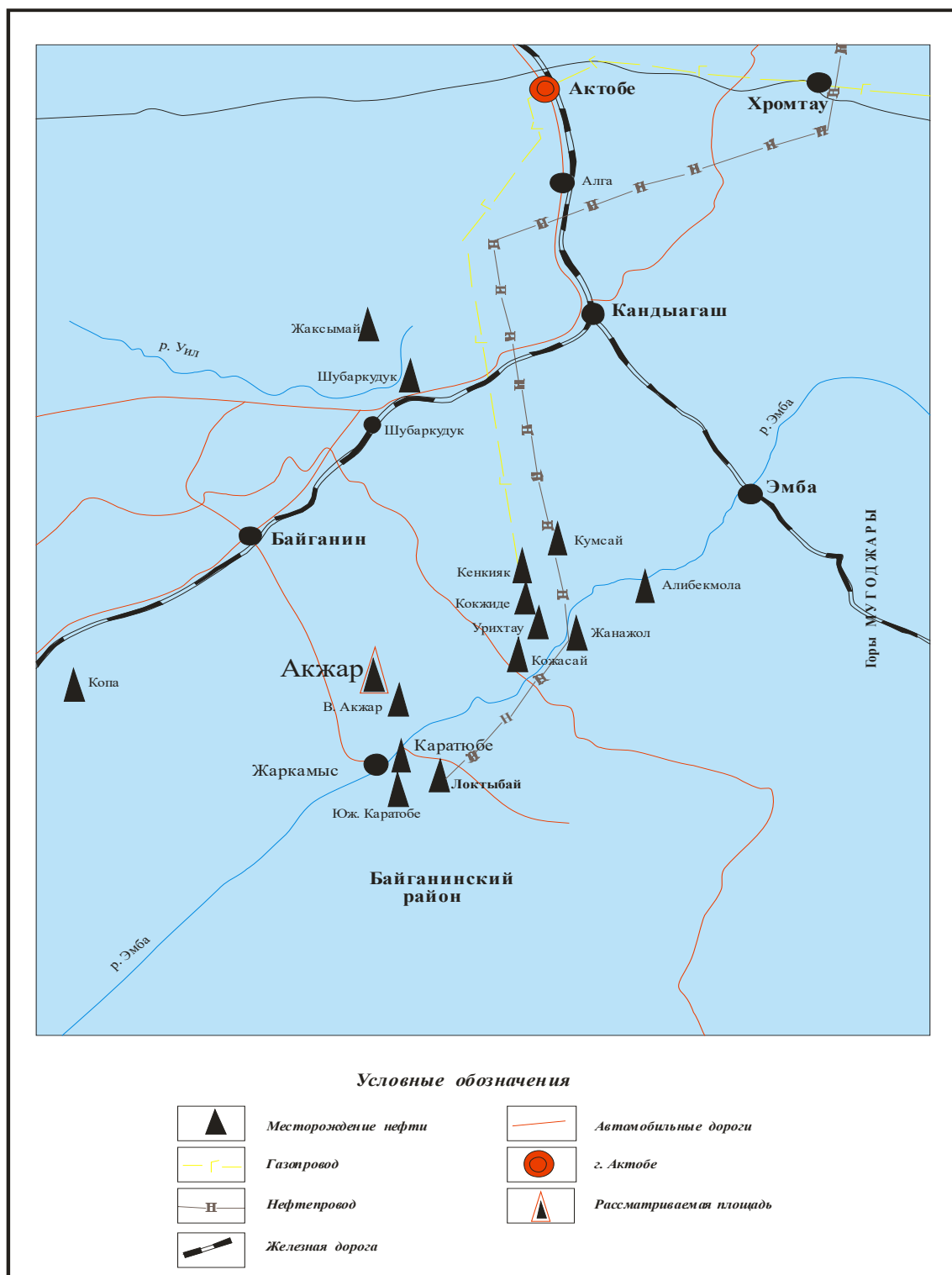


Рисунок 1.1 Обзорная карта

Особенности климатических условий в рассматриваемом регионе.

Климатические факторы. Климатические условия, как правило, формируются под влиянием четырех основных факторов: удаленность от Атлантического океана, приток прямой солнечной радиации, особенности атмосферной циркуляции, свойства подстилающей поверхности.

Изучаемая территория относится к агроклиматическому району с очень сухим, жарким, с длительным вегетационным периодом климата. Климат формируется под влиянием арктических, иранских и туранских воздушных масс. Под их влиянием формируется резко континентальный засушливый климат, проявляющийся во всем комплексе метеорологических показателей.

Климат области резко-континентальный. Средняя температура января от -10 С до -7 С, июля от +20 С до +25 С. Весна и осень короткие, холодная снежная зима быстро сменяется жарким летом.

Максимум воздействия солнечной радиации на температурный фон отмечается в теплый период в дневные часы суток. Ночью, когда солнечные лучи не прогревают земную поверхность, происходит ее сильное радиационное выхолаживание и резкое уменьшение температур воздуха,

В теплое время года происходит резкая смена режима ветра. В этот период здесь располагается северо-западная периферия Иранской термической депрессии, поэтому преобладающими становятся ветры северо-западных и западных направлений, температурные инверсии возникают преимущественно при смене барических условий при штилевых ситуациях в весенне-осенние периоды.

Температурный режим. Резко континентальный климат района расположения месторождения характеризуется большими колебаниями сезонных и суточных температур.

Район характеризуется высокой испаряемостью влаги, которая в 9-10 раз превышает количество осадков. Наиболее высокие (35-40°C) удерживаются в летний период. Максимум температур (46-47°C) падает на июль-август, а минимум (до МИНУС 38-40 °С) на январь-февраль.

Начало зимнего периода (устойчивый переход средней суточной температуры через 0°C) приходится на конец октября - начало ноября. Устойчивый снежный покров образуется в первой декаде декабря и лежит до 100 дней. Мощность снежного покрова не превышает 15см. В отдельные зимние дни в дневные часы температура может повышаться до плюс 15-20Т. Число дней с оттепелями достигает 50. В суровые зимы температура иногда опускается до минус 25-30°C. Для зимы характерны дни с неблагоприятными погодными явлениями, такими как метели, гололед, сильные снегопады.

Природные факторы, способствующим очищению атмосферного воздуха.

Атмосферно гигиенические условия любого географического региона определяются не только общим объемом выбрасываемых с территории или вовлекаемых со стороны в атмосферу загрязняющих веществ, но и естественными возможностями самоочищения самой атмосферы.

Существует несколько подходов к определению самоочищающей способности атмосферы. Все они основаны на определении соотношения на рассматриваемой территории факторов, способствующих очищению атмосферного воздуха (осадки, сильные ветры, грозы) и факторов, увеличивающих загрязнение (штили, слабые ветры, инверсии, туманы).

Осадки и грозы, как факторы самоочищения атмосферы, на данную территорию не оказывают ощутимого воздействия из-за их небольшого количества, за исключением переходных сезонов года.

Ветры оказывают существенное влияние на перенос и рассеивание примесей в атмосфере. Накопление примесей происходит при ослаблении ветра до штиля, однако в то время значительно увеличивается подъем перегретых выбросов в слои атмосферы, где они рассеиваются. Если при этих условиях наблюдается инверсия, то может образоваться «потолок», который будет препятствовать подъему выбросов, и концентрация примесей у земли резко возрастет. В рассматриваемом районе инверсии отмечаются, как правило, в ночное время суток с повторяемостью 40-60%, однако быстро разрушаются в условиях активного турбулентного перемешивания. Учитывая низкую повторяемость штилевых ситуаций, инверсии не оказывают ощутимого воздействия на состояния на атмосферного воздуха исследуемого района,

Туманы- это скопление в воздухе мелких, неразличимых глазом капелек воды в таком количестве, при котором в воздухе ощущается сырость, а горизонтальная видимость снижается до 1 км. Опасность туманов в том, что при них увеличивается вероятность возникновения такого неблагоприятного явления как «смог».

На территории рассматриваемого района летом туманы практически отсутствуют, что обусловлено длительным и очень сухим периодом с высокими температурами подстилающей поверхности. Максимум числа дней с туманами в годовом цикле приходится на зимние месяцы, когда туманы отменяются 4-6 дней в месяц.

Средняя продолжительность туманов 4-6 часов, наиболее часто они отмечаются в первую половину суток, В этот период надо особенно тщательно соблюдать меры по охране окружающей среды, разработанные для неблагоприятных метеорологических условия.

Метели возникают при прохождении мощных атмосферных фронтов. Рыхлая структура снежного покрова и сильный ветер вызывают их появление. В анализируемом районе число

дней с метелью не велико, в среднем за год оно составляет 5-6 дней, из которых 4-5 дней приходится на зимний период.

Благодаря сильным ветрам и перемещению смежных частиц, на которые осаждаются загрязняющиеся вещества, происходит быстрое очищение приземных, воздушных масс от промышленных загрязнений.

Грозы сопровождаются сильными электрическими разрядами в мощными ливнями. Электрические разряды, увеличивая содержание кислорода в воздухе, создают условия для реакции окисления, тем самым, снижая вредность промышленных выбросов,

Град - опасное метеорологическое явление, уничтожающее сельскохозяйственные посевы, иногда разрушающее строительные конструкции, травмирующее животных и людей, находящихся вне укрытия. Но в связи с тем, что град, как правило, сопровождается ливневыми осадками, от тоже способствует самоочищению атмосферы. Число дней с градом в рассматриваемом районе относительно не велико 0,4-0,5 дней за год. Максимум из них приходится на весенне-летний период, когда за месяц и отмечается 0,05-0,1 день с градом.

Подводя итог проведенному анализу климатических условий, можно сказать, что в районе месторождения климат является дискомфортным для проживания практически течении всего года.

По условиям самоочищения атмосферы от промышленных выбросов - это относительно благоприятный район. Высокая динамика атмосферы создаст условия для быстрого рассеивания вредных промышленных выбросов. Не очень значительный, дополнительный вклад по созданию условий самоочищения атмосферы в приземном слое вносят такие климатические факторы: как осадки, метели, грозы и град.

Для оценки климатических условий рассеивания примесей используется показатель ПЗА - потенциал загрязнения атмосферы. При проведении районирования территории бывшего СССР по ПЗА учитывалось много факторов - климатические характеристики, неблагоприятные метеоусловия, абсолютный перенос воздушных масс и его интенсивность, характер подстилающей поверхности, степень промышленного освоения. Наибольший вклад в расчетное значение ПЗА вносит ветровой режим.

Согласно районированию территории Республики Казахстан, проведенному Казахским научно-исследовательским гидрометеорологическим институтом, по потенциалу загрязнения атмосферы исследуемый район относится к III зоне ПЗА (зоне повышенного потенциала), что объясняется высокой естественной запыленностью, низкой вымывающей способностью осадков, мощным промышленным развитием района. Однако на рассматриваемой территории значительный воздухообмен за счет смены воздушных течений способствует понижению уровня загрязнения воздуха.

Поверхностные Воды

Глубокое внутриматериковое расположение описываемой территории и засушливость климата обуславливают бедность территории поверхностными водами. Общая площадь земель, занятых водой, составляет 1,1% описываемой территории. При этом значительная часть площади водной поверхности приводится на долю озер, существующих постоянно или сезонно. Гидрографическая часть и озерные водоемы на описываемой территории распространены крайне неравномерно.

Гидрогеологическая характеристика поверхностных вод района

Водные ресурсы слагаются из поверхностных, преимущественно речных и подземных вод. Речная сеть и озерные водоемы находятся в зависимости от наличия здесь основного меридионального расположения водораздела Урало-Мугалжарской горной области, а также засушливого климата. Западная часть области относится к бассейну Каспия, восточная - к нижней части водосбора Тургая и впадины Шалкар-Тенгиз, южная бессточная равнина, прилегающая к Уралу. Все реки области (кроме Тургая и Улькайка) формируются в ее пределах.

Поверхностные водные ресурсы. Территория области отличается неравномерностью распределения поверхностных водоисточников. Главными реками области являются: Илек, Эмба, Орь, Хобда, Уил, Иргиз, Сагиз, Тургай. По северной границе области на протяжении 70 км протекает р.Урал. Ресурсы поверхностных вод области складываются из наиболее крупных рек, стекающих с Мугалжарских гор, стока рек Тургая и Улькайка и мелких временных водотоков, аккумулирующих воду в замкнутых понижениях южной и юго-восточной части области. Общий объем ресурсов поверхностных вод Актюбинской области составляет в среднем 3610 млн. м³ из которых около 330 млн. м³ транзитного стока из Костанайской области.

Общая протяженность всех речных русел равна 27 тыс. км. Реки питаются в основном за счет весеннего таяния снегов. В паводковый период проходит 75-90% годового стока. Подавляющее большинство рек летом пересыхает. Все реки области в летний период питаются главным образом за счет подземных вод, преимущественно аллювиальных отложений, а весной в паводковый период, наоборот, поверхностные воды пополняют запасы подземных вод. Прогнозные эксплуатационные ресурсы аллювиальных вод изменяются по территории Актюбинской области. Южные и восточные административные районы содержат их в весьма ограниченном количестве. Ежегодно можно получить аллювиальных вод до 464 млн. м³. На территории области имеются 227 озер площадью более 1 км². Из них только 75 не

пересыхают в течение года. Общие ежегодные ресурсы поверхностных и аллювиальных вод в области составляют 4307 млн. м³ в том числе речные 3610 млн. м³, аллювиальные - 464 млн. м³ и озерные 233 млн. м³. На территории области имеется около 10 водохранилищ и 613 прудов с общим объемом воды более 600 млн. м³. Основные водохранилища расположены в бассейне р. Илек возле областного центра: Актюбинское, Каргалинское, Саздинское. Объем воды в них соответственно (млн. м³) 246, 282,6. Площадь поверхности (км²) 35, 22 и 2,4.

Основными водными объектами на контрактной территории являются реки Илек. Большая Хобда и Малая Хобда. Остальные реки относятся к малым рекам протекающим в пределах одной географической зоны и имеющим небольшую водозаборную площадь. Реки протекающие по контрактной территории относятся к равнинным рекам.

Река Хойда, в верховья Большая Хобда, река в Актюбинской области (устье на границе с Оренбургской области РСФСР), левый приток Илека (бассейн Урала). Длина 225 км, от истока правой составляющей р. Карахобды 363 км; площадь бассейна 14,7 тыс. км². Течёт по Подуральскому плато. Питание в основном снеговое. Летом разбивается на плёсы, Расход воды колеблется от 650 м³/сек в половодье до 3 м³/сек в межень. Используется для орошения.

Характерной особенностью рек является их сильная изменчивость водности по годам. Основным типом питания вод является снеговое, поэтому годовой сток зависит от весеннего половодья. Средняя продолжительность половодья на малых реках составляет 20-80 дней. В период высокого половодья поймы заливаются полностью.

Меженные периоды на реках наблюдаются два раза в году - в летне-осеннее время, когда водотоки практически полностью переходят на подземной питание, Летне-осенняя межень наступает в начале июля и продолжается 3-5 месяцев. Зимняя межень наступает в конце декабря и продолжается 4-5 месяцев. Большинство рек к началу зимы представляют собой систему плесов.

В районе работ протекают реки Большая Хобда и Илек, которые являются постоянным водным источником района и имеют хорошо разработанную долину, полностью заливающуюся водой при половодье.

Глубина рек незначительна и колеблется от 0,5 до 2 м, при ширине русла 3-25 м, а долина реки местами достигает 1000 м.

В районе проведения разведочных работ отсутствуют крупные промышленные источники загрязнения поверхностных вод.

Основные направления использования водных ресурсов в исследуемом районе неодинаковы и связаны с разной степенью развития промышленности и сельского хозяйства. На исследуемой территории подземные водные ресурсы расходуются главным образом на

потребности сельского хозяйства (орошение и обводнение пастбищ), и, частично, водоснабжение населенных пунктов, полевых отрядов и буровых.

Подземные Воды

В пределах области подземные воды содержатся в отложениях, различных по происхождению и позрасту. Формирование подземных вод на территории области в основном происходит за счет инфильтрации весенних снеговых и дождевых вод, реже речных вод, а также за счет конденсации. Учитывая различные условия формирования, залегания и разгрузки подземных вод в отдельных частях области, на ее территории можно выделить четыре гидрогеологических района: Илек-Эмбенский, Орь-Иргизский, Иргиз-Улькаяк-Тургайский (в пределах Тургайского прогиба). Северо-Западного Приаралья. По всем долинам рек прослеживается тесная гидрогеологическая связь между подземными и поверхностными водами.

Весной уровень аллювиальных вод ниже уровня в реке, т.е. в этот период подземные воды питается рекой. В межень (с июня) наблюдается явление аллювиальный горизонт питает реки, вплоть до следующего паводка. Песчаные отложения террас рек Илек, Темир и Хобда содержат пресные воды с сухим остатком 0,8-0,9 г/л гидрокарбонатного состава, реже сульфатно-натриевый, иногда хлоридно-магниевый. Орь-Иргизский гидрогеологический регион в административном отношении включает Хромтауский район, большую часть Айтекебийского, восточную часть Алгинского и северную часть Шалкарского районов.

Наибольшая водообильность отмечается в аллювии верхней части долины реки. Удельный дебит составляет 0,4-0,5 л/сек. Воды пресные с сухим остатком 0,5 - 1 г/л, иногда больше. Иргиз-Улькаяк-Тургайский гидрогеологический регион охватывает весь Иргизский район и небольшую восточную часть Айтекебийского района. Район характеризуется преимущественным развитием соленых вод, пресные содержатся лишь на участках питания, при погружении на глубину они быстро засоляются.

Гидрогеологический регион Северного и Северо-западного Приаралья занимает почти полностью площадь Шалкарского административного района и южную часть Байганинского района. Регион в основном бессточный. Имеется редкая сеть временных водотоков общей протяженностью 5800 км. Они заканчиваются в горах.

Есть также 30 соленых озер. Водоносный горизонт эоловых отложений на территории района занимает значительные площади (Большие и Малые Барсуки, Сам, Терескен и др.). Водоносными породами являются мелко- и среднезернистые пески мощностью от нескольких метров до 10-40 м.

Подземные воды образуют единый горизонт, залегающий на глубине 0,5-2,0 м (в межбарханных понижениях), 15-25 (под буками). Питание водоносного горизонта происходит за счет атмосферных осадков и частично путем конденсации водяных паров воздуха и подпитывания вод из коренных отложений. Во многих понижениях рельефа вследствие испарения и повышенной концентрации солей на поверхности образуются солончаки.

Контрактная территории расположена в северо-восточной части Севере-Каспийского артезианского бассейна — по И.О. Броду. Гидрогеологические условия северо-восточной части Прикаспийской впадины изменялись каждый раз в зависимости от характера геологического развития территории, особенно, в период позднепермской-позднемеловой эпох, когда происходили чередующиеся подъемы и опускания восточного Прикаспия. В течение этого времени северо-восточная часть Прикаспия более 13 раз испытывала подъемы с выходом отложившихся осадков и а дневную поверхность, чередующиеся с опусканиями, что каждый раз приводило к смене гидрогеологических режимов и изменению химического состава подземных вод в верхнепермских-верхнемеловых отложений.

Подземные воды приурочены к акчагыльским, верхне- и нижнемеловым, верхне-нижнеюрским, триасовым и верхнепермским песчаным и мергельным отложениям.

Акчагыльские песчано-гравийные отложения содержат пресные подземные воды пригодные для питьевого водоснабжения (Сыргалы). Мезозойские отложения содержат водоносные горизонты различной мощности в верхнемеловых мергельно-меловых отложениях, характеризующихся небольшими дебитами и различной минерализацией подземных вод в трещинных отложениях от пресных с минерализацией до 900 мг/л до слабоминерализованных -до 10-15 г/л,

Нижнемеловые водоносные горизонты мощностью до 60-75м, а иногда и более имеют место в альбсеноманских, нижнеаптских, нижебарремских песчаных отложениях и содержат подземные воды различной минерализации. На участках левобережья р. Илек, где мезозойские триасовые - среднеюрские и частично альбсеноманские отложения обнажаются па дневной поверхности, они являются областью питания и содержат пресные питьевые воды (Нагорный, Мартук, Янсан и др.). При общем погружении этих отложений на запад и с севера на юг минерализация вод увеличивается до 10-20г/л. Однако, на соляных куполах, где в своде выходят на дневную поверхность альбские и среднеюрские песчаные отложения водоносные горизонты содержат пресную или слабоминерализованную воду. «Дизъюнктивные» мульд, выполненные альбеками и среднеюрскими песчаными отложениями, содержат пресную воду, пригодную для питьевого водоснабжения (Самбай, Мар тук).

Подземные воды верхнепермских отложений в северо-восточной части Прикаспийской впадины, вскрытые глубокими скважинами на площадях Курашасай, Тамды и др., являются

минерализованными. В Актюбинском прогибе, где на многих участках отложения обнажаются на дневной поверхности подземные воды, пресные и используются для питьевого водоснабжения населенных пунктов.

Подземные воды подсолевых артипско-нижекаменноугольных отложений были изучены на ряде площадей востока Прикаспия (Кенкияк, Аккудук, Жанажол, Урихтау, Кожасай и др.) и восточной части Актюбинского прогиба (Петропавловка, Жиянка и др.) при проведении поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Водоносные горизонты нижнепермских отложений на Кенкияке, Курсае и Северном Киндысае само изливающиеся с дебитом до 92 м³/с, а на Самбае, Бозобе, Остансуке. Петропавловке и Жиянке высоко напорные со статическим уровнем на абсолютной отметке 175-20 Ом.

Водоносные горизонты карбонатных гжельских-верхневизейских пород в интервале глубин 2752-4000м на Кенкияке, Жанажол, Урихтау, Кожасае и др. площадях мощностью 12-70м содержат подошвенные и законтурные воды с минерализацией 92,5-125,6 г/л. Воды высоконапорные со статическим уровнем 40-140м от устья скважины. Дебиты вод, в зависимости от глубины понижения статического уровня, составляют от нескольких до 39,4м³/с.

1.3 Горный отвод под разведочные и добычные работы

Месторождение Акжар географически расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины.

Горный отвод расположен в следующих координатах:

Координаты	
широта град, мин,сек	долгота град, мин,сек.
48*09/29//	56*31/45//
48*10/09//	56*32/05//
48*09/54//	56*33/42//
48*09/18//	56*34/40//
48*08/29//	56*35/49//
48*07/24//	56*36/44//
48*06/56//	56*36/05//
48*06/09//	56*34/05//
48*06/05//	56*34/19//
48*06/48//	56*34/17//
48*07/06//	56*34/03//
48*07/54//	56*34/19//

Площадь горного отвода месторождения Акжар (надсолевое) -17,0 кв.

Глубина горного отвода – до кровли кунгурских отложений

1.4 Геологическая информация о фактическом состоянии недр в пределах горного отвода

По надсолевым отложениям солянокупольная структура Акжар системой тектонических нарушений сбросового типа разбита на **три крыла**: северное, юго-восточное и юго-западное, представляющих собой самостоятельные приразломные ловушки плоскости сбросов образуют **два грабена**, ориентированные в широтном и меридиональном направлениях. широтный грабен приурочен к центральной сводовой части соляного купола. Приложение 1.

Наиболее приподнятым является **юго-западное крыло**, в своде которого на поверхность выходят барремские отложения нижнего мела, перекрытые в юго-западном направлении аптскими, альбскими и верхнемеловыми отложениями.

С севера крыло ограничено высокоамплитудным сбросовым нарушением субширотного простирания (F_1), проникающим до кровли солей.

Восточным ограничением юго-западного крыла структуры является сбросовое нарушение меридионального простирания (F_2).

Юго-восточное крыло структуры по всем отражающим горизонтам является опущенным по отношению к юго-западному крылу. Юго-восточное крыло отделено от юго-западного грабеном субмеридионального простирания.

Западным ограничением крыла является высокоамплитудное сбросовое нарушение (F_8) с западным падением плоскости сместителя. С северо-запада юго-восточное крыло ограничено сбросовым нарушением северо-восточного простирания (F_9), плоскость сместителя которого наклонена под углом около 50° к северо-западу, в направлении широтного грабена.

Северное крыло по всем прослеженным в надсолевых отложениях структурным поверхностям является опущенным по сравнению с юго-западным и юго-восточным крыльями структуры.

Крыло отделено от юго-восточного грабеном субширотного простирания, от юго-западного высокоамплитудным сбросом F_1 .

По данным бурения и геологической съемки в своде крыла установлен выход на поверхность кампанских отложений, на восточном погружении – маастрихтских отложений верхнего мела.

По результатам геолого-геофизических исследований на месторождении Акжар выявлены залежи нефти, имеющие промышленное значение, в нижнемеловых и юрских отложениях. Всего на месторождении установлено 12 продуктивных горизонтов на северном, юго-восточном крыльях, в широтном и меридиональном грабенах.

Продуктивные горизонты установлены в нижнемеловых и юрских отложениях на северном, юго-восточном и юго-западном крыльях, в широтном и меридиональном грабенах. Продуктивные горизонты приурочены к горизонтам нижнего мела: апта, баррема (Б-V, Б-IV, Б-III, Б-II, Б-I), средней юры (Ю-III, Ю-II, Ю-I), нижней юры (J₁) и нижнего триаса (T₁).

На **северном крыле** залежи нефти приурочены к отложениям аптского яруса (горизонт Апт), барремского (горизонты Б-V, Б-IV, Б-III, Б-II, Б-I), бат-байосского (Ю-III, Ю-II).

В пределах **широтного грабена** нефтяные залежи получили развитие в аптском горизонте, барремских Б-IV, Б-III, Б-I.

На **юго-восточном крыле** нефтяные залежи приурочены к отложениям бат-байосского (горизонты Ю-II, Ю-IIa, Ю-III), ааленского (горизонт Ю-I) ярусов, нижней юры (горизонт J₁). В восточной части блока II установлены тектонически экранированные залежи небольших размеров в среднеюрских (горизонт Ю-IIa) и нижнетриасовых отложениях.

В **меридиональном грабене** выделены залежи нефти небольших размеров в отложениях аптского, барремского и бат-байосского ярусов (горизонты - Апт, Б-V, Б-IV, Б-III, Б-II, Б-I, Ю-III, Ю-II).

Впервые на месторождении установлена нефтеносность юго-западного крыла скважиной 84, в которой по ГИС выделены нефтяные горизонты в отложениях юры (горизонты Ю-II, Ю-I, J₁).

За период с 01.05.2008 по 01.01.2010 г. пробурено 29 скважин. Из новых скважин **4** скважины пробурены в пределах I блока Северного крыла, **6** скважин в пределах II блока меридионального грабена, **19** скважин в пределах I и II блока Юго-восточного крыла.

Во всех пробуренных скважинах проведен комплекс ГИС, в 28 скважинах перфорированы и введены в эксплуатацию продуктивные горизонты. Одна скважина (225) ликвидирована по геологическим причинам.

Новые скважины подтвердили имеющуюся информацию о нефтеносности месторождения и лишь привнесли уточнения и изменения в физические характеристики коллекторов, флюидов, эффективных и нефтенасыщенных толщин, площадей нефтеносности, геологических и извлекаемых запасов углеводородов по отдельным горизонтам.

Таблица 1.4.1 Характеристика продуктивных горизонтов с учетом новых скважин

Горизонт	Блок	Глубина залегания кровли в своде, м	Площадь нефте-носимости, м ²	Высота залежи, м	Абсолютная отметка ВНК, м		Горизонт	Блок	Глубина залегания кровли в своде, м	Площадь нефте-носимости, м ²	Высота залежи, м	Абсолютная отметка ВНК, м	
Северное крыло													
Аптский	I	-76,2	2501	30,1	-106,3		Б-II	I	-201,8	1319	31	-238,2	
	II	-101,6	37	2,2	-103,8			III	-240,1	36	7,3	-247,4	
	III	-91,3	129,5	12,3	-103,6		Б-I	I	-217,2	2685	37,2	-254,4	
Б-V	I	-111,6	2675	27,2	-138,8		Ю-III	I	-295,4	583	20,2	-315,6	
	III	-121,8	2643	38,0	-172,1			III	-356,8	44	6,7	-363,5	
Б-IV	I	-131	1396	40	-171		Ю-II	I	-319,5	11432	45,9	-365,4	
	III	-144,8	276	55,5	-200,3			III	-383,8	67	6,2	-390	
Б-III	I	-175,1	1635	22,9	-198								
	III	-181,8	325	50,3	-232,1								
Меридиональный грабен													
Аптский	I	-140	212	22,6	-162,6		Б-III	II	-91,9	150,6	51,7	-143,6	
	II	-10,4	643,6	116,1	-126,5			III	-130	51	42	-172	
	III	-67,5	134	32,4	-99,9		Б-II	II	-122	435	83,3	-205,3	
Б-V	II	-40,3	152,2	22,4	-62,7		Б-I	I	-160	531	57,2	-217,2	
	III	-67,6	39	21,2	-88,8			II	-148,2	624	83,8	-232	
Б-IV	II	-59,9	426,7	60,9	-120,6		Ю-III	I	-420	211	12,1	-432,1	
	III	-103,9	76	31,5	-135,4			II	-220,3	319	24,8	-245,1	
							Ю-II	I	-460	630	34,4	-494,4	
Широтный грабен													
Аптский	IX	-46	59	18,2	-64,2			Б-III	IX	-80	61	50,9	-130,9
	X	-57,6	33	3,8	-61,4	Б-I		IX	-150	109	39	-189	
Б-IV	IX	-70	63	22,3	-92,3								
Юго-восточное крыло													
Ю-III	I	-22,5	68	7,1	-40,5		Ю-I	I	-99,6	354	58,1	-157,7	
	II	-15,4	432	67,1	-82,5			II	-92,8	930	130,3	-217,1	
Ю-IIa	I	-40,3	65		-71,4		J1	I	-141,8	746	82,4	-224,2	
	II	-61,7	207	62	-123,7			II	-160	339	80,4	-228,1	
Ю-II	I	-55,5	335	63,9	-119,4		T	I	-355,6	224	10,6	-366,2	
	II	-75,3	909	94,5	-169,8								
Юго-западное крыло													
Ю-II	I	-20	208	14,4	-34,4								
Ю-I	I	-40	384	71,5	-111,5								
J1	I	-110	378	52,3	-162,3								

Свойства и состав нефти, газа и воды

Глубинные пробы нефти отбирались глубинными пробоотборниками. Перед отбором проб производился замер пластового давления и температуры глубинным манометром. Лабораторные исследования проб пластовой нефти проводились в ТОО КАЗНИГРИ, ТОО «ГЕОС» – на установке PVT производства «RUSKA» по СТ РК 2325-2013, в ТОО НИИ КМГ в соответствии с СТ ТОО 7522-1915-39-01-2011, свойства пластовой нефти также определялись в ТОО «Везерфорд-КЭР» на установке «Fluid-Eval». Вязкость определялась в соответствии с КРСТАСТMD 445-2011.

Всего свойства нефти в пластовых условиях, исследованы по анализам 170 проб, с учетом новых 12 проб, в том числе 8 проб представлены смесью нефтей K_{1a} и br-V горизонтов, одна проба смесью - br-IV + br-III, и 2 пробы - смесью нефтей горизонтов J_2 -II пласт «а» + J_3 горизонтов.

Компонентный состав выделившегося газа с учетом новых 8 проб определен по 163 пробам. Исследования газа проводились хроматографическим методом, с использованием ГОСТов 23781-87 «Газы горючие природные», 31371.7-2008, 31369-08.

Всего на северном крыле растворенный газ исследован по 52 пробам из горизонтов: K_{1a} пл. «а», K_{1a} , K_{1br-IV} , $K_{1br-III}$, K_{1br-II} , K_{1br-I} , J_3 , J_2 -III, J_2 -II, в том числе 3 новые пробы из скважины 268;

на юго-восточном – по 24 пробам из горизонтов J_2 -III пл. «в», J_2 -I, J_1 , в том числе 1 новая проба из скважины 336;

на юго-западном - по 5-м пробам из горизонтов J_2 -I и J_1 ;

Состав растворенного газа меридионального грабена определен по 34 пробам из горизонтов K_{1a} , K_{1br-V} , K_{1br-IV} , $K_{1br-III}$, K_{1br-II} , K_{1br-I} , J_2 -III, в том числе по 4 новые пробы из скважины 237 и 325;

В пределах широтного грабена состав растворенного газа определен по 33 пробам из горизонтов K_{1a} -IV пл. «а» и «в», K_{1a} , K_{1br-V} , $K_{1br-III}$, K_{1br-I} , J_3 .

Смеси проб изучены из горизонтов $K_{1a}+K_{1br-V}$ (8 проб), $K_{1br-IV}+K_{1br-III}$ (1 проба), J_3+J_2 -II пласт "а" (2 пробы), J_2 -III+ J_2 -II пласт "а" (2 новые пробы), J_2 -I+ II пласты "а + в" (2 новые пробы).

Состав подземных вод месторождения Акжар в пределах продуктивных горизонтов с учетом новых 5 проб изучен по анализам 172 проб, из них в Северном крыле совместно исследованы из горизонтов K_{1a} и $K_{1br-III}$ - 2 пробы; K_{1a} и K_{1br-V} - 3 пробы; $K_{1a}-K_{1br-V}-K_{1br-IV}$ - 1 проба; $K_{1a}-K_{1br-IV}-K_{1br-III}$ - 5 пробы; J_2 -III пл. А и В – 2 пробы; J_2 -III- J_2 -III пл. А – 1 проба; из Юго-Восточного крыла совместно исследованы из горизонтов J_2 -II пл. В- J_2 -I 6 пробы; J_2 -III пл. А и В- J_2 -I - 1 проба; J_2 -II пл.- J_1 - 2 пробы; из Юго-Западного крыла совместно

исследованы из горизонтов J₂-I-J₁; из Мередианального грабена совместно исследованы из горизонтов K_{1a}l₂- K_{1a}l-II – 1 прорба; K_{1a}- K_{1br}-V – 3 прорбы; K_{1br}-II-K_{1br}-I – 1 проба; из Широтного грабена совместно исследованы из горизонтов K_{1br}-III-K_{1br}-I – 2 пробы; K_{1a}-K_{1br}-V – 3 пробы; вне горизонта – 1 проба.

Характеристика скважин

С целью оценки установленных залежей углеводородов и их эксплуатации проектируется бурение оценочных скважины эксплуатационных скважин с проектной глубиной скважин 600 м, проектные горизонты мел, юра и триас.

С учетом горно-геологических условий и анализа данных по ранее пробуренным скважинам и совмещенного графика давлений выбрана следующая конструкция скважины, позволяющая безопасное вскрытие всего стратиграфического комплекса проектного разреза:

Направление Ø 324мм x 10м.

Кондуктор Ø 245мм x 130+/-30м

Эксплуатационная колонна - Ø168мм x 600м.

Основные проектно-экономические данные приведены в таблице 1.4.6.

Проектная продолжительность цикла строительства скважины – 40,84 суток

в том числе испытание:

- в эксплуатационной колонне 23,34 суток

Проектная скорость бурения -1463 м/ст.мес

Таблица 1.4.2.-Общие сведения о конструкции скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		По вертикали		По стволу	
		От (верх)	До (низ)	От (верх)	До (низ)
1	2	3	4	5	6
Направление	323,9	0	10	0	10
Кондуктор	244,5	0	130	0	130

Фонд скважин на 01.09.2023 г.:

Эксплуатационный фонд – 245

Нагнетательный фонд-28

В консервации-2

В ликвидации-26

Наблюдательный фонд-3

Водозаборный фонд – 2

Поглощающий фонд – 4

Всего - 310

2 ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

2.1 Существующее положение месторождения

Солянокупольная структура Акжар выявлена сейсмическими работами МОВ в 1960г. Первые признаки нефтеносности установлены при бурении структурных скважин в 1961г.

В период 1962-65гг. на площади проводилось глубокое бурение. В 1962 г., при опробовании скважины Г-1 из среднеюрских отложений (инт. 537-540м) получен промышленный приток нефти с водой дебитом $Q_n=5,7 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $Q_v=37,6 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Проведенными промыслово-геофизическими исследованиями при бурении разведочных скважин установлены залежи нефти в аптских, барремских, среднеюрских, нижнеюрских и триасовых отложениях в пределах юго-восточного, северного крыльев и грабена. По результатам бурения 27 глубоких и 45 структурно-поисковых скважин произведен подсчет запасов нефти по состоянию на 01.01.66г. отрядом по подсчету запасов треста «Актюбнефтегазразведка» [6].

Протоколом ГКЗ СССР №5338 от 24 января 1968 г. утверждены начальные запасы нефти юрских продуктивных горизонтов северного, юго-восточного крыльев и аптского горизонта меридионального грабена по категории С1 – 9148 тыс.т геологических и 2775 тыс.т извлекаемых. Запасы нефти аптского и барремских горизонтов в пределах северного крыла и широтного грабена в количестве 5103 тыс. т. отнесены к забалансовым из-за нерентабельности их добычи.

В период с 1968г. по 2001г. месторождение находилось в консервации.

С целью уточнения подсчетных параметров и составления геолого-статической и гидродинамической моделей в 2001г. составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Акжар»[7], утвержденный ЦКР РК в 2002г. сроком на 4 года (Протокол № 16 от 3 апреля 2002г).

По результатам бурения, испытания 5 новых скважин (А-8, А-9, А-10, А-11, А-14) с учетом ранее пробуренных разведочных и структурных скважин на северном крыле по состоянию на 01.07.05г. АО «КазНИГРИ» произведена оперативная оценка запасов нефти аптской и барремских залежей: по категории C_1 – 9726/2326 тыс.т., по категории C_2 – 9281/2234тыс.т. [8] (Протокол ГКЗ РК № 434 – 05П от 10 августа 2005г). В 2005г. составлен и утвержден «Проект доразведки залежей нефти в мезозойских отложениях месторождения Акжар»[9].

На основании данных, полученных в результате бурения новых скважин и оперативной оценки запасов северного крыла, АО «КазНИГРИ» выполнен отчет «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Акжар» (Протокол ЦКР №37 от 6-7 апреля 2006г) [10]. Решением ЦКР РК срок пробной эксплуатации продлен на два года (до июня 2008г.).

В 2007г. в ТОО «КазНИГРИ» выполнен «Авторский надзор за реализацией дополнения к проекту пробной эксплуатации»[11], который рассмотрен ЦКР РК (Протокол ЦКР РК № 44 от 13 июля 2007г). Решением ЦКР РК срок пробной эксплуатации продлен до 14 сентября 2008г.

В 2006г. для детализации геологического строения месторождения проведены сейсморазведочные работы МОГТ-3Д.

В 2007г. Компанией «Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.» выполнено «Дополнение к проекту доразведки залежей нефти в мезозойских отложениях месторождения Акжар по результатам интерпретации сейсморазведочных данных МОГТ-3Д, полученных в 2006г.».

В 2008г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» был проведен подсчет запасов нефти [12]. Запасы нефти утверждены ГКЗ РК в объеме:

C₁, геологические – 25149 тыс.т, извлекаемые – 7006 тыс.т,

C₂, геологические – 4593 тыс.т, извлекаемые – 972 тыс.т. (Протокол № 722-08-У от 13 августа 2008г).

На дату подсчета запасов 2008г. Компанией «Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.» на месторождении дополнительно пробурено 55 вертикальных скважин, в которых проведен современный полный комплекс ГИС, 1 наклонно-направленная и 1 горизонтальная. Всего на месторождении пробурены 84 глубокие скважины. Общий фонд пробуренных скважин, числящийся на балансе Компании, составил всего 70 единиц, 14 единиц (Г-2, Г-3, Г-4, Г-5, Г-6, Г-7, Г-8, Г-10, Г-17, Г-19, Г-20, Г-21, Г-22, Г-24), пробуренных в 1960-х гг., – не на балансе Компании.

На утвержденные запасы в 2008г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлена «Технологическая схема разработки месторождения Акжар» [13](Протокол ЦКР РК №52 от 18 сентября 2008г.).

В 2010г. ТОО «КазНИГРИ» выполнен «Проект доразведки флангов месторождения Акжар в пределах горного отвода» [14], проведена доразведка в пределах широтного и меридионального грабенов.

В 2011г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» был проведен пересчет запасов нефти [15]. Запасы нефти утверждены ГКЗ РК в объеме:

В+C₁, геологические – 35472 тыс.т, извлекаемые – 8534 тыс.т.

C₂, геологические – 3789 тыс.т, извлекаемые – 409,5 тыс.т. (Протокол №1163–12-У от 15 марта 2012г).

На дату пересчета запасов 2011г.. после подсчета запасов, проведенного в 2008г.[12], на месторождении Компанией «Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.» дополнительно пробурены 9 разведочных скважин, 1 - оценочная и 59 эксплуатационных, общий фонд пробуренных

скважин достиг 153 ед. Фонд пробуренных скважин, числящийся на балансе Компании, составил всего 137 единиц, 16 единиц (Г-2, Г-3, Г-4, Г-5, Г-6, Г-7, Г-8, Г-10, Г-17, Г-20, Г-21, Г-22, Г-24, 77, 79, 90) – не на балансе Компании. Согласно решению Межведомственной комиссии от 14.06.2010 г., МТД «Запказнедра» осуществлена передача скважины Г-19 на баланс Компании «АПИ Б.В.». Скважины 77, 79, 90, пробуренные Компанией «АПИ Б.В.» в пределах геологического отвода, находятся за пределами горного отвода и, соответственно, не числятся в фонде Компании.

На подсчитанные запасы нефти в 2012г. утверждено Комитетом геологии и недропользования «Дополнение к технологической схеме разработки...» [16] (Протокол ЦКРР РК №24 от 29.06.2012г., Протокол КГиН №426 от 25.07.2012г.). На основании анализа технико-экономических показателей, выбран II вариант разработки.

В 2013г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлен «Авторский надзор за реализацией дополнения к технологической схеме разработки месторождения Акжар» [17]. (Протокол ЦКРР РК № 36/16 от 06.06.2013г.), при рассмотрении которого рекомендовано подготовить проектный документ «Анализ разработки...» в 2014г. в связи с невыполнением проектных уровней добычи нефти.

В 2014г. составлен и рассмотрен в ЦКРР РК «Анализ разработки месторождения Акжар» [18] по состоянию на 01.01.2014г» (Протокол ЦКРР РК №52/13 от 17.10.14, письмо КГиН № 27-5-1291-И от 11.12.2014г). Согласно протокольному решению, данная работа была принята как «Авторский надзор за реализацией дополнения к технологической схеме месторождения Акжар»[19], с утверждением уточнённых показателей разработки на 2014 год, также Недропользователю предложено представить доработанный проектный документ «Анализ разработки месторождения Акжар».

В 2015г. составлен и утвержден «Анализ разработки месторождения Акжар» [20] по состоянию на 01.03.2015г.» (Протокол ЦКРР РК №65/1 от 27.11.2015г., письмо КГиН № 27-5-246-И от 04.02.2016г.).

Согласно протоколу, в рамках данной работы, уточнены технологические показатели разработки на 2015–2017гг., и Недропользователю рекомендовано представить «Авторский надзор за реализацией Дополнения к технологической схеме ...», с отражением всех проведенных исследований и ГТМ.

Комитетом геологии и недропользования, на основании рекомендаций Центральной комиссии по разведке и разработке полезных ископаемых, по завершению разбуривания проектных скважин, в ходе выполнения «Анализа разработки месторождения Акжар» (протокол ЦКРР РК №65/1 от 27.11.2015г., письмо КГиН № 27-5-246-И от 04.02.2016г.) Недропользователю рекомендовано выполнить пересчет запасов УВ. На основе нового

пересчета, составить новый проектный документ на разработку месторождения.

В 2016 г. составлен «Авторский надзор за реализацией дополнения к технологической схеме разработки месторождения Акжар по состоянию изученности на 01.11.2016г.», при рассмотрении которого согласно Протоколу №85/2 от 26.05.2017г. ЦКРР РК принято решение о необходимости предоставить доработанный документ по состоянию изученности на 01.04.2017г., в связи с отставанием показателей разработки месторождения от проектных. Впоследствии доработанный отчет рассмотрен на заседании ЦКРР РК (Протокол №89/8 от 29.09.2017г., письмо КГиН №27-5-2060-И от 25.10.2017г.).[21]

В 2018г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» был проведен пересчет запасов нефти[22]. Запасы нефти утверждены ГКЗ РК в объеме:

по категории В - 25302/ 6548,7 тыс. т;

по категории С₁ - 17339/ 2848,4 тыс. т;

по категории С₂ - 2294/ 314,3 тыс. т. (Протокол №2007–18-У от 25.12.2018г).

На дату пересчета запасов 2018г. на месторождении дополнительно за 2011-2018гг. всего пробурена 141 скважина, в том числе 1 разведочная (280) и 3 нагнетательные (282, 283, 315).

Общий фонд скважин составил 285 единиц, 9 единиц (Г-2, Г-3, Г-4, Г-7, Г-17, Г-24, 77, 79, 90) – не на балансе Компании. Согласно решению Межведомственной комиссии от 27.07.2016 г., МД «Запказнедра» осуществлена передача скважин Г-5, Г-6, Г-8, Г-10, Г-20, Г-21, Г-22 на баланс Компании «АПИ БВ». Дополнительно проведен большой объем геофизических и геолого-промысловых исследований, отбор и исследования керна, дополнительно изучены состав и свойства флюидов в пластовых и поверхностных условиях.

По результатам проведенного пересчета запасов, по состоянию изученности на 01.01.2019г., составлен и утвержден «Проект разработки месторождения Акжар» (Протокол ЦКРР №13/18, 12-13 сентября 2019г.)[3], с согласованием по 3 рекомендуемому варианту разработки.

В 2020 и 2021 годах, составлены и приняты к сведению отчет «Авторские надзоры за реализацией Проекта разработки месторождения Акжар», по состоянию на 01.01.2020 г. [4] и по состоянию на 01.01.2021 г. [5]

Основные положения действующего проектного документа (вариант 3):

На месторождении выделяются десять основных самостоятельных эксплуатационных объектов:

- I эксплуатационный объект - залежи J2-Пв и J2-I горизонтов Юго-восточного крыла;

- II эксплуатационный объект – залежь нижеюрского горизонта (J1) Юго-восточного крыла;
- III эксплуатационный объект – залежи J2-I и J1 горизонтов Юго-западного крыла;
- IV эксплуатационный объект – залежи 3 горизонтов нижнемеловых отложений (K1a, K1br-V, K1br-IV) Меридионального грабена;
- V эксплуатационный объект – залежь нижнемеловых отложений (K1br-I) Меридионального грабена;
- VI эксплуатационный объект – залежи 4 горизонтов нижнемеловых отложений (K1a, K1br-V, K1br-IV и K1br-III) Северного крыла;
- VII эксплуатационный объект - залежь в нижнемеловых отложениях (K1br -I) Северного крыла;
- VIII эксплуатационный объект - залежи J2-III и J2-II (a) горизонтов Северного крыла;
- IX эксплуатационный объект - залежи 2 горизонтов нижнемеловых отложений (K1a, K1br-V) Широтного грабена;
- X эксплуатационный объект - залежи 2 горизонтов нижнемеловых отложений (K1br-III, K1br-I) Широтного грабена.

Также, выделяются 15 возвратных объектов:

- ✓ I возвратный объект— залежь в триасовых отложениях T1 Юго-Восточного крыла (район скважины Г-19);
- ✓ II возвратный объект – залежь J2-IIa (район скважины А-3).
- ✓ III возвратный объект - залежь горизонта нижнемеловых отложений K1br-III Меридионального грабена;
- ✓ IV возвратный объект - залежь среднеюрского горизонта J2-III Меридионального грабена;
- ✓ V возвратный объект - залежь горизонта нижнемеловых отложений K1br-II Меридионального грабена;
- ✓ VI возвратный объект - залежь K1a пл.А горизонта Северного крыла;
- ✓ VII возвратный объект - залежь горизонта нижнемеловых отложений K1br-II Северного крыла;
- ✓ VIII - возвратный объект залежь J2-I горизонта Северного крыла;
- ✓ IX возвратный объект— залежь J3 горизонта Северного крыла;
- ✓ X возвратный объект - залежь J2-II(в) Северного крыла;

- ✓ XI возвратный объект - залежь горизонта нижнемеловых отложений K1br-IV Широтного грабена;
- ✓ XII возвратный объект - залежь горизонта нижнемеловых отложений K1br-II Широтного грабена;
- ✓ XIII возвратный объект - залежи K1al-IV (a+v) горизонта Широтного грабена;
- ✓ XIV возвратный объект - залежь K1al-I горизонта Широтного грабена;
- ✓ XV возвратный объект - залежь J3 горизонта Широтного грабена.

В утвержденном рекомендуемом варианте предусмотрено бурение 15 добывающих скважин и перевод под нагнетание 51 добывающей скважины.

Возвратные объекты планируются к разработке скважинами основного фонда, по мере выработки. Ниже остановимся подробно на каждом объекте.

Юго-восточное крыло:

I основной объект- разработка существующим фондом скважин, с ППД, бурение одной добывающей скважины М-1 (предназначенную после отработки на данном объекте к возврату на I возвратный объект, в район скважины Г-19), также в 2019 год запланирован вывод из бездействующего фонда 5 добывающих скважин и перевода 1 добывающей скважины под ППД;

II основной объект-разработка существующим фондом скважин и дополнительно бурение: добывающей скважины М-1, для выработки запасов в районе скважины Г-19, в 2020 году, также запланирован перевод 8 добывающих скважин под ППД;

I возвратный объект – планируется к разработке скважиной М-1, углубленной до данного объекта с 2030 года;

II возвратный объект – планируется к эксплуатации с 2038 года, скважиной А-3, переведенной с I основного объекта.

Юго-западное крыло:

III основной объект планируется разрабатывать существующим фондом скважин, с переводом 2 добывающих скважин под нагнетание;

Меридиональный грабен:

IV основной объект планируется разрабатывать существующим фондом скважин, выводом 7 скважин из бездействующего фонда, и перевода 3 скважин под нагнетание;

V основной объект планируется разрабатывать существующим фондом скважин, с выводом 4 скважин из бездействующего фонда и переводом 2 добывающих скважин под ППД;

III возвратный объект планируется к эксплуатации скважинами с переводом с IV основного объекта, с 2036 года-скважинами 233,301,239, в 2037- скважинами 240,309,310 и в 2040 году планируется перевод скважины 314;

IV возвратный объект планируется разрабатывать с 2025 года, собственным фондом скважин – 215,325,327;

V возвратный объект – планируется разрабатывать скважинами, переведенными с V основного объекта, в 2024 году – скважина 203, в 2025 году скважина 323, в 2026 году скважинами 82 и 321.

Северное крыло:

VI основной объект планируется разрабатывать существующим фондом скважин, бурение 5 скважин в 2019 году и 2 скважин в 2020 году (все добывающие), с выводом 15 добывающих скважин из бездействия, и перевода 13 добывающих скважин под ППД;

VII основной объект планируется разрабатывать существующим фондом скважин, бурение 5 скважин в 2019 году, 2 скважин в 2020 году, выводом из бездействия 7 добывающих скважин и перевода под ППД 11 скважин;

VIII основной объект планируется разрабатывать существующим фондом скважин, выводом из бездействующего фонда одной добывающей скважины и перевод под ППД 5 скважин. Необходимо отметить, что в данном блоке запасы по промышленной категории выделены в горизонте J2-III / всего лишь на уровне геологических запасов 9 тыс.тонн по нефти, и согласно расчета извлекаемых запасов, по формуле упруго-замкнутого расчета, извлекаемые запасы равны 1,1 тыс.тонн, авторами отчета принято решение рекомендовать к концу разработки данного VIII основного объекта, в скважине 269 изолировать основной объект, и провести дострел на данный горизонт, с целью отбора извлекаемых запасов. Также необходимо отметить, что нефтенасыщенная толщина по данной скважине равна всего 1,3 метра, что является еще одним обоснованием к дострелу в данной скважине, с целью извлечения запасов;

VI возвратный объект планируется к эксплуатации скважиной 267 с VI основного объекта;

VII возвратный объект планируется к эксплуатации 7 скважинами, возвращенными с VII основного объекта – 214,255,256,258,434,450,441 в 2025 году;

VIII возвратный объект планируется к эксплуатации скважиной 275, возвращенной с VI основного объекта эксплуатации в 2025 году;

IX возвратный объект планируется к эксплуатации с 2030 года, скважинами 271 и 278, переведёнными с VIII основного объекта, и скважиной 331, переведённой с VI основного объекта.

X возвратный объект планируется к эксплуатации с 2028 года, скважинами 100 и 272, переведёнными с VIII основного объекта.

Широтный грабен:

IX основной объект планируется к эксплуатации существующим фондом, бурением в 2018 году 1 добывающей скважины, выводом из бездействующего фонда трех добывающих скважин и перевод под ППД 3 скважин;

X основной объект планируется к эксплуатации существующим фондом, бурением в 2018 году 3 добывающих скважин, выводом из бездействующего фонда одной добывающей скважины и перевод под ППД 3 скважин;

XI возвратный объект планируется разрабатывать с 2030 года, тремя скважинами 464 и 244, переведенными с IX основного объекта;

XII возвратный объект планируется разрабатывать с 2025 года, скважинами 91 и 243, переведенными с X основного объекта;

XIII возвратный объект планируется разрабатывать с 2025 года, скважинами 462 и 471, переведенными с IX основного объекта;

XIV возвратный объект планируется разрабатывать с 2026 года, скважиной 474, переведенными с X основного объекта;

XV возвратный объект планируется разрабатывать с 2026 года, скважиной 475, переведенными с X основного объекта.

В дополнении к данным проектным решениям, в качестве метода интенсификации добычи планировалось проведение работ по многостадийному физико-химическому методу, запланированному в 30 добывающих скважинах месторождения.

Увеличение производительности скважины обусловлено:

- ✓ Активным физическим и химическим воздействием на зону вскрытого продуктивного пласта горящими в воде высокоэнергетическими составами и горюче-окислительными смесями нового поколения;
- ✓ Использование направленного действия образующихся газов (в первую очередь водорода) и тепла, новых физических эффектов, процесса внутрипластового кратковременного крекинга-пиролиза;

Многостадийный процесс горения реагентов оптимизированных составов, обеспечивают значительное повышение проницаемости призабойной зоны за счёт:

- трещинообразования в пласте;
- удаления кольматации;
- снятия скин-эффекта;

В пласте происходит следующий физический процесс - значительное увеличение текучести нефти из-за повышения температуры пласта при внутрипластовом горении кокса асфальтанов, смол и парафинов, увеличение существующих каналов и пор, создание новых микротрещин благодаря импульсам реакции и разницы давления и температуры

Ожидается увеличение дебита нефтяной скважины в 1,5-7 раз. В случае получения положительных результатов, планируется повсеместное использование данного метода на месторождении.

Также, для интенсификации добычи, увеличения отборов продукции, вовлечения в разработку дополнительных объемов резервуара, в III варианте предусмотрено ежегодное, в течении 10 лет, по 10 скважин/операций в год, по глубокой перфорации в существующих скважинах, на VI основном объекте разработки.

В таблице 3.1.1 представлена исходная геолого-физическая характеристика объектов разработки, согласно действующего проектного документа.

В таблицах 3.1.2-3.1.53 представлены технологические показатели по всем объектам и в целом по месторождению, по утвержденному варианту разработки 3.

Таблица 2.1.1 – Исходная геолого-физическая характеристика объектов разработки

Параметры	Юго-восточное крыло				Юго-западное крыло			Меридиональный грабен			
	I объект		II объект		III объект			IV объект			
	горизонты, пачки (блоки)										
	J ₂ -II пл. "в" (I и II блоки)	J ₂ I (I и II блоки)	I объект	J ₁ (I и II блоки)	J ₂ I (I блок)	J ₁ (I блок)	III объект	K _{1a} (I, II, IV и V блоки)	K _{1br} -V (II, IV и V блоки)	K _{1br} -IV (II, , IV, V и VI блоки)	IV объект
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Средняя глубина залегания, м	373,3	424,4	424,4	489,8	463,2	550,4	550,4	311,9	303,5	359,8	359,8
Тип залежи					Пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные						
Тип коллектора					Терригенный, поровый						
Площадь нефтеносности (категория В+С ₁), тыс.м ²	1379	1494	1430	1132	280	367	367	1194	570	1009	1167
Средняя общая толщина, м	22.1	28.9	58,9	51.3	40.4	39.9	85	22.5	17.1	23.3	73,6
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	4.4	13.3	19,5	31.8	17.1	15.7	32,6	12.4	8.6	4.8	28,8
Пористость, д.ед	0,312	0,303	0,291	0,309	0,332	0,306	0,312	0,316	0,295	0,289	0,29
Средняя нефтенасыщенность, д.ед	0,589	0,604	0,546	0,681	0,603	0,665	0,644	0,713	0,687	0,653	0,688
Проницаемость, мкм ² (по керну)	0,216	1,509	0,896	1,167	-	-	-	0,613	-	0,327	0,401
Коэффициент песчанистости, д.ед	0.210	0.456	0,336	0.718	0.550	0.600	0,559	0.593	0.515	0.215	0,415
Коэффициент расчлененности, д.ед	2.7	3.2	2,53	4.6	3.2	6.2	4,1	3.0	2.6	2.4	2,48
Пластовая температура, °С	23,7	22,85	23,28	22,26	16,8	20,2	18,5	18,8	18,9	19,3	19,3
Пластовое давление, МПа	2,25	2,62	2,44	3,23	2,13	2,68	2,41	2,07	0,64	2,4	1,7
Вязкость нефти в пластовых усл., мПа*с	90,9	129,7	110,3	135	532	582,3	557,2	966,6	296,3	185,4	399,2
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,875	0,883	0,879	0,896	0,914	0,91	0,912	0,91	0,901	0,904	0,902
Плотность нефти в поверхност. условиях, т/м ³	0,907	0,907	0,907	0,907	0,918	0,925	0,922	0,922	0,914	0,908	0,913
Объемный коэффициент нефти, д.ед	1,052	1,021	1,037	1,028	1,008	1,015	1,012	1,014	1,01	1,005	1,01
Содержание в нефти, %											
Серы	0,19	0,26	0,23	0,2	0,18	0,46	0,32	0,36	0,52	0,34	0,38
Парафина	0,25	0,56	0,41	0,38	1,04	0,09	0,57	0,8	1,11	0,45	0,765
Давление насыщения нефти газом, МПа	0,946	0,84	0,893	0,68	0,37	0,51	0,57	0,55	0,25	0,6	0,43
Газосодержание нефти, м ³ /т	2,48	2,35	2,42	3,13	3,26	1,8	2,53	2,16	1,27	1,25	1,785
Вязкость воды в пластовых усл., мПа*с	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*
Плотность воды в пластовых услов., т/м ³	1,002	1,002	1,002	1,002	1,003*	1,003	1,003	1,002	1,002*	1,002*	1,002
Начальные геологические запасы нефти, тыс.т			3924	5717			1864				4546
(утвержденные ГКЗ РК), В+С ₁ /C ₂			60	-			-				267
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т			1106.1	2633.6			201				689.2
(утвержденные ГКЗ РК), В+С ₁ /C ₂			12.7	-			-				32.1
Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.			0.282	0.461			0,108				0,152
(утвержденные ГКЗ РК), В+С ₁ /C ₂			0.212	-			-				0.120

Продолжение таблицы 2.1.1

Параметры			Северное крыло						
	V объект		VI объект					VII объект	
	K _{1br} -I (II блок)	V объект	K _{1a} (I и II блоки)	K _{1br} -V (I и II блоки)	K _{1br} -IV (I и II блоки)	K _{1br} -III (I и II блоки)	VI объект	K _{1br} -I (I блок)	VII объект
1	3	4	6	7	8	9	10	12	13
Средняя глубина залегания, м	466	466	333	349,2	394,2	409,5	409,5	410,9	431,5
Тип залежи									
Тип коллектора									
Площадь нефтеносности (категория В+С ₁), тыс.м ²	779	780	2594	2862	3739	2965	2970	2425	2423
Средняя общая толщина, м	21.5	29,9	13.7	10.7	13.8	25.1	57,2	20.9	20,5
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	11.4	14,8	6.8	3,3	4,3	5.7	19,9	13.9	13,5
Пористость, д.ед	0,288	0,287	0,312	0,294	0,299	0,286	0,297	0,306	0,301
Средняя нефтенасыщенность, д.ед	0,727	0,672	0,667	0,647	0,610	0,613	0,63	0,718	0,707
Проницаемость, мкм ² (по керну)	1,395	1,17	0,905	0,173	0,588	0,510	0,588	0,963	0,949
Коэффициент песчанистости, д.ед	0.584	0,526	0.526	0.295	0.330	0.287	0,44	0.839	0,811
Коэффициент расчлененности, д.ед	2.4	2,1	2.2	2.1	2.6	2.7	2,2	2.8	2,8
Пластовая температура, °С	20,25	20	16,4	17,2	17,9	18,6	17,5	19,98	19,98
Пластовое давление, МПа	2,48	2,2	1,63	1,68	2	2,69	2	3,31	3,31
Вязкость нефти в пластовых усл., мПа*с	308,1	446,3	480,9	455	257,8	1191,3	596,3	311,26	311,26
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,903	0,906	0,917	0,92	0,903	0,903	0,911	0,899	0,899
Плотность нефти в поверхност. условиях, т/м ³	0,912	0,911	0,924	0,937	0,925	0,934	0,93	0,92	0,92
Объемный коэффициент нефти, д.ед	1,014	1,012	1,012	1,004	1,019	1,028	1,016	1,016	1,016
Содержание в нефти, %									0
Серы	0,34	0,26	0,4	0,31	0,4	0,38	0,34	0,36	0,36
Парафина	0,54	0,71	0,87	1,51	0,6	0,35	0,83	0,56	0,56
Давление насыщения нефти газом, МПа	0,68	0,6	0,6	0,72	0,52	0,66	0,625	0,78	0,78
Газосодержание нефти, м ³ /т	5,66	5,12	3,89	1,24	4,3	4,1	3,38	3,37	3,37
Вязкость воды в пластовых усл., мПа*с	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*
Плотность воды в пластовых услов., т/м ³	1,002*	1,002*	1,004	1,005	1,005*	1,022	1,012	1,028	1,028
Начальные геологические запасы нефти, тыс.т (утвержденные ГКЗ РК), В+С ₁ /C ₂		1441					11417		5561
		130					600		-
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т (утвержденные ГКЗ РК), В+С ₁ /C ₂		316.4					1247.4		1412.0
		21.6					68.2		-
Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед. (утвержденные ГКЗ РК), В+С ₁ /C ₂		0.220					0.109		0.254
		0.166					0.114		-

Продолжение таблицы 2.1.1

Параметры	Северное крыло			Широтный грабен					
	VIII объект			IX объект			X объект		
				горизонты, пачки (блоки)					
	J ₂ -III (I и II блоки)	J ₂ -II пл."а" (I и II блоки)	VIII объект	K _{1a} (I, II, IV и V блоки)	K _{1br} -V (I, II, IV и V блоки)	IX объект	K _{1br} -III (I, II, III, IV и V блоки)	K _{1br} -I (I, III, IV и V блоки)	X объект
1	2	3	5	6	7	9	10	12	13
Средняя глубина залегания, м	573,3	596,4	596,4	330	376,3	376,3	285,2	479,1	479,1
Тип залежи	Пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные								
Тип коллектора	Терригенный, поровый								
Площадь нефтеносности (категория В+С ₁), тыс.м ²	1138	1721	1700	592	428	702	335	367	369
Средняя общая толщина, м	8.0	8.4	15,7	20.4	17.6	37,2	18.6	22.4	39,5
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	4.3	3.2	7,2	12.6	7.3	18,1	11.0	12.2	22,2
Пористость, д.ед	0,284	0,284	0,272	0,287	0,295	0,289	0,283	0,270	0,277
Средняя нефтенасыщенность, д.ед	0,628	0,595	0,606	0,719	0,707	0,707	0,671	0,713	0,707
Проницаемость, мкм ² (по керну)	1,356	0,018	0,05	-	-	-	-	-	-
Коэффициент песчанистости, д.ед	0.621	0.403	0,517	0.635	0.409	0,477	0.676	0.577	0,566
Коэффициент расчлененности, д.ед	1.7	2.3	1,95	4.8	2.2	3,5	3.5	4.1	3,2
Пластовая температура, °С	-	25,8	25,8	18,37	24,4	21,4	27	19,6	15,5
Пластовое давление, МПа	4,6	4,9	4,75	2,18	3,08	2,63	5,6	2,69	2,76
Вязкость нефти в пластовых усл., мПа*с	-	151	151	113,4	100,4	106,9	78,8	110,1	63
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	-	0,86	0,86	0,884	0,88	0,88	0,88	0,892	0,886
Плотность нефти в поверхност. условиях, т/м ³	0,909	0,87	0,885	0,895	0,893	0,899	0,913	0,893	0,905
Объемный коэффициент нефти, д.ед	-	1,062	1,062	1,014	1,022	1,022	1,025	1,011	1,018
Содержание в нефти, %									
Серы	0,3	0,3	0,3	0,4	0,3	0,4	0,36	0,32	0,39
Парафина	1,03	2	1,68	0,8	0,21	0,5	0,7	0,53	0,62
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	0,9	0,9	0,49	0,52	0,52	1,13	0,38	0,19
Газосодержание нефти, м ³ /т	6,53	5,21	5,65	3,12	4,29	4,41	3,03	2,47	2,57
Вязкость воды в пластовых усл., мПа*с	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*
Плотность воды в пластовых услов., т/м ³	1,039	1,045	1,044	1,012*	1,012*	1,012*	1,028*	1,028*	1,028*
Начальные геологические запасы нефти, тыс.т (утвержденные ГКЗ РК), В+С ₁ /C ₂			1392/1383			2052			1369
			96/106			-			-
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т (утвержденные ГКЗ РК), В+С ₁ /C ₂			416.9/414.2			586.1			435
			22.1/23.8			-			-
Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед. (утвержденные ГКЗ РК), В+С ₁ /C ₂			0.299			0.286			0.318
			0.230/0.225			-			-

Продолжение таблицы 2.1.1

Параметры	ЮВК		Меридиональный грабен			СК					ШГ					
	I возв. объект	II возв. объект	III возв. объект	IV возв. объект	V возв. объект	VI возв. объект	VII возв. объект	VIII возв. объект	IX возв. объект	X возв. объект	XI возв. объект	XII возв. объект	XIII возв. об		XIV возв. объект	XV возв. объект
	горизонты, пачки (блоки)															
	T ₁	J ₂ -Па (II бл, район скв 3)	K ₁ br -III (II и VI блоки)	J ₂ - III (II блок)	K ₁ br -II (II блок)	K ₁ a. "а" (II и III блоки)	K ₁ br -II(I и II блоки)	J ₂ -I (I блок)	J ₃ (блок I, II)	J ₂ -II пл."в"	K ₁ br -IV (II, III и V блоки)	K ₁ br -II (IV и V блоки)	K ₁ al - IVПласт «А» (об III)	K ₁ al - IVПласт «В» (бл III, V)	K ₁ al -I (VI блок)	J ₃ (IV блок)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Средняя глубина залегания, м	550	297	403,1	539,3	431,5	317,8	431,5	646,5	542,6	620	396,3	440,7	128,2	156,4	270,9	536,5
Тип залежи		Пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные														
Тип коллектора	Терригенный, поровый															
Площадь нефтеносности (категория В+С ₁), тыс.м ²	65	109	699	511	594	188	2092	188	933	528	263	108	17	109	76	46
Средняя общая толщина, м	14.2	7.8	13,8	10,8	9.1	11.2	8.1	19.5	3.0	21.0	11.5	8.9	19.3	20.8	25.6	14.5
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	7.0	1.8	4.5	4.6	4.0	3.6	2.9	2.3	2.0	2.7	2.7	2.1	8.6	14.2	5.2	3.5
Пористость, д.ед	0,288	0,257	0,268	0,265	0,296	0,299	0.305	0,270	0,291	0,284	0,263	0,265	0,252	0,302	0,251	0.269
Средняя нефтенасыщенность, д.ед	0,400	0,500	0,649	0,677	0,621	0,594	0,635	0,607	0,635	0,610	0,627	0,556	0,576	0,548	0,508	0.650
Проницаемость, мкм ² (по керну)	-	-	-	0,550	0,931	-	0,099	-	0,024	-	-	-	-	-	-	-
Коэффициент песчанистости, д.ед	0.662	0.268	0.350	0.500	0.422	0.456	0.393	0.182	0.678	0.217	0.236	0.248	0.517	0.826	0.224	0.283
Коэффициент расчлененности, д.ед	8.0	1.9	2.3	1.8	1.9	2.2	1.8	3.2	1.2	2.8	1.8	1.8	3.5	4.0	5.7	1.0
Пластовая температура, °С	34,0	19,98*	20,2	22,95	19,8	17,6	23,5	-	21,28	25,8	-	-	14,01	15,16	-	21,79
Пластовое давление, МПа	4,8	3,3*	1,7	3,5	1,93	1,25	3,5	-	1	3,7	-	-	0,126	0,86	-	30,5
Вязкость нефти в пластовых усл., мПа*с	90,9	473,9*	148,5	141,3	584,5	1885	89,69	-	473,9	7,9	-	-	1792	1305	-	78,75
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,894	0,899*	0,892	0,88	0,909	0,933	0,864	-	0,918	0,86	-	-	0,93	0,929	-	0,899
Плотность нефти в поверхност. условиях, т/м ³	0,896	0,896*	0,906	0,908	0,909	0,939	0,911	0,87	0,923	0,873	0,91	0,909	0,935	0,932	0,934	
Объемный коэффициент нефти, д.ед	1,012	1,00*	1,009	1,066	1,01	1,008	1,042	-	1	1,062	-	-	1,012	1,007	-	1,004
Содержание в нефти, %																
Серы	0,10	0,23*	0,3	0,31	0,18	0,3	0,32	-	0,23	0,3	0,5	0,5	0,43	0,44	0,5	
Парафина	1,28	0,63*	0,7	0,41	0,87	0,25	0,24	-	0,63	2	-	-	0,49	0,46	-	
Давление насыщения нефти газом, МПа	1,70	0,89*	0,32	0,99	0,52	0,07	0,79	-	0,89	0,9	-	-	0,083	0,4	-	0,42
Газосодержание нефти, м ³ /т	3,79	0,69*	2,46	8,05	4,58	1,39	1,66	6,74	0,69	5,21	5,82	2,2	1,45	1,21	3,42	3,32
Вязкость воды в пластовых усл., мПа*с	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*	1,0*			1,0*	
Плотность воды в пластовых услов., т/м ³	1,005	1,028*	1,002*	1,002*	1,002*	1,004*	1,028*	1,05	1,028*	1,045*	1,012*	1,028*			1,012*	
Начальные геологические запасы нефти, тыс.т	18	16	452	401	451	139	971	79	232	220	132	17	149		43	38
(утвержденные ГКЗ РК), В+С ₁ /C ₂	-	26	18	25	-	22	73	6	-	-	2	17	58		64	1
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	3.0	3.0	48.7	39.1	47.0	11	107.9	7.9	23	23.9	13	2.0	15.9		4.0	4.0
(утвержденные ГКЗ РК), В+С ₁ /C ₂	-	3.7	1.5	1.8	-	1.3	7.0	0.5	-	-	0.1	1.6	4.3		4.4	0.1
Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0.167	0.188	0.108	0.098	0.104	0.079	0.111	0.100	0.099	0.109	0.098	0.118	0.107		0.093	0.105
(утвержденные ГКЗ РК), В+С ₁ /C ₂	-	0.142	0.083	0.072	-	0.059	0.096	0.083	-	-	0.050	0.094	0.074		0.069	0.100

Таблица 2.1.2 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению.

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Вывод из бд	Перевод на другие объекты	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину		Среднего- доваяприем ис-тость, м³/сут
	всего	добыва- ющих	нагнета- тельных	добыв.	добыва- ющих	под нагнет	добыв.подл иквид	нагнета- тельных	эксплуа- тацион- ный	действи- ующий	эксплуа- тацион- ный	действи- ующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2019	10	10	0	0	0	7	0	0	247	221	20	20	3,5	8	68,6
2020	5	5	0	0	0	8	0	0	244	218	28	28	3,5	8,4	55,6
2021	0	0	0	0	0	4	1	0	239	213	32	32	3,5	8,8	54,1
2022	0	0	0	0	0	4	3	0	232	206	36	36	3,4	9,2	51,2
2023	0	0	0	0	0	3	1	0	228	202	39	39	3,5	9,6	49,3
2024	0	0	0	1	1	1	1	0	226	201	40	40	3,4	10	51,1
2025	0	0	0	3	12	6	0	0	220	198	46	46	3,7	10,8	45,8
2026	0	0	0	3	4	6	0	0	214	195	52	52	3,8	11,4	42,4
2027	0	0	0	2	0	6	0	0	208	191	58	58	3,7	12,1	39,3
2028	0	0	0	3	3	5	2	0	201	187	63	63	3,8	12,7	37,3
2029	0	0	0	0	0	1	0	0	200	186	64	64	3,7	13,2	37,6
2030	0	0	0	3	6	0	0	0	200	189	64	64	3,6	13,6	38,7
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	200	189	64	64	3,4	14	39,8
2032	0	0	0	2	0	0	2	0	198	189	64	64	3,2	14,2	40,9
2033	0	0	0	0	0	0	1	0	197	188	64	64	3	14,6	41,9
2034	0	0	0	4	0	0	1	0	196	191	64	64	2,8	14,9	43
2035	0	0	0	1	0	0	0	0	196	192	64	64	2,7	15,2	44
2036	0	0	0	3	3	0	0	0	196	195	64	64	2,6	15,5	45,1
2037	0	0	0	1	3	0	2	0	194	194	64	64	2,4	15,8	46,1
2038	0	0	0	0	2	0	0	0	194	194	64	64	2,4	16,7	47,2
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	194	194	64	64	2,3	17	48,2
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	194	194	64	64	2,2	17,7	49,3
2041	0	0	0	0	0	0	2	0	192	192	64	64	2,1	17,8	50,3
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	192	192	64	64	1,9	18,1	51,4
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	192	192	64	64	1,8	18,2	51,2
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	192	192	64	64	1,6	18,6	52,3
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	192	192	64	64	1,5	19,1	53,4
2046	0	0	0	0	0	0	1	0	191	191	64	64	1,3	18,2	51
2047	0	0	0	0	0	0	1	0	190	190	64	64	1,2	17,3	48,5
2048	0	0	0	0	0	0	1	0	189	189	64	64	1,2	17,6	49,5
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	189	189	64	64	1,1	18	50,4
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	189	189	64	64	1	19	51,3
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	189	189	64	64	0,9	19,3	52,3
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	189	189	64	64	0,7	19,7	53,2

Таблица 2.1.3- Характеристика основных показателей разработки по месторождению.

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча газа, тыс.м³
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		
2019	253,4	2,7	4,5	4077,8	43,4	0,096	575,1	575,1	7011,4	7011,4	55,9	450,5	2870,1	78,3	2615,8
2020	245,4	2,6	4,6	4323,2	46,0	0,101	593,7	593,7	7605,1	7605,1	58,7	511,1	3381,2	86,1	2533,7
2021	240,8	2,6	4,7	4564,0	48,6	0,107	606,8	606,8	8211,9	8211,9	60,3	568,9	3950,1	93,8	2485,6
2022	233,5	2,5	4,8	4797,5	51,1	0,113	623,8	623,8	8835,7	8835,7	62,6	604,9	4555,0	97,0	2410,7
2023	232,0	2,5	5,0	5029,5	53,5	0,118	641,7	641,7	9477,4	9477,4	63,8	631,6	5186,6	98,4	2394,6
2024	230,5	2,5	5,3	5260,0	56,0	0,123	667,1	667,1	10144,4	10144,4	65,5	670,9	5857,5	100,6	2379,1
2025	248,3	2,6	6,0	5508,3	58,6	0,129	724,4	724,4	10868,9	10868,9	65,7	692,8	6550,3	95,6	2563,4
2026	248,4	2,6	6,4	5756,7	61,3	0,135	752,8	752,8	11621,7	11621,7	67,0	724,6	7274,9	96,2	2564,7
2027	241,6	2,6	6,6	5998,4	63,8	0,141	782,2	782,2	12403,9	12403,9	69,1	749,5	8024,4	95,8	2494,4
2028	240,4	2,6	7,1	6238,8	66,4	0,146	815,2	815,2	13219,1	13219,1	70,5	770,9	8795,3	94,6	2482,1
2029	233,1	2,5	7,4	6471,9	68,9	0,152	838,9	838,9	14058,0	14058,0	72,2	790,7	9586,0	94,3	2406,0
2030	229,8	2,4	7,9	6701,7	71,3	0,157	873,9	873,9	14931,9	14931,9	73,7	814,6	10400,7	93,2	2372,0
2031	217,4	2,3	8,1	6919,1	73,6	0,162	895,7	895,7	15827,7	15827,7	75,7	836,8	11237,5	93,4	2244,5
2032	205,8	2,2	8,3	7124,9	75,8	0,167	916,3	916,3	16744,0	16744,0	77,5	859,0	12096,4	93,7	2124,5
2033	194,7	2,1	8,6	7319,6	77,9	0,172	942,9	942,9	17686,9	17686,9	79,4	881,1	12977,6	93,4	2009,4
2034	184,6	2,0	8,9	7504,1	79,9	0,176	965,9	965,9	18652,8	18652,8	80,9	903,2	13880,8	93,5	1905,2
2035	174,9	1,9	9,2	7679,0	81,7	0,180	992,1	992,1	19644,9	19644,9	82,4	925,4	14806,2	93,3	1805,1
2036	169,5	1,8	9,9	7848,5	83,5	0,184	1017,1	1017,1	20662,1	20662,1	83,3	947,5	15753,8	93,2	1749,3
2037	161,6	1,7	10,4	8010,0	85,2	0,188	1046,3	1046,3	21708,4	21708,4	84,6	969,7	16723,5	92,7	1668,0
2038	151,2	1,6	10,9	8161,3	86,9	0,191	1072,4	1072,4	22780,8	22780,8	85,9	991,9	17715,3	92,5	1561,2
2039	144,0	1,5	11,7	8305,3	88,4	0,195	1071,1	1071,1	23851,8	23851,8	86,6	1014,0	18729,3	94,7	1486,3
2040	133,9	1,4	12,3	8439,2	89,8	0,198	1092,3	1092,3	24944,1	24944,1	87,7	1036,2	19765,5	94,9	1382,7
2041	123,9	1,3	12,9	8563,1	91,1	0,201	1061,8	1061,8	26006,0	26006,0	88,3	1058,3	20823,8	99,7	1278,7
2042	115,4	1,2	13,8	8678,4	92,4	0,204	1084,0	1084,0	27090,0	27090,0	89,4	1080,5	21904,3	99,7	1190,9
2043	106,2	1,1	14,8	8784,6	93,5	0,206	1069,6	1069,6	28159,5	28159,5	90,1	1076,6	22980,9	100,7	1096,0
2044	96,2	1,0	15,7	8880,8	94,5	0,208	1092,4	1092,4	29251,9	29251,9	91,2	1099,9	24080,8	100,7	992,9
2045	86,0	0,9	16,7	8966,8	95,4	0,210	1114,2	1114,2	30366,2	30366,2	92,3	1123,2	25204,0	100,8	887,7
2046	78,0	0,8	18,2	9044,8	96,3	0,212	1064,9	1064,9	31431,1	31431,1	92,7	1071,9	26275,9	100,7	805,3
2047	73,0	0,8	20,7	9117,8	97,0	0,214	1012,6	1012,6	32443,7	32443,7	92,8	1019,8	27295,7	100,7	753,5
2048	68,9	0,7	24,7	9186,7	97,8	0,215	1032,0	1032,0	33475,7	33475,7	93,3	1039,7	28335,4	100,7	711,5
2049	62,4	0,7	29,7	9249,1	98,4	0,217	1051,4	1051,4	34527,2	34527,2	94,1	1059,5	29394,8	100,8	643,7
2050	55,9	0,6	37,9	9305,0	99,0	0,218	1066,2	1066,2	35593,4	35593,4	94,8	1079,3	30474,1	101,2	577,1
2051	50,6	0,5	55,2	9355,6	99,6	0,219	1086,2	1086,2	36679,6	36679,6	95,3	1099,1	31573,2	101,2	522,3
2052	41,0	0,4	100,0	9396,6	100,0	0,220	1106,1	1106,1	37785,7	37785,7	96,3	1118,9	32692,1	101,2	423,2

2.1.1 Анализ структуры фонда скважин

Месторождение вступило в промышленную эксплуатацию в 2008 году, с 2012 года разрабатывалось согласно проекта «Дополнение к Технологической схеме разработки месторождения...».

В 2018 году, утвержден «Пересчет запасов нефти месторождения Акжар», по состоянию изученности на 02.01.2018г. (Протокол ГКЗ РК за №2007-18-У от 25.12.2018г.), в рамках которого, в ТЭО КИН утверждена новая разбивка объектов.

В 2019 году выполнен «Проект разработки месторождения Акжар по состоянию на 01.01.2019 г.» (Протокол ЦКРР РК за №13/18 от 12-13.09.2019г.).

В рамках утвержденного III варианта разработки «Проекта разработки ...» выделено 10 основных и 15 возвратных объектов.

Отчет охватывает период после составления и утверждения работы «Проекта разработки ...» [3], с 01.01.2020 по 01.01.2022гг.

Ниже приведена характеристика 10 основных объектов разработки.

По состоянию на 01.01.2022г. на месторождении Акжар пробурено 310 скважин, в т.ч. на Юго-Восточном крыле – 84 ед., на Юго-Западном крыле – 11 ед., на Меридиональном грабене – 51 ед., на Северном крыле – 131 ед., на Широтном грабене – 33 ед.

Добывающий фонд составляет 248 скважины, в том числе 222 ед. действующих и 26 – бездействующих.

Нагнетательный фонд скважин составил 25 ед., в том числе 6 ед. на I объекте, 5 ед. – на IV объекте, 3 ед. – на V объекте, 7 ед. – на VI объекте. В бездействующем фонде скважины отсутствуют.

Специальный фонд скважин составил 9 ед., из них 3 контрольные наблюдательные, 4 поглощающие, 2 водозаборные.

В консервации – 3 скважины.

Ликвидированный фонд скважин составил 25 ед. в том числе по техническим причинам 12 ед., по геологическим причинам 13 ед. Из 25 скважин 2 ед. на I объекте, 8 ед. – на II объекте, 1 ед. – на III объекте, 1 ед. – на IV объекте, 10 ед. – на VI объекте.

Характеристика фонда скважин по объектам и месторождению в целом представлена в таблице 5.1.

Все скважины действующего фонда эксплуатируются механизированным способом. Скважины №№401 и 402, разрабатывающие VII объект – горизонтальные, скважина №233IV объекта – наклонно-направленная, остальные – вертикальные. Скважины оборудованы винтовыми насосами компании “KUDU”, преимущественно следующих марок: 6K650,

13K650, 22K600, 24K650, 32K750, 40K600, 13K1300, 22K1200. Выбор насосов с перемещающимися полостями обоснован тем, что эти насосы хорошо зарекомендовали себя на месторождениях высоковязкой нефти с большим содержанием песка.

В таблице 5.2 приведены значения коэффициентов эксплуатации и использования добывающего фонда скважин по эксплуатационным объектам и месторождению в целом за анализируемый период.

За 2019г. коэффициенты эксплуатации добывающего фонда скважин по объектам изменяются от 0,88 до 0,96 д.ед., составляя в целом по месторождению 0,94 д.ед. Эффективность использования по добывающему фонду характеризуются значениями от 0,7 до 1,00 д.ед. и составляя в целом по месторождению 0,84 д.ед.

За 2020г. коэффициенты эксплуатации добывающего фонда скважин по объектам изменяются от 0,86 до 0,95 д.ед., составляя в целом по месторождению 0,93 д.ед. Эффективность использования по добывающему фонду характеризуются значениями от 0,65 до 1,00 д.ед. и составляя в целом по месторождению 0,84 д.ед.

За 2021г. коэффициенты эксплуатации добывающего фонда скважин по объектам изменяются от 0,9 до 0,99 д.ед., составляя в целом по месторождению 0,97 д.ед. Эффективность использования по добывающему фонду характеризуются значениями от 0,74 до 1,00 д.ед. и составляя в целом по месторождению 0,9 д.ед.

Наиболее низкими значениями коэффициентов эксплуатации в 2019 и 2021 г характеризуются скважины I объекта, что объясняется периодичностью работы переходящего фонда скважин. В 2020 г низкое значение коэффициента эксплуатации отмечено по IV объекту. Надо отметить, что проведение ремонтно-профилактических работ по устранению нарушений в работе подземного оборудования, не позволяет поддерживать высокие значения коэффициентов эксплуатации. Основными причинами бездействия и консервации скважин, являются высокие значения обводненности, работа в периодическом режиме в связи с ожиданием подъема уровня в затрубном пространстве.

В таблице 5.3 представлены распределения дебитов нефти и обводненности по диапазонам. На текущий момент, скважины с дебитом по нефти менее 5 т/сут работают 82% (182ед.) от действующего фонда, с дебитом по нефти от 5 до 10 т/сут 14% (30ед.) от действующего фонда, и 4% (10ед.) скважин работают в диапазоне 10-20 т/сут.

Фонд добывающих скважин по обводненности распределен следующим образом, 6% скважин (14ед.) работают в диапазоне от 0 до 10%, при этом большая часть скважин (12ед.) малодобитные по нефти, менее 5т/сут. 17% (38) работают с обводненностью 10-30% из них 30 ед. малодобитные до 5т/сут, 20% (45ед.) работают с обводненностью 30-60%, 48% (107ед.) с обводненностью 60-90% и 8% (18ед.) с обводненностью более 90%. В целом по месторождению на 01.01.2022г. обводненность составила 67,3%.

Таблица 2.1.1.1 – Характеристика фонда скважин на 01.01.2022г.

тип скважин	Характеристика фонда скважин	Объект эксплуатации																				Всего по месторождению	
		ЮВК				ЮЗК		Меридиональный грабен				Северное крыло						Широтный грабен					
		I объект		II объект		III объект		IV объект		V объект		VI объект		VII объект		VIII объект		IX объект		X объект			
		гор. J2-II в+J2-I		гор. J1		гор. J2-I+J21		гор. K1a+K1br-V+K1br-IV		гор. K1br-I		гор. K1a+K1br-V+K1br-IV+K1br-III		гор. K1br-I		гор. J2-III в+J2-II (а+в)		гор. K1a+K1br-V		гор. K1br-III+K1br-I			
		№скв.	Кол-во	№скв.	Кол-во	№скв.	Кол-во	№скв.	Кол-во	№скв.	Кол-во	№скв.	Кол-во	№скв.	Кол-во	№скв.	Кол-во	№скв.	Кол-во	№скв.	Кол-во		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
	Всего пробурено		52		54		12		41		19		89		36		27		24		12	369	
фонд добывающих скважин	Всего		23		38		10		29		10		47		36		25		18		12	248	
	в т.ч.: в эксплуатации	A-2	17	A-4	38	84	10	82	24	81	9	A-10	41	A-8	33	A-21	23	243	15	91	12	222	
		A-3		A-13		245		83		94a		A-14		101		71		244		241			
		A-16		A-17		265		215		203		72		102		100		260		242			
		89		A-18		266		217		216		76		103		247		261		312			
		209		A-20		297		218		224		232		213		248		262		466			
		212		A-36		299		233		319a		275		214		249		263		476			
		220		A-37		344		234		320		328		231		256		463		478			
		229		Г-25a		347		235		321		330		252		264		465		479			
		230		200		348		237		323		333		253		268		469		480			
		281		201		354		238				345		254		271		470		482			
		284		202				239				379		255		272		471		481			
		285		204				240				350		257		273		472		484			
		286		205				300				351		258		274		473					
		287		206				303				352		270		278		475					
		288		207				307				362		329		279		483					
		346		208				308				363		394		331							
		360		210				309				364		402		341							
				211				310				366		422		368							
				226				311				367		424		397							
				227				314				375		425		421							
				228				317				376		426		430							
				246				325				377		428		458							
				289				327				381		429		459							
				290				342				382		433									
				291								387		434									
				292								388		435									
				293								390		436									
				294								391		439									
				295								392		441									
				298								393		445									
				304								398		450									
				306								400		453									
				335								417		456									
				336								418											
				358								437											
				359								440											
				406a								443											
				407a								444											
												447											
												448											
												461											
	бездействующие	A-1	6						A-33	5	326	1	Г-26	6	A-9	3	A-24	2	467	3			26
		A-35							92				259		73		269		468				
		87							277				267		401				474				
		222							302				332										
	223							305				378											
	340											399											

тип скважин	Характеристика фонда скважин	Объект эксплуатации																				Всего по месторождению	
		ЮВК				ЮЗК		Меридиональный грабен				Северное крыло						Широтный грабен					
		I объект		II объект		III объект		IV объект		V объект		VI объект		VII объект		VIII объект		IX объект		X объект			
		гор. J2-II в+J2-I		гор. J1		гор. J2-I+J21		гор. K1a+K1br-V+K1br-IV		гор. K1br-I		гор. K1a+K1br-V+K1br-IV+K1br-III		гор. K1br-I		гор. J2-III в+J2-II (a+b)		гор. K1a+K1br-V		гор. K1br-III+K1br-I			
		№скв.	Кол-во	№скв.	Кол-во	№скв.	Кол-во	№скв.	Кол-во	№скв.	Кол-во	№скв.	Кол-во	№скв.	Кол-во	№скв.	Кол-во	№скв.	Кол-во	№скв.	Кол-во		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
фонд нагнетательных скважин	всего		6						5		3		7				1		3				25
	в т.ч.: в эксплуатации	A-25	6					236	5	A-15	3	A-11	7			427	1	462	3				25
		A-26						301		219		250						464					
		A-27						313		322		251						477					
		221						315				343											
		282						324				353											
		283										365											
												380											
фонд специальных скважин	бездействующие																						0
	всего		6										3										9
	в т.ч.: контрольные											Г-27	3										3
												74											
												80											
	поглощающие	A-12	4																				4
		A-22																					
		70																					
	85																						
водозаборные	Г-13	2																					2
	95																						
в консервации	всего	Г-18	1									Г-12	2										3
												276											
фонд ликвидированных скважин	Всего		2		8		1		1				10										25
	по техническим причинам	Г-23	1	Г-15	7			Г-14	1			Г-1	3										12
				Г-16								Г-9											
				Г-19								Г-11											
				Г-25																			
				406																			
				407																			
				280																			
	по геологическим причинам	225	1	A-19	1	296	1			A-94	3	Г-5	7										13
										318		Г-6											
										319		Г-8											
												Г-10											
											Г-20												
											Г-21												
											Г-22												

Таблица 2.1.1.2 – Динамика коэффициентов эксплуатации и использования по объектам и в целом по месторождению

Объекты эксплуатации	годы	Киспользования добывающих скважин, доли ед.	Кэксплуатации добывающих скважин, доли ед.
I объект	2019г	0,7	0,88
	2020г	0,65	0,93
	2021г	0,74	0,90
II объект	2019г	1	0,96
	2020г	0,97	0,95
	2021г	1,00	0,98
III объект	2019г	1	0,96
	2020г	1	0,93
	2021г	1,00	0,99
IV объект	2019г	0,72	0,9
	2020г	0,69	0,86
	2021г	0,83	0,95
V объект	2019г	0,85	0,9
	2020г	1	0,95
	2021г	0,90	0,95
VI объект	2019г	0,77	0,96
	2020г	0,77	0,92
	2021г	0,87	0,95
VII объект	2019г	0,93	0,94
	2020г	0,95	0,95
	2021г	0,92	0,99
VIII объект	2019г	0,86	0,96
	2020г	0,88	0,89
	2021г	0,92	0,99
IX объект	2019г	0,71	0,94
	2020г	0,71	0,92
	2021г	0,83	0,98
X объект	2019г	0,92	0,95
	2020г	0,92	0,89
	2021г	1,00	0,96
По мест-ю в целом	2019г	0,84	0,94
	2020г	0,84	0,93
	2021г	0,90	0,97

Таблица 2.1.1.2 – Распределение действующего фонда по дебиту нефти и обводненности

Объект	Обводненность, %	Диапазон изменения дебита нефти, т/сут			Всего, количество
		<5	5-10	10-20	
		Распределение скважин, количество			
1	2	3	4	5	6
I	0-10	4	1		5
	10-30	2	2	1	5
	30-60	1	1		2
	60-90	4	1		5
	больше 90				0
II	0-10		1		1
	10-30		1	2	3
	30-60	3	3	2	8
	60-90	17	7	2	26
	больше 90				0
III	0-10				0
	10-30				0
	30-60		3	1	4
	60-90	2	1	1	4
	больше 90	2			2
IV	0-10	1			1

Объект	Обводненность, %	Диапазон изменения дебита нефти, т/сут			Всего, коли- чество
		<5	5-10	10-20	
		Распределение скважин, количество			
1	2	3	4	5	6
	10-30	8			8
	30-60	5			5
	60-90	6	2		8
	больше 90	2			2
V	0-10	1			1
	10-30	3			3
	30-60	1	1		2
	60-90	2			2
	больше 90	1			1
VI	0-10	4			4
	10-30	10			10
	30-60	10			10
	60-90	12			12
	больше 90	5			5
VII	0-10				0
	10-30	1			1
	30-60	3	1		4
	60-90	27			27
	больше 90	1			1
VIII	0-10				0
	10-30	1			1
	30-60	2	1		3
	60-90	13	1		14
	больше 90	5			5
IX	0-10	1			1
	10-30	2	1	1	4
	30-60	2	1		3
	60-90	7			7
	больше 90				0
X	0-10	1			1
	10-30	3			3
	30-60	4			4
	60-90	2			2
	больше 90	1	1		2
по месторождению	0-10	12	2	0	14
	10-30	30	4	4	38
	30-60	31	11	3	45
	60-90	92	12	3	107
	больше 90	17	1	0	18
	всего	182	30	10	222
	Процент от действующего фонда скважин, %	82	14	4	100

2.2 Технологические решения по ликвидации объектов месторождения

2.2.1 Перечень объектов, подлежащих ликвидации

По завершении работ, связанных с разработкой месторождения, когда будет достигнут максимальный коэффициент извлечения нефти из пластовых залежей, согласно настоящему «Проекту...», будут производиться работы по ликвидации объектов недропользования предприятия на контрактной территории.

Ликвидация объектов недропользования предприятия подразумевает восстановление структуры территории и окружающей среды до первоначального состояния, которое было определено на момент начала работ.

Таким образом, в разряд работ по ликвидации объектов недропользования подпадают все действия по:

- Ликвидации и переликвидации скважин;
- Установка репера (требуется 310 единиц);
- Деконструкция и демонтаж трубопроводов;
- Демонтаж всех наземных технологических объектов и аппаратов (сепараторы, резервуары, насосные блоки, отстойники, блоки реагентного хозяйства и т.д.);
- Рекультивация нарушенного почвенного покрова земли контрактной территории;
- Очистка территории от мусора, металлолома.

К первоочередным объектам ликвидации будут относиться скважины, находящиеся в консервации.

Далее все коммуникационные сооружения: трубопроводы, соединяющие добывающие и нагнетательные скважины с объектами сбора и подготовки нефти и воды.

К наземным сооружениям, подлежащим ликвидации будут относиться все агрегаты и конструкции парка подготовки нефти. К ним относятся: резервуары высотные стальные (РВС), резервуары горизонтальные стальные (РГС) для сбора товарной нефти, резервуары пластовой воды, сепараторы, факельные установки, соединяющие трубопроводы.

Применяемое оборудование: компрессоры, насосы перекачки, печи подогрева будут демонтироваться, и вывозиться с территории работ для дальнейшего использования на других объектах, либо утилизации.

Завершающим этапом ликвидационных работ будет рекультивация нарушенных земель в процессе реализации технологических схем разработки месторождения.

2.2.2 План проведение изоляционно-ликвидационных работ на скважинах месторождения Акжар

Изоляционно-ликвидационные работы на скважинах месторождения производятся в соответствии с действующими нормативными документами и инструкциями по данному виду работ.

Для настоящего времени применяются «Правила ликвидации и консервации объектов недропользования», утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от «22» мая 2018 года №200.

Все работы будут проводиться в соответствии с разработанным недропользователем «Типовым Проектом проведения изоляционно-ликвидационных работ в скважинах, не содержащих агрессивных и токсичных компонентов».

Настоящий проект служит основанием для составления индивидуальных планов проведения изоляционно-ликвидационных работ с обеспечением требований охраны недр и окружающей среды.

Для проведения изоляционно-ликвидационных работ составляется индивидуальный план, в котором отражены порядок проведения работ, непосредственно изоляционно-ликвидационных, а так же работ по рекультивации. Все работы должны производиться с обеспечением выполнения требований условий охраны недр и окружающей среды, План изоляционно-ликвидационных работ согласовывается с военизированной частью по предупреждению возникновения и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов (Западно-Казахстанский филиал РГП "Центральный штаб профессиональных военизированных аварийно-спасательных служб" (далее - РГП «ПВАСС»)), Государственное учреждение «Западно-Казахстанский межрегиональный департамент геологии и недропользования Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан „Запказнедра“ в городе Актобе» (далее — МД «Запказнедра»), и Управлением по государственному контролю за ЧС и промышленной безопасностью по Актыбинской области. Индивидуальный план проведения изоляционно-ликвидационных работ при ликвидации и консервации скважин утверждается недропользователем.

При наличии межколонных давлений и межпластовых перетоков в скважине должны быть проведены ремонтно-восстановительные работы по отдельному плану до начала проведения изоляционно-ликвидационных работ, согласованному с региональной Инспекцией геологии и недропользования и РГП «ПВАСС».

Осложнения или аварии, возникшие в процессе изоляционно-ликвидационных работ в скважинах, устраняются по дополнительным планам, утвержденным недропользователем и согласованным с РГП «ПВАСС».

Определяется необходимость установки цементных мостов в обсаженном стволе скважины. В настоящем проекте рекомендуется устанавливать цементный мост от подошвы продуктивного горизонта до устья скважины.

Ствол скважины заполняется буровым раствором с плотностью, позволяющей создать давление на забое в соответствии с "Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности", утвержденным приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355. Наличие и прочность цементного моста должны быть проверены спуском и разгрузкой бурильного инструмента, исходя из допустимого удельного давления на цемент. Качество последнего цементного моста, установленного в технической колонне, проверяется гидравлической опрессовкой.

Устья ликвидируемых скважин должны быть оборудованы репером. Высота репера 0,5 м из трубы диаметром 60-70 мм., к которому приваривается металлический стальной лист размером 400x200x5мм, с надписью выполненной электросваркой, с указанием номера скважины, месторождения и организации, пробурившей скважину, а также ставится дата начала и окончания строительства скважины, согласно Требований промышленной безопасности по ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов (приказ МЭ РК от «22» мая 2018 года №200).

Установка репера производится следующим образом; при оставлении технической колонны, колонна срезается на уровне земли, на 60-70мм трубе спускается на глубину не менее 2м деревянная пробка и заливается до устья цементным раствором. Над устьем скважины устанавливается репер высотой не менее 0,5м.

При извлечении технической колонны репер устанавливается в кондукторе или шахтном направлении высотой не менее 0,5м.

Устья ликвидируемых скважин, размещенных на землях, пригодных для сельского хозяйственного использования должны быть углублены не менее двух метров от поверхности земли и оборудованы заглушкой, установленной на кондукторе на которой электросваркой делается надпись номера скважины. При рекультивации земель устье скважины засыпается, площадка выравнивается и приводится в состояние, пригодное для использования в сельском хозяйстве. Акт о ликвидации скважины сдается в архив на постоянное хранение.

Наличие и прочность цементных мостов установленных в последней технической колонне проверяется гидравлической опрессовкой и разгрузкой веса бурильного инструмента согласно Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности, но не должна превышать 15,0 МПа.

Контроль за правильностью ликвидации скважин, соблюдением требований законодательства о недрах при ликвидации осуществляет региональная Инспекция геологии и недропользования и Управление по государственному контролю за ЧС и промышленной безопасностью.

Итоговые данные по ликвидированным скважинам за год направляются в региональную Инспекцию геологии и недропользования и Управление по государственному контролю за ЧС и промышленной безопасностью.

Все материалы по ликвидированным скважинам должны быть оформлены подписями, скреплены печатью и сброшюрованы. Первый экземпляр хранится в делах организации, на балансе которой находилась скважина, второй экземпляр передается предприятию, принявшему на баланс месторождение, третий экземпляр в региональную Инспекцию геологии и недропользования.

2.2.3 Проведение ликвидационных работ на наземных объектах месторождения

Демонтаж оборудования и механизмов должен производиться в соответствии с разработанным и утвержденным планом работ, составляемым технической службой предприятия.

Подлежат демонтажу на месторождении:

- Скважины - 310 единиц
- УПН
- УПСВ
- ВРП – 4шт
- МФ – 19
- Вахтовый городок
- Шламонакопитель
- Ограждение 15 221м
- Трубопровода до МФ – 13 812м
- Трубопровода до ВРП – 20 690м
- Трубопровод от скважин – 62 663м
- Трубопровод между УПН и УПСВ – 2 791м

Данный перечень оборудования ограничен основными составляющими действующей схемы работы промысловой системы по разработке месторождения. Список может быть уточнен и дополнен в соответствии с изменяющимися условиями работ, вследствие чего установка новых применяемых комплексов оборудования и механизмов.

Основное требование к проведению демонтажных работ – все работы должны быть регламентированы и согласованы с техническими службами и контролирующими органами. Для каждого вида работ составляется индивидуальный план с указанием ответственных лиц.

Все работы должны проводиться в соответствии с действующими нормативами по охране труда и промышленной безопасности. Перед демонтажем оборудования производится полное отсекание разбираемого аппарата задвижками на входе и выходе, затем стравливание и продувка/промывка внутреннего объема. Продукты промывки оборудования сбрасываются в дренажи и далее до мест утилизации.

При ликвидации месторождений нефти и газа ведутся работы по вывозу за территории промысла резервуаров, буферных емкостей, мерников (АГЗУ), выкидных линии и т.д. после проведения демонтажа их. Демонтаж вышеотмеченных оборудования сопровождается проведением огневых работ, в основном газорезкой металлов.

Перед проведением огневых работ в соответствии с утвержденным планом проводится подготовка рабочего места. Проводятся работы по устранению взрывоопасных концентраций в резервуарах, нефтепроводах и т.д. и в воздушной среде производственного помещения. Для предупреждения взрывов паров и газов, а также легковоспламеняющихся жидкостей рекомендуется все свободные емкости, резервуары заполнять водой, инертным газом, паром или дымом с непрерывной подпиткой.

Перед началом огневых работ руководитель отмечает место резки оборудования, аппаратов или трубопроводов с помощью мела, биркой или наклейкой ленты. После выполнения мероприятий, предусмотренных «Планом проведения огневых работ», начальник подписывает «Разрешения на проведение огневых работ».

Состояние воздушной среды на местах ведения огневых работ непрерывно контролируется путем отбора проб и их анализа.

«Разрешения на проведение огневых работ» согласовывается с местной пожарной охраной по части обеспечения мер пожарной безопасности и наличия на месте проведения огневых работ первичных средств пожаротушения в порядке, установленном правилами пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на объектах.

Необходимость контроля за выполнением мер безопасности при проведении огневых работ со стороны службы техники безопасности определяется в инструкциях, разрабатываемых на месторождении.

Погрузочно-разгрузочные работы и перемещение тяжестей с применением грузоподъемных кранов должны осуществляться в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов, утвержденными приказом Министра по инвестициям РК от 30 декабря 2014 года №359.

Канаты, применяемые для обвязки грузов и изготовление строп должны соответствовать государственным стандартам. Полученные от завода-изготовителя стальные канаты снабжаются сертификатами с технической характеристикой изделия.

Погрузочно-разгрузочные работы следует выполнять, как правило, механизированным способом при помощи кранов, погрузчиков и средств малой механизации. Механизированный способ погрузочно-разгрузочных работ является обязательным для грузов весом более 50 кг, а также при подъеме грузов на высоту более 3м.

При погрузочно-разгрузочных работах, перевозке грузов, грунтов и т.д. крановщики, водители должны производить операции только по сигналу стропальщика (грузчика).

2.2.4 Методика работ по ликвидации резервуарных парков

Организация работ

Технологические операции по ликвидации резервуаров предприятия производятся в соответствии с проектом организации работ, разрабатываемом ответственным руководителем этих работ, назначаемым руководством предприятия.

Проект должен включать все работы по ликвидации резервуаров в необходимой последовательности:

- Организационные;
- Подготовительные;
- Технологические операции по ликвидации резервуара и его оборудования;
- Обеспечение соблюдения требований безопасности;
- Заключительные работы по ликвидации резервуаров.

Руководство предприятия назначает состав бригады (бригад) во главе с ответственным исполнителем каждой из бригад. Все работники бригад должны пройти инструктаж и проверку знаний, а также правил по технике безопасности при выполнении сварочных и погрузочно-разгрузочных работ, работ по перемещению грузов, работ на высоте и монтажных работ. При проведении работ по ликвидации резервуаров на площадке должны быть обеспечены противопожарные средства. Все работники бригад также должны пройти инструктаж и проверку знаний по оказанию первой помощи лицам, пострадавшим от несчастных случаев. На месте производства работ должна находиться аптечка с необходимым набором медикаментов для оказания доврачебной помощи.

Работы по консервации и ликвидации резервуарного парка должны считаться законченными после составления соответствующих актов о результатах работ и утверждения руководителем предприятия этих актов.

Подготовительные работы.

Подготовительные работы включают подготовку территории резервуарного парка и подготовку оборудования, инструмента, технических и подручных средств, а также необходимых материалов для производства работ. На территории резервуарного парка должна быть обустроена рабочая площадка для производства работ, а также площадка (под навесом) для хранения материала, инструмента и пр.

Рабочая площадка должна быть ограждена и оборудована средствами пожаротушения и предупреждающими надписями. Для обеспечения работы технических средств подводится электрокабель с мощностью и напряжением в зависимости от используемых средств.

В безопасной зоне должно быть устроено временное помещение для отдыха работающих на расстоянии 25-40 м от рабочей площадки. Перед производством работ необходимо убедиться в исправности производственно-дождевой канализации, при необходимости прочистить ее и проконтролировать уровень воды в затворах. Для перемещения технических средств в обваловании парка устраиваются временные проемы.

На практике для производства работ по удалению остатка нефтепродуктов, промывки, вентилированию и дегазации резервуаров применяются технические средства:

- гидроэжекторы с подачей воды до 150 м³/ч;
- вакуум-насосы;

На подготовленной территории резервуарного парка, свободной от постороннего оборудования и каких-либо предметов, располагаются необходимые для работ по ликвидации резервуара технические средства, оборудование, приспособления, инструмент и подручные средства:

- грузоподъемные механизмы: автокран, тельфер, тали;
- транспортные средства: грузовая машина, автопогрузчик (1,5-3 т);
- тяговые средства: трактор, лебедки;
- оборудование для резки металла: газорезка, воздушно-дуговая резка;
- источники питания для резачков: сварочные преобразователи, сварочные трансформаторы;
- монтажные приспособления и инструмент:
 - трос диаметром 18 мм, длиной 70 м;
 - трос диаметром 24 мм, длиной 40 м;
 - тросовые зажимы – по необходимости;
 - талрепы, стяжки, стропы;

- пневмозубила, кромкорезки, клинья, молотки, кувалды и др.
- устройства и приспособления для работы на высоте:
 - инвентарные, строительные леса, подмости, струнные леса, люльки, стремянки и др.;
 - аптечка с необходимым набором медикаментов для оказания доврачебной помощи.

Для выполнения работ по ликвидации резервуаров все работники должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты в соответствии с отраслевыми нормами.

Все применяемые при демонтаже (ликвидации) резервуаров технические средства, оборудование и оснастка должны быть в исправном состоянии и иметь не просроченные свидетельства.

Проведение работ по демонтажу резервуаров и их оборудования

Демонтируемый резервуар необходимо освободить от нефтепродукта, зачистить и дегазировать.

Руководство работой по зачистке резервуаров должно быть поручено ответственному лицу из числа инженерно-технических работников, которое совместно руководством предприятия определяет технологию зачистки резервуара с учетом местных условий и особенностей работ.

Перед началом работ по очистке резервуара рабочие проходят инструктаж о правилах безопасного ведения работ и методах оказания первой помощи при несчастных случаях.

Состав бригады и отметки о прохождении инструктажа заносятся в наряд-допуск лицами, ответственными за проведение зачистных работ. Без оформленного наряда-допуска на производство работ приступить к работе не разрешается.

Зачистная бригада может приступить к работе внутри резервуара в присутствии ответственного лица по зачистке только после получения оформленного акта-разрешения, подписанного комиссией в составе главного инженера (директора), инженера по технике безопасности (инспектора охраны труда), представителя товарного цеха и работника пожарной охраны.

Контрольные анализы воздуха проводятся при перерывах в зачистных работах, обнаружении признаков поступления вредных паров в резервуар, изменении метеорологической обстановки. В случае увеличения концентрации вредных паров выше санитарных норм работы по зачистке прекращаются, рабочие выводятся из опасной зоны. Зачистку можно продолжать только после выявления причин увеличения концентрации паров, принятия мер по ее снижению до санитарных норм.

Результаты анализа оформляются справкой.

Результаты всех проведенных анализов паровоздушных смесей заносятся в журнал учета, в который заносятся анализы концентрации паров углеводородов и других газов в резервуарах.

Зачищенный резервуар принимается от лица, ответственного за зачистку. Прием должен быть оформлен актом.

Демонтаж резервуара производят снизу с первого пояса: вначале необходимо обеспечить страховку резервуара от крена в сторону резки, а также от возможного ветрового воздействия.

Страховку следует обеспечить с помощью трех тяговых лебедок, расположенных под углом 120° вокруг резервуара и тросов, застропованных за горловину люка на резервуаре.

Резку первого пояса начинают с вырезки окна размером 3×3 м в противоположной стороне одной из лебедок, расположенной с наветренной стороны - эта лебедка обеспечивает страховку резервуара от крена при уменьшении его прочности. Резку первого пояса следует производить, отступая от днища резервуара на 200 мм и выше второго шва этого пояса на 30-50 мм по горизонтальным линиям. Вертикальные разрезы первого пояса следует производить через 3-3,5 м.

При перемещении места резки первого пояса для обеспечения страховки включается в работу лебедка, противоположная этому месту резки, и так по всей окружности резервуара. Одна лебедка постоянно обеспечивает страховку от ветровой нагрузки.

Такой порядок расположения лебедок следует соблюдать и при демонтаже последующих поясов резервуара, т.е. одна лебедка обеспечивает страховку от крена в сторону резки, другая лебедка обеспечивает страховку от ветровой нагрузки на резервуар.

После демонтажа первого пояса вырезают "окно" во втором и т.д. поясах размером также около 3×3 м, достаточным для удаления частей понтона при его демонтаже.

После демонтажа первого пояса производят последовательно демонтаж второго, третьего, четвертого и далее всех поясов резервуара, разрезая их на "карты" размером 1,5×3 м.

По мере снижения резервуара демонтируют трубопроводы пенотушения и трубопроводы водяного охлаждения, начиная с пятого пояса. Демонтаж металлических ферм производится с помощью страховки от их падения при демонтаже системой "автокран - трос - застроповка ферм".

Демонтируемые части резервуара, разрезанные на "куски", удобные для транспортирования, последовательно направляются с помощью транспортного средства на склад для реализации. При наличии стальных ферм резервуар по мере удаления поясов опускается на крайние стойки и центральную опору ферм. На этом этапе страховочные лебедки снимают со страховки от крена и от ветровой нагрузки, работают с лесов и подмостей.

После этого демонтируют кровлю резервуара, разрезая ее последовательно на "карты" 2×2 м. Вырезанные "карты" кровли удаляют с помощью автокрана после предварительного приваривания к ним подъемных петель демонтированные стальные листы корпуса резервуара, части понтона, пароподогревателя, трубопроводов пенотушения и пр. при помощи автокрана и трактора-тягача складываются на подготовленной огражденной площадке около резервуарного парка, а далее отправляют на реализацию.

Далее приступают к демонтажу днища резервуара, предварительно очистив его от мусора, окалины, загрязнений и пр., а также от следов воды.

Перед огневыми работами по разрезанию днища необходимо убедиться в отсутствии нефтепродукта под днищем. Для этого с помощью автокрана или домкратов края днища приподнимают на подставки - "лежаки".

Грунт под днищем, пропитанный нефтепродуктом, выбирают и засыпают чистым песком. По разрешению ответственного за противопожарную безопасность приступают к резке днища. Последовательно разрезают металл днища на карты и транспортируют с помощью трактора-тягача к месту для складирования зачищенные и провентилированные трубопроводы резервуарного парка разрезают на отдельные части длиной 1,5-2,0 м и также отправляют на реализацию проверяют фундаментную насыпь; загрязненную нефтепродуктами демонтируют, разбирая кирпично-бетонную отмостку, а загрязненный нефтепродуктами грунт удаляют.

3. СМЕТНО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Сметная часть

Ликвидация объектов недропользования на контрактной территории АФК «Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.» на месторождении Акжар будет производиться по следующим направлениям:

- физическая ликвидация скважин с установкой цементных мостов;
- демонтаж наземного и подземного оборудования скважин и коммуникаций с вывозом за пределы месторождения;
- демонтаж нефтесборных и других сооружений, расположенных на территории месторождения;

- техническая и биологическая рекультивация земли.

В работе проведена ориентировочная оценка необходимых материально-технических, трудовых затрат на ликвидацию скважин и других производственно-хозяйственных объектов и сооружений, а также на рекультивацию промышленно использованных земель.

Исходные параметры, необходимые для расчетов приняты на основании существующих норм и утвержденных калькуляций по региону. Стоимость материалов, техники и услуг взяты исходя из текущих расценок.

Предварительный расчёт размера суммы на ликвидацию объектов недропользования АФК «Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.» по региону и составляет:

1. Рекультивация нарушенных земель добывающих скважин – 99 200 000 тенге;
2. Рекультивация нарушенных земель выкидных линий – 17 000 000 тенге;
3. Рекультивация нарушенных земель установки по переработке нефти (УПН) – 15 000 000 тенге;
4. Ликвидация скважин 310 единиц – 620 000 000 тенге (*из расчета стоимость ликвидации 1 скважины – 2 000 000 тенге*);
5. Демонтажные работы трубопроводов 248 действующих скважин – 124 000 000 тенге (*из расчета стоимость 1 скважины – 500 000 тенге*);
6. Демонтажные работы УПН – 45 000 000 тенге;
7. Демонтажные работы УПСВ – 30 000 000 тенге;
8. Демонтажные работы вахтового городка - 20 000 000 тенге;
9. Демонтажные работы ВРП (4шт) - 2 000 000 тенге;
10. Демонтажные работы МФ (19 ед) - 5700 000 тенге;
11. Ликвидационные работы шламонакопителя - 5 000 000 тенге;
12. Демонтажные работы забора – 20 000 000 тенге;

Общая сумма на ликвидационные работы составляет 1 000 900 000 тенге.

Накопленная сумма на момент составления данного проекта в ликвидационном фонде АФК «Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.» составляет 808 705 463 тенге.

В таблице 3.1.1. приводятся расчет размера суммы на ликвидацию объектов недропользования АФК «Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.».

Таблица 3.1.1.Справка по затратам на ликвидацию объектов недропользования на контрактной территории

АФК «Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.».

Наименование	Ед. изм.	Всего		2023 год		2024 год		2025 год		2026 год		2027 год	
		План	Факт	План	Факт	План	Факт	План	Факт	План	Факт	План	Факт
1	2	3	4	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Общая сумма на ликвидационные работы, всего	млн. тенге	1000,9	1000,9	-	-	-	-	-	-	-	-	1000,9	1000,9
Затраты на:													
Рекультивация нарушенных земель добывающих скважин	млн. тенге	99,2		-	-	-	-	-	-	-	-	99,2	99,2
Рекультивация нарушенных земель выкидных линий	млн. тенге	17,0		-	-	-	-	-	-	-	-	17,0	17,0
Рекультивация нарушенных земель установок по переработке нефти (УПН)	млн. тенге	15,0		-	-	-	-	-	-	-	-	15,0	15,0
Ликвидация 1 скважины	млн. тенге		2,0	-	-	-	-	-	-	-	-		
Общее количество скважины	Кол-во/млн. тенге	310/620		-	-	-	-	-	-	-	-	310/620	310/620
Демонтажные работы трубопроводов: на 1 скважину	млн. тенге		0,5	-	-	-	-	-	-	-	-		
Действующие скважины	Кол-во/млн. тенге	248/124		-	-	-	-	-	-	-	-	248/124	248/124
Демонтажные работы УПН	млн. тенге	45,0		-	-	-	-	-	-	-	-	45,0	45,0
Демонтажные работы УПСВ	млн. тенге	30,0		-	-	-	-	-	-	-	-	30,0	30,0
Демонтажные работы вахтового городка	млн. тенге	20,0		-	-	-	-	-	-	-	-	20,0	20,0
Демонтажные работы ВРП (4 шт)	Кол-во/млн. тенге	4/2,0		-	-	-	-	-	-	-	-	4/2,0	4/2,0
Демонтажные работы МФ (19 ед)	млн. тенге	5,7		-	-	-	-	-	-	-	-	5,7	5,7
Демонтажные работы забора	млн. тенге	20,0		-	-	-	-	-	-	-	-	20,0	20,0
Ликвидационные работы шламонакопителя	млн. тенге	5		-	-	-	-	-	-	-	-	5	5
ИТОГО:		1000,9	1000,9									1000,9	1000,9

3.1.1 Порядок организации работ по ликвидации скважины

1. Спланировать территорию вокруг скважины. Подготовить площадку под буровую установку (далее – БУ).
2. Перебросить ёмкости, завезти тех. воду необходимое количество цемента (в зависимости от объема выполняемых работ).
3. Смонтировать БУ.
4. Проводить инструктажи, перед началом каждой операции включая, но не ограничиваясь:
 - установку цементных мостов;
 - СПО с комплектом инструментов;
 - опрессовки;
 - работа в загазованной среде и т.д.
5. Инструктаж проводится со всеми специалистами сервисных компаний.
6. Инструктаж должен содержать информацию:
 - о наличии, типах и правилах пользования средствами индивидуальной защиты, включая дыхательные аппараты и противогазы;
 - о системе сигнализации и оповещения;
 - о маршрутах аварийной эвакуации;
 - об обязанностях и путях движения каждого работника.
7. Перед проведением работы, все линии обвязки ЦА протестировать.
8. Стравить давление скважины до 0 атм. и предусмотреть техническую стоянку в течение 30 мин. Фиксировать давление и составить акт.
9. В случае не прекращения проявления газа, приготовить высоковязкий раствор с плотностью 1,15 г/см³ для глушения скважины и закачать раствор в скважину в лоб.
10. Демонтировать посадочный фланец от крестовины фонтанной арматуры.
11. После разгерметизации устья скважины проводятся нижеследующие работы:
 - спуск НКТ-73 с пером до искусственного забоя;
 - набрать пресной воды;
 - приготовить цементный раствор удельным весом 1,80-1,85 г/см³;
 - закачать через трубное пространство цементный раствор в скважину;
 - продавить цементный раствор закачкой расчетного объема продавочной жидкости;
 - через затрубное пространство промыть скважину для срезки цементного моста и вымыва остатков цемента в течение 2 циклов;
 - подъем НКТ до безопасной зоны;

- закрыть скважину под давлением на ОЗЦ. Время ОЗЦ определяется по пробе;
 - по окончании ОЗЦ допустить инструмент и определить высоту залегания кровли цементного моста;
 - если отклонение кровли моста не более чем 5 м, определить прочность моста разгрузкой бурильной колонны 5 тн;
 - проверить герметичность моста гидравлической опрессовкой на 40 атм. с участием представителя РГП «ПВАСС».
12. Подъем НКТ до 30 м и заполнить скважину с глубины 30 м до устья не замерзающей жидкостью.
13. Поднять НКТ с пером до устья и выбросить на мостки.
14. Демонтировать фонтанную арматуру.
15. Оборудовать устье скважины согласно утвержденной и согласованной схеме с соответствующими службами и производить проверку состояния устья скважины согласно типового проекта по консервации и ликвидации скважин.
16. Произвести демонтаж и вывоз бурового оборудования и вахтового поселка.
17. Демонтировать БУ. Очистить, спланировать территорию и сдать по акту представителю Заказчика.

Примечание: По усмотрению геологической службы Заказчика возможно проведение геофизических исследований скважины для определения состояния скважины.

Расчет установки изоляционно-ликвидационного цементного моста в интервале рассчитывалась для каждой скважины индивидуально, согласно расчетом цементный мост будет устанавливаться от подошвы продуктивного горизонта до устья.

4. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ НЕДР, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Раздел выполнен в соответствии с требованиями Казахстана «О недрах и недропользовании», Законов Республики Казахстан и Экологического Кодекса РК.

Мероприятия по охране окружающей среды и недр должны обеспечить формирование системы экологических показателей, позволяющих объективно отразить всю совокупность последствий техногенного вмешательства в окружающую среду в районе месторождения.

Данным разделом предусмотрены мероприятия, снижающие в процессе ликвидации месторождения загрязнение водных ресурсов, атмосферного воздуха и почв, которые складываются из организационных, технологических, проектно-конструкторских и санитарно-противоэпидемических. Эти мероприятия сводятся к следующему:

Организационные:

- упорядоченное движение автотранспорта и другой техники по территории месторождения;
- разработка оптимальных схем движения;
- исключение несанкционированного проведения работ, связанного с устройством временных водотоков, водостоков, амбаров;
- работа службы экологического контроля непосредственно на контрактной территории АФК «Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.», позволяющая контролировать проведение всех видов работ по эксплуатации месторождения в соответствии с существующей технологической схемой и информирующая обслуживающий персонал об ответственности за экологические нарушения.

Проектно-конструкторские:

- выбор оптимальных проектно-конструкторских решений, направленных на снижение загрязнения атмосферного воздуха, почв, поверхностных и подземных вод;
- прохождение экспертного контроля проектных разработок у природоохранных органов.

• *Санитарно-эпидемические:*

- выбор согласованных участков размещения местскладирования промышленных и бытовых отходов;
- обеспечение противоэпидемической защиты персонала от особо опасных инфекций в силу низкого бонитета территории месторождения;
- сбор металлолома и вывоз отходов.

Технологические:

- контроль за состоянием окружающей среды в соответствии с рекомендациями РД 52.04.186-89, РНД 211.2.02.02-97 и РНД 211.3.01.06-97;
- проведение мониторинга на контрактной территории АФК «Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.». Мониторинг должен осуществляться в соответствии с «Программой экологического мониторинга», отвечающей требованиям РНД 03.3.0.4.01-96.
- выполнение всех вышеперечисленных мероприятий является важным шагом на пути улучшения экологической ситуации в районе нефтепромысла.

4.1. Мероприятия по охране окружающей среды

При ликвидации объектов недропользования обеспечивается безопасность для жизни и здоровья населения, охрана зданий и сооружений, атмосферного воздуха, земель, вод, животного мира и других объектов окружающей среды.

Экологические критерии являются доминирующими при принятии решения о ликвидации объектов. Это объясняется тем, что ее организация не должна вызвать негативных изменений окружающей среды в ареале проводимых работ.

При проектировании ликвидации промышленных объектов в обязательном порядке должны учитываться:

- разработка программы ликвидации последствий своей деятельности по недропользованию;
- разработка вопросов рекультивации ликвидируемых объектов;
- техническая рекультивация объекта;
- биологическая рекультивация ликвидируемых объектов, если есть в этом необходимость.

Рекультивация ликвидируемых объектов производства - это комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и хозяйственной ценности восстанавливаемых территорий, а также на улучшение окружающей среды. Ликвидация объектов предполагает выполнение таких мероприятий, как:

- демонтаж всего оборудования;
- демонтаж систем обвязки оборудования, в том числе находящегося в подземном варианте исполнения;
- демонтаж фундаментов и фундаментных блоков;
- ликвидация объектов по особому плану;
- очистка освобожденной территории от техногенной производственной деятельности;
- выравнивание территории;
- уплотнение верхнего слоя почвы с увлажнением (против ветровой эрозии);
- подвоз плодородного слоя почвы (при биологической рекультивации);
- посев трав и кустарничков (при биологической рекультивации);
- мониторинг воздействия на окружающую среду в процессе всего ликвидационного периода.

Земли, нарушенные в результате функционирования скважин, по минимизации в них надобности приводятся в состояние, пригодное для дальнейшего использования.

При выборе варианта рекультивации принимают во внимание следующие аспекты: нужды местных властей и населения, состояние существующей флоры и фауны, характер и объем загрязнений, практическую осуществимость, сроки проведения рекультивации, стоимость рекультивационных работ.

Техническая рекультивация включает удаление и захоронение строительных отходов, дополнительную планировку местности, ремонт и укрепление насыпей, засыпку выемок и срезок. После технической рекультивации проводится биологическая рекультивация, которая состоит в активизации естественного зарастания и искусственном создании растительных покровов различного вида, назначения и продуктивности.

При технической рекультивации осуществляются мероприятия, предотвращающие или препятствующие развитию водной или ветровой эрозии почв, засолению или другим формам утраты плодородия земель. Использованным территориям придается горизонтальная планировка, производится уплотнение верхнего слоя с поливом, что создает некую корку, не поддающуюся ветровой и водно-дождевой эрозии.

4.2.Рекультивация (восстановление земельных участков)

Рекультивация земли – комплекс работ, направленных на восстановление нарушенных земель для определенного целевого использования, в том числе прилегающих земельных участков, полностью или частично утративших свою ценность в результате отрицательного воздействия нарушенных земель, а также на улучшение условий окружающей среды.

Рекультивация земель должна проводиться с учетом местных почвенно-климатических условий, степени повреждения и загрязнения, ландшафтно-геохимической характеристики нарушенных земель, конкретного участка, требований руководящих документов.

Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, а также прилегающие земельные участки, плотности или частично утратившие продуктивность в результате отрицательного воздействия нарушенных земель.

Рекультивация земель является составной частью технологических процессов, связанных с нарушением земель.

Разработка проектов рекультивации нарушенных земель должна проводиться с учетом следующих факторов:

- природных условий района (климатических, геологических, гидрологических, вегетационных);
- расположения нарушенного (нарушаемого) участка;
- перспективы развития района разработок;
- фактического или прогнозируемого состояния нарушенных земель к моменту рекультивации (площади, формы технического рельефа, степени естественного зарастания, современного и перспективного использования нарушенных земель, наличия плодородного слоя почвы и потенциально плодородных пород, прогноза уровня грунтовых вод, подтопления, иссушения, эрозионных процессов, уровня загрязнения почвы);

- показателей химического и гранулометрического состава, агрохимических и агрофизических свойств, инженерно-геологической характеристики вскрышных и вмещающих пород и их смесей в отвалах в соответствии с требованиями ГОСТ 17.5.1.03-86;
- хозяйственных, социально-экономических и санитарно-гигиенических условий района размещения нарушенных земель;
- срока использования рекультивированных земель с учетом возможности повторных нарушений;
- охраны окружающей среды от загрязнения ее пылью, газовыми выбросами и сточными водами в соответствии с установленными нормами ПДВ и ПДК;
- охраны флоры и фауны.

Рекультивация земель одновременно с восстановлением почвенно-растительного покрова, обеспечивает снижение негативного воздействия на атмосферу, грунтовые воды и животный мир.

Основными факторами воздействия на почвы и ландшафты в целом являются механические нарушения и химические загрязнение. При этом уничтожается растительность, разрушается и уплотняется верхние горизонты почв.

Естественное восстановление нарушенных и загрязненных нефтепродуктами почв происходит очень медленно. Для ускорения этого процесса потребуется проведение комплекса рекультивационных мероприятий. Очередность проведения работ по восстановлению естественного плодородия почв должно определяться их природной способностью к самовосстановлению и хозяйственной значимостью.

Выбор направлений рекультивации определяется в соответствии с требованиями ГОСТ 17.5.1.02-85. Нарушение земли должны быть рекультивированы, преимущественно под пашню и другие сельскохозяйственные угодья.

Работы по технической рекультивации земель необходимо проводить в следующей последовательности:

- перед проведением работ снять плодородный слой почвы (20см);
- сбор снятого плодородного слоя почвы на специально отведенном участке;
- демонтировать сборные фундаменты и вывезти для последующего использования;
- разобрать монолитные бетонные фундаменты и площадки и вывезти их для использования при строительстве дорог и других объектов;
- очистить участок от металлолома и других материалов;
- снять загрязненные грунты, обезвредить их и вывезти на полигон промышленных отходов;

- провести планировки территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
- нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят (с планировкой территории).

Техническую рекультивацию необходимо завершить в течение календарного месяца по завершению строительства.

При технической рекультивации отходы будут вывезены на ближайший от контрактной территории полигон другими специализированными организациями по вызову отходов по дополнительному заключенному договору.

4.3. Объем работы по рекультивации территории скважин

1. Строительство подземных путей и дорог с учетом прохода с/х и другой техники.
2. Освобождение поверхности от крупногабаритных обломков пород, производственных конструкций, строительного мусора промышленных отходов.
3. Вертикальная и горизонтальная планировка рекультивируемой поверхности, устройство и планировка освобождаемой от отходов территории.
4. Вызов замазученного грунта (при наличии).

Таблица 4.3.1 Виды работ по технической рекультивации земель

№ п/п	Наименование и характеристика
1	Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами, грунт
2	Вызов загрязненного грунта, мусора
3	Планировка площади
4	Сбор, резка и вызов металлолома

4.4. Мероприятия по охране недр

Наиболее сложной и ответственной задачей при ликвидации объектов недропользования находящихся на контрактной территории АФК «Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.» является охрана недр. Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии Кодексом Республики Казахстан «О недрах и недропользовании».

АФК «Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.» несет полную ответственность за состояние охраны недр на контрактной территории, как в процессе эксплуатации, так и в процессе ликвидации объектов недропользования. Ответственность за соблюдение требований законодательств в области охраны недр несет непосредственно руководитель предприятия, осуществляющий пользование недрами.

Ликвидация технологического комплекса, как правило, допускается после полной отработки балансовых запасов полезных ископаемых, при отсутствии перспектив их прироста, невозможности и нецелесообразности повторной разработки месторождения и вовлечение в добычу имеющихся забалансовых запасов.

Мероприятия по охране недр в процессе ликвидации объектов на контрактной территории предусматривают:

- обеспечение полноты достоверной оценки состояния объектов перед их ликвидацией;
- защиту недр от обводнения, пожаров и других стихийных бедствий, усложняющих дальнейшую эксплуатацию месторождения;
- ликвидацию остатков буровых и горюче-смазочных материалов в окружающей природной среде экологически безопасным способом;

Работы по ликвидации объектов, должны проводиться на высоком технико-экономическом уровне, с использованием всех достижений науки и техники, при достаточно высокой экологической культуре персонала.

При этом роль играет не только соблюдение технологии ликвидации объектов, но и организация работ. Так, в большинстве случаев, аварийные ситуации, как правило, возникают из-за нарушений исполнителями правил ведения работ. Важным условием надежной охраны недр являются требование и поддержание в работающем персонале высокой экологической культуры.

После окончания работ по ликвидации объектов необходимо проведение мероприятий по восстановлению (рекультивации) земельного участка в соответствии с существующими требованиями.

4.4.1. Мероприятия по охране почв и грунтов

Мероприятиями по охране почв и грунтов при ликвидации объектов:

- планировка и обваловка площадок;
- рациональное использование земельного фонда;
- полная утилизация отходов, образовавшихся в процессе ликвидации объектов;
- установление научно обоснованных нормативов образования и лимитов размещения отходов;
- обязательное проведение работ по рекультивации нарушенных земель.

Оздоровление экологической обстановки предполагает в первую очередь проведение рекультивационных работ на поврежденном участке. Такие работы должны включать в себя очистку территории от остатков построек и оборудования (необходимо убрать металлические и железобетонные конструкции, строительный мусор, извлечь фундаменты); засыпку колодцев, погребов и котлованов; посадку древесной и кустарниковой растительности местных пород.

4.5. Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях

Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях разработаны в соответствии с РД 52.04.52-85 и предусматривают кратковременное сокращение выбросов в атмосферу в период НМУ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями при проведении ликвидационных работ проектируемого объекта являются:

- пыльные бури;
- штиль;
- снегопад, метель;
- температурная инверсия;
- высокая относительная влажность (выше 70%).

Под регулированием выбросов загрязняющих веществ в атмосферу понимается их кратковременное сокращение в периоды неблагоприятных метеорологических условий (далее – НМУ), когда формируется высокий уровень загрязнения атмосферы.

Регулирование выбросов должно осуществляться с учетом прогноза НМУ на основе предупреждений со стороны Гидрометеоцентра о возможном опасном росте концентраций примесей в воздухе вредных химических веществ в связи с формированием неблагоприятных условий. Прогноз наступления НМУ и регулирование выбросов являются составной частью комплекса мероприятий по обеспечению чистоты воздушного бассейна. Оперативное прогнозирование высоких уровней загрязнения воздуха осуществляет подразделение Госкомгидромета Актыобинской области. Контроль за выполнением мероприятий по сокращению выбросов в периоды НМУ проводит департамент экологии Актыобинской области. Контроль степени эффективности сокращения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу осуществляется с помощью инструментального мониторинга, балансовых и других методов.

Мероприятия на период неблагоприятных метеорологических условий сводятся к следующему:

- отмена всех профилактических работ на технологическом оборудовании на всем протяжении НМУ;
- отмена сварочных, покрасочных и других работ, не связанных с основным технологическим процессом;
- запрет работы автотранспорта на холостом ходу;
- приведение в готовность бригады реагирования на аварийные ситуации;
- снижение производительности отдельных технологических участков, аппаратов до безопасных значений в соответствии с интенсивностью НМУ;
- ограничение движения автотранспорта по территории месторождения;
- разработка технологического регламента на период НМУ;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- заблаговременное оповещение обслуживающего персонала о методах реагирования на внештатную ситуацию;
- усиление контроля за выбросами источников, дающих максимальное количество ВВ.

4.6. Мероприятия по пожарной безопасности

Основная задача противопожарных мероприятий – предотвращение пожаров или ограничение распространения их в случае возникновения.

Причинами возникновения пожаров на буровых площадках являются:

- неосторожное обращение с огнем во время проведения сварочных работ;
- работа на неисправном электрогазосварочном оборудовании;
- нарушение правил безопасности при монтаже пожароопасного технологического оборудования;
- самовоспламенение горючих веществ при неправильном их хранении;
- загроможденность и захламленность территории строительными материалами и т.д.;
- выделение газа из промывочной жидкости, поступающей из скважины.

Поэтому основным средством по предупреждению пожаров является инструктаж работающих и точное соблюдение правил и требований пожарной безопасности. Выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания выводят на расстояния не менее 15 м от устья скважины, оборудуют глушителями и искрогасителями. Склад ГСМ должен располагаться не ближе 40 м от площадки, а топливопровод оборудуют задвижкой или запорным двигателем. Не разрешается хранение топливных ресурсов и обтирочного материала внутри помещения. В зимний период необходимо принимать меры против замерзания топлива.

Для обеспечения тушения пожаров, задействованные работами бригады, обеспечиваются пожарным инвентарем и подручными средствами: ломы, баграми, ящиками с песком, ведрами, брезентовыми покрывалами, пожарными рукавами, помпами и огнетушителями. Пожарный инвентарь должен храниться на пожарных щитах, и окрашиваться в красный цвет.

На территории площадки необходимо наличие противопожарного запаса воды в объеме 40 м³ на одну скважину.

4.7. Мероприятия по ликвидации аварий

В процессе ликвидации объектов должно быть исключено попадание ГСМ на дневную поверхность и загрязнения ими почв, однако, возможны аварийные трудно прогнозируемые разливы.

Мероприятия по ликвидации аварий:

- ликвидировать (отключить, перекрыть, заглушить) источник выделения нефти;
- локализовать ГСМ разлив, преградив растекание ГСМ по поверхности земли сооружением валов, прокладкой сборных канав, устройством ям-ловушек;
- выполнить противопожарное устройство участка, оградив минерализованными полосами шириной не менее 1,4 м, установить предупредительные знаки о запрете сжигания, разведения огня, организовать сторожевую охрану;
- осуществить сбор и вывоз в пункты утилизации излившуюся ГСМ с земной поверхности.

Эксплуатирующей организации необходимо подготовить и утвердить в соответствующих организациях регламенты проведения работ в аварийных ситуациях с обязательным освещением следующих положений:

- методы реагирования на аварийную ситуацию;
- аварийная бригада;

- оборудование и методика для предотвращения проливов;
- оборудование для локализации и зачистки проливов;
- методы реагирования на проливы;
- отчетность и документы по загрязнению среды;
- оценка пожароопасности и противопожарные меры;
- противопожарное оборудование и отчетность по пожароопасное.

4.7.1. Взрывопожаробезопасность

Требования по обеспечению взрывобезопасности определяются классом и границами взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей в условиях подъемного агрегата и индивидуальной площадки скважин в целом.

Классификация взрывоопасных зон (см. таблицу):

- ✓ зона 0 - пространство, в котором постоянно или в течение длительного периода времени присутствует взрывоопасная смесь воздуха или газа;
- ✓ зона 1 - пространство, в котором при нормальных условиях работы возможно присутствие взрывоопасной смеси воздуха или газа;
- ✓ зона 2 - пространство, в котором маловероятно появление взрывоопасной смеси воздуха или газа, а в случае ее проявления эта смесь присутствует в течение непродолжительного периода времени.

Таблица 4.7.1.1 Классификация взрывоопасности помещений и пространства индивидуальной площадки скважин

Помещения и пространства, рабочие места площадки ликвидации скважины		Класс взрывоопасности
1	Открытые пространства: - вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстояние 3 м во все стороны; - вокруг подъемного агрегата для ремонта скважин в соответствии с параметрами	Зона 1
2	Циркуляционная и доливная емкость. Расстояние зоны действия 5 м от краев емкостей	Зона 2

Взрывопожаробезопасность при ликвидации объектов обеспечивается следующими мероприятиями:

- Монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровой установки или подъемного агрегата должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТБЭ), «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТЭП), и «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ-02);

- Электрооборудование (эл. двигатели, машины, аппараты, устройства) контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, сигнальные устройства и телефонные аппараты, устанавливаемые во взрывоопасных зонах площадки скважины, должны быть во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны, виду взрывозащиты - категории и группе взрывоопасной смеси;
- Отечественное электрооборудование должно иметь взрывозащитную маркировку, импортное - сертификат изготовителя о допустимости эксплуатации его во взрывоопасной зоне и среде;
- При использовании взрывозащищенного оборудования, не имеющего маркировки по взрывозащите, изготовленного специализированными организациями или отремонтированного с изменением узлов и деталей, обеспечивающих взрывозащиту, необходимо наличие письменного разрешения аккредитованной в установленном порядке испытательной организации;
- Эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем управления не допускается;
- На взрывопожароопасных объектах должен быть разработан план ликвидации возможных аварий (ПЛА) согласно «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», в котором необходимо предусматривать оперативные действия персонала по предотвращению аварии и ликвидации аварийных ситуаций, исключению загорания или взрывов, безопасной эвакуации людей, не занятых в ликвидации аварий.

Площадка скважины должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения согласно представленной таблице 23.

Таблица 4.7.1.2 Средства пожаротушения

Наименование	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, и т.п. на изготовление	Количество
1. Огнетушитель углекислый ОУ-5		6
2. Ящики с песком 0,5 м ³		2
3. Лопаты	ГОСТ 3620-76	4
4. Лом пожарный легкий ЛГШ	ГОСТ 16714-71	2
5. Топор пожарный поясной ТПП	ГОСТ 16714-71	2
6. Багор пожарный БПМ	ГОСТ 16714-71	2
7. Ведро пожарное ВП	ТУ 220 РСФСР	4

8. Щит пожарный деревянный ЩПД	ТУ 220 РСФСР	2
Примечание: Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах на установке и жилом городке.		

В процессе ликвидации объектов (подготовительные работы, работы по ликвидации объектов) должны осуществляться следующие мероприятия, повышающие безопасность:

- ✓ все работы по монтажу и демонтажу установки, перетаскиванию оборудования могут быть начаты только при выдаче бригаде наряда на их проведение;
- ✓ проведение электрогазосварочных работ во взрывоопасных зонах должны проводиться только при наличии нарядов на проведение этих работ, утвержденных главным инженером предприятия;
- ✓ все рабочие бригады, участвующие в ликвидации, должны выполнять работы, соответствующие их квалификации и допуску. Перед началом проведения работ бригада должна быть ознакомлена с планом работ, который должен содержать сведения по конструкции и состоянию объекта, перечню планируемых операций, ожидаемым технологическим параметрам при их проведении.

4.7.2. Мероприятия по радиационной безопасности персонала и населения

Все природные органические соединения являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов.

К радиоактивным отходам относятся: металлолом, соли с внутренней поверхности труб, грунт в местах массивированных изливов пластовой воды, отработавшие источники ионизирующих излучений (далее – ИИ).

При работе с радиоактивными отходами должны быть учтены все виды лучевого воздействия на персонал и население, предусмотрены защитные мероприятия, снижающие суммарную дозу от всех источников внешнего и внутреннего облучения до уровней, не превышающих предельно-допустимой дозы (далее - ПДД), или предела для соответствующей категории облучаемых лиц.

Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением действующих «Норм радиационной безопасности» (НРБ-99), «Основных санитарных правил работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений» (ОСП-72/87).

Работы по ликвидации объектов предусматривается проводить в строгом соответствии с Санитарными правилами СП 2.6.1.799-99 «Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99)», Утверждены Главным государственным санитарным врачом 27 декабря 1999 г. Взамен ОСП-72/87; Нормы радиационной безопасности НРБ-99, Утверждены Министром здравоохранения Республики Казахстан 9 декабря 1999г.

Согласно указанным документам предусмотрены следующие работы:

- ✓ проведение замеров радиационного фонда на территории скважин;
- ✓ проведение инструктажа обслуживающего персонала о правилах и режиме работы в случае обнаружения пластов (вод) с повышенным уровнем радиоактивности;
- ✓ эффективная доза облучения природными источниками для всех работников не должна превышать 5 м^3 в год (любые профессии производства).

В условиях Актюбинской области соли пластовых вод, в основном радия и тория, радиоактивные по своей природе, осаждаясь на стенках технологического оборудования, внутренних поверхностях труб, запорной арматуры, печей подогрева, водопроводной системы и днищах емкостей накапливают интенсивность радиоизлучения до уровней, намного превышающих ПДК. Суммарная радиоактивность внутренних поверхностей технологического оборудования может достигать 600-800 мкР/час.

При оценке радиационной ситуации надо использовать существующие нормативные документы. В качестве основного критерия оценки радиозоологического состояния должен быть принят уровень мощности экспозиционной дозы (далее - МЭД) гамма-излучения 60 мкР/час, при среднем в условиях Актобе природном радиационном фоне 8 – 12 мкР/час. 60 микрорентген в час создает дозовые нагрузки более 5 м^3 в/год. Дозовая нагрузка на население не более 5 м^3 в/год регламентирована нормативными документами.

При обнаружении участков возможного радиоактивного техногенного загрязнения МЭД гамма-излучения более 60 мкР/час вопросы радиационной безопасности должны решаться в соответствии с директивным письмом министерства геологии № 5-7/4094 от 21 октября 1991 года – «Рекомендации по обеспечению радиационной безопасности при работе с нефтью».

Работающий персонал должен быть обеспечен спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Ответственность за готовность к применению средств индивидуальной защиты несет технический руководитель организации, за правильность их использования непосредственно на месте проведения работ – исполнитель работ.

4.8 Заключение

В Проекте ликвидации и консервации объектов недропользования на контрактной территории АФК «Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.» рассмотрены природоохранные меры, приведены способы и методы охраны почвенно-растительного покрова и животного мира. Отражено состояние природной среды в районе работ. Проведена оценка воздействия реализации проектных решений на компоненты окружающей среды.

Все проектные решения приняты и разработаны в полном соответствии с действующими нормами и правилами.

При реализации данного проекта, проектными решениями, в соответствии с существующими нормативными требованиями и природоохранным законодательством, предусмотрены необходимые технологические решения, и комплекс организационных мер, которые позволят снизить до минимума негативное воздействие на природную среду, рационально использовать природные ресурсы региона.

Приложения

Государственная лицензия на проектирование и эксплуатацию горных производств

1 - 1

12004994



ЛИЦЕНЗИЯ

Выдана

ТОО "E&P Petro Consulting"

Республика Казахстан, г. Алматы, проспект ДОСТЫК, 202 Бизнес-центр Форум, оф. 010,
БИН: 120140021832

(полное наименование, местонахождение, реквизиты юридического лица /
полностью фамилия, имя, отчество физического лица)

на занятие

**Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатация горных
(разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических,
химических производств, проектирование (технологическое)
нефтегазоперерабатывающих производств, эксплуатация
магистральных газопроводов, нефтепроводов,
нефтепродуктопроводов:**

(наименование вида деятельности (действия) в соответствии с Законом
Республики Казахстан «О лицензировании»)

Особые условия
действия лицензии

**Подвиды деятельности (виды работ), разрешенные к
осуществлению в нефтегазовой отрасли в рамках лицензируемого
вида деятельности, согласно приложению к лицензии.**

(в соответствии со статьей 9 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

Орган, выдавший
лицензию

**Министерство нефти и газа Республики Казахстан. Комитет
государственной инспекции в нефтегазовом комплексе**

(полное наименование государственного органа лицензирования)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

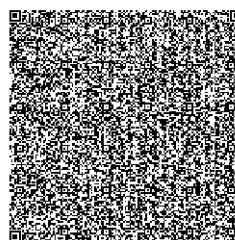
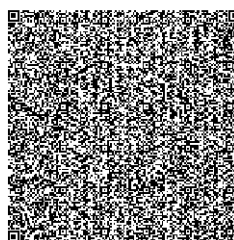
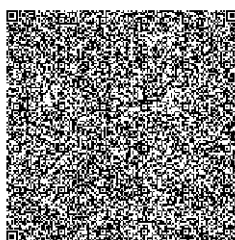
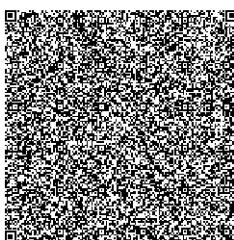
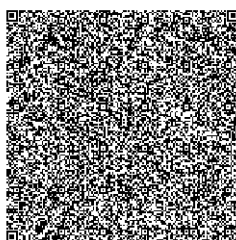
БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) органа, выдавшего
лицензию)

Дата выдачи лицензии **14.06.2012**

Номер лицензии **ГЛ 0000214**

Город **г. Астана**



Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи»
равнозначен документу на бумажном носителе.



ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 0000214
Серия лицензии ГЛ
Дата выдачи лицензии 14.06.2012

Перечень лицензируемых видов работ и услуг, входящих в состав лицензируемого вида деятельности

- Составление технико-экономического обоснования проектов разработки нефтегазовых месторождений
- Проектирование (технологическое) горных производств
- Проектирование добыча нефти, газа, нефтегазоконденсата
- Составление проектов и технологических регламентов на разработку нефтегазовых месторождений

Орган, выдавший приложение к лицензии Министерство нефти и газа Республики Казахстан. Комитет государственной инспекции в нефтегазовом комплексе
Руководитель (уполномоченное лицо) БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

Дата выдачи приложения к лицензии 14.06.2012

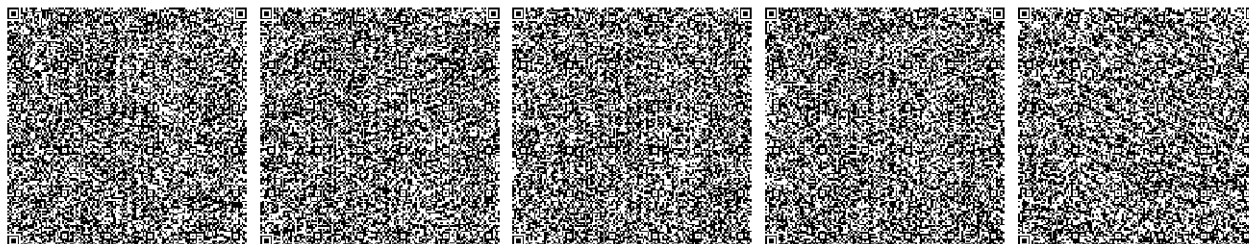
Номер приложения к лицензии 001 0000214

Город г.Астана

Филиалы, представительства

(полное наименование, местонахождение, реквизиты)

Производственная база г. Алматы, Медеуский р-н, пр. Достык, д. 202, Бизнес-центр "Форум", оф. 010
(место нахождения)



Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатқа тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе

Государственная лицензия на выполнение работ в области охраны окружающей среды

1 - 1

12006969



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

24.07.2012 года

01485P

Выдана

ТОО "E&P Petro Consulting"

Республика Казахстан, г. Алматы, Медеуский район, ул. Проспект достык, дом № 202 Бизнес-центр Форум., 010., БИН: 120140021832

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

(наименование конкретного лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

**Особые условия
действия лицензии**

лицензия действительна на территории Республики Казахстан

(в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

Лицензиар

**Министерство охраны окружающей среды Республики Казахстан.
Комитет экологического регулирования и контроля**

(полное наименование лицензиара)

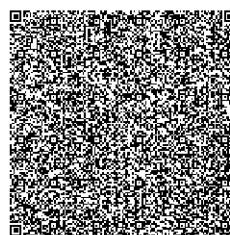
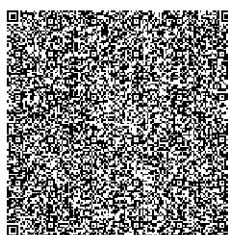
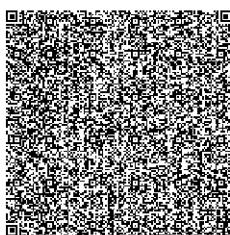
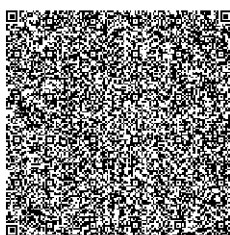
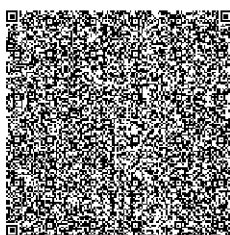
**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

ТАУТЕЕВ АУЕСБЕК ЗПАШЕВИЧ

(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

Место выдачи

г. Астана



Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатқа тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе

12006969



Страница 1 из 1

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01485P
Серия лицензии
Дата выдачи лицензии 24.07.2012

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

Производственная база

(место нахождения)

Лицензиат TOO "E&P Petro Consulting"

Республика Казахстан, г. Алматы, Медеуский район, ул. Проспект Достык, дом № 202 Бизнес-центр Форум., 010., БИН: 120140021832
(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

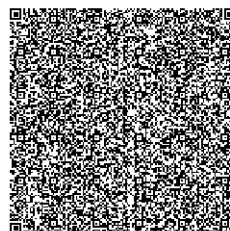
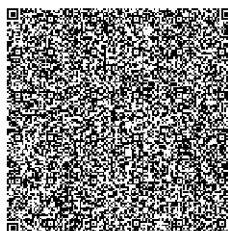
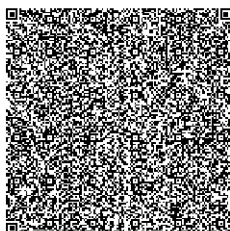
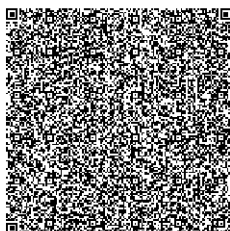
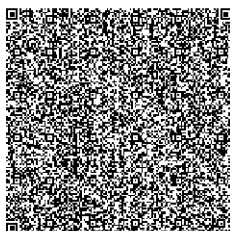
Лицензиар Министерство охраны окружающей среды Республики Казахстан. Комитет экологического регулирования и контроля
(полное наименование лицензиара)

Руководитель (уполномоченное лицо) ТАУТЕЕВ АУЕСБЕК ЗПАШЕВИЧ
фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара

Номер приложения к лицензии 001 01485P

Срок действия лицензии

Место выдачи г. Астана



Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатқа тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.

Список использованной литературы

1. Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200;
2. Закон Республики Казахстан «О гражданской защите» № 188 от 11 апреля 2014 года;
3. Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» 27 декабря 2017 года № 125-VI;
4. Экологический Кодекс Республики Казахстан;
5. РД 08-492-02 Нормативные документы по безопасности, надзорной и разрешительной деятельности в нефтяной и газовой промышленности Выпуск 8. Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов;
6. Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов, ведущих работы по переработке твердых полезных ископаемых.