

АО «СНПС - Актобемунайгаз»
**Научно-исследовательский институт по разработке нефтегазовых
месторождений**



ГРУППОВОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
на ликвидацию скважин 100, 193, 205, 2971, 2990, 65039, 195, 206, 1249, 1С
месторождения Кенкияк надсолевой

Актобе
2026

АО «СНПС - Актөбемұнайгаз»
**Научно-исследовательский институт по разработке нефтегазовых
месторождений**



Утверждаю:

Первый заместитель
генерального директора

АО «СНПС - Актөбемұнайгаз»

Т.С. Есенгулов **Есенгулов Т.С.**
2026г.

ГРУППОВОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
на ликвидацию скважин 100, 193, 205, 2971, 2990, 65039, 195, 206, 1249, 1С
месторождения Кенкияк надсолевой

Ақтобе
2026

Состав исполнителей

Директор Чжан Сяньцунь Чжан Сяньцунь

Первый заместитель директора Б.С. Табилов Б.С. Табилов

Заместитель директора Г.С. Нургалиева Г.С. Нургалиева

И.о. начальника ОТБид С.А. Оспанов С.А. Оспанов

Заместитель начальника ОТБид Г.С. Сугурбаева Г.С. Сугурбаева

Ведущий инженер
II отдела разработки А.Т. Бисенова А.Т. Бисенова

Ведущий инженер ОТБид Л.Т. Альжанов Л.Т. Альжанов

Инженер ОТБид З.Т. Исалиева З.Т. Исалиева

Согласовано:

Заместитель генерального директора
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Чай Хуэй

« ____ » _____ 2026г.

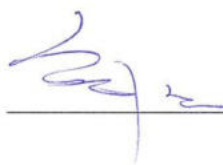
Главный инженер
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Хэ Цзиньбо

« ____ » _____ 2026г.

Директор департамента разработки
нефтегазовых месторождений
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Го Хунмин

« ____ » _____ 2026г.

УТВЕРЖДАЮ
Зам.ген.директора
АО «СНПС - Актобемунайгаз»

 Чай Хуэй

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на составление проекта «Групповой технический проект
на ликвидацию скважин 100, 193, 205, 2971, 2990, 65039, 195, 206, 1249, 1С месторождения
Кенкияк надсолевой»

1	Заказчик	АО «СНПС-Актобемунайгаз»				
2	Наименование месторождения	Кенкияк надсолевой				
3	Наименование технологического объекта (скважины), номер	100, 193, 205, 2971, 2990, 65039, 195, 206, 1249, 1С				
4	Вид скважин	вертикальная				
5	Фактическая глубина, м	№скв	100	193	205	2971
		глубина	383	361	371	381
		№скв	65039	195	206	1249
		глубина	405	379	252	380
6	Цель работы	Разработка проекта на ликвидацию скважины в соответствии с распоряжением № 7Г-04 от 04.02.2026 г. ДРНГМ АО «СНПС-Актобемунайгаз» с соблюдением требований действующих нормативных документов РК.				
7	Оборудование устья - ПВО	Устанавливается в зависимости от комплектации оборудования				
8	Водоснабжение: - техническая - питьевая	Доставка автотранспортом Доставка автотранспортом				
9	Количество технического проекта	5 экземпляров				

Директор департамента разработки
нефтегазовых месторождений АО «СНПС- АМГ»

 Го Хунмин

Введение

Групповой технический проект на ликвидацию скважин 100, 193, 205, 2971, 2990, 65039, 195, 206, 1249, С-1 на месторождении Кенкияк надсолевой «СНПС–Актобемунайгаз» разработан согласно технического задания, с учетом:

Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года №125 VI-ЗРК;

«Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200;

«Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» утвержденные Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239;

«Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» утвержденный приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355;

Закон Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года № 188-V ЗРК

«О гражданской защите», и др. нормативных документов.

«Групповой технический проект на ликвидацию скважин 100, 193, 205, 2971, 2990, 65039, 195, 206, 1249, С-1 на месторождении Кенкияк надсолевой» предусматривает комплекс природоохранных мероприятий по снижению антропогенной нагрузки на окружающую среду включая ликвидацию скважины, демонтаж машин, агрегатов, оборудования, инженерных сетей, снос временных зданий и сооружений, а также ликвидацию замазученных земель и её рекультивацию, а также рекомендации по организации мониторинга окружающей среды на период проектируемых работ. Проект рекультивации будет выполнен и представлен на согласование отдельно.

АО «СНПС - Актобемунайгаз»

030000, Республика Казахстан,

г.Актобе, район Алматы, Проспект 312 Стрелковой дивизии, дом 3.

Телефон +7 (7132) 966810,

munaygaz@cnpc-amg.kz.

БИН. 931240001060.



Общая пояснительная записка

Нефтяное месторождение Кенкияк надсолевой расположено в восточной части Урало-Эмбенской солянокупольной области, по административному делению находится на территории Темирского района Актюбинской области в 220 км южнее областного центра г. Актобе. Близлежащая железнодорожная станция Эмба находится в 100 км в северо-восточном направлении. В 110 км северо-западнее находится ближайший нефтяной промысел Шубаркудук. С городами Темир и Актобе месторождение связано шоссейной дорогой (рисунок 1.1).

В орографическом отношении район находится в восточной части прикаспийской низменности, представляет собой слабо слабовсхолмленную равнину с абсолютными отметками рельефа от +174,2 до +230 м, покрытую полупустынной растительностью. Амплитуда отметок земной поверхности составляет 56 метров, в связи, с чем рельеф сравнительно небольшой расчлененности.

На юго-востоке площадь месторождения примыкает к барханным пескам массива Кокжиде продолжающегося к северу двух-четырёх километровой полосой, который на севере ограничивается рекой Темир, а на востоке - рекой Эмба.

Гидрографическая сеть района представлена бассейном реки Эмба. Река Темир, являющаяся правым притоком р. Эмба, пересекает площадь месторождения в средней ее части с северо-запада, в юго-восточной части она резко меняет направление течения на восточное. Ширина реки меняется от 700м до 6,5км с «живой струей» в 12-30м, что свидетельствует о законченной деятельности эрозионно-денудационных процессах. Во время весеннего паводка пойма реки заливается водой на значительную территорию. Вода в ней пресная, пригодная для бытовых, технических и сельскохозяйственных нужд.

Климат района резко континентальный, выраженный в больших сезонных и суточных колебаниях температуры воздуха. Среднегодовая температура около $+6^{\circ}\text{C}$, минимальная температура $-33,9^{\circ}\text{C}$. Температурные максимумы и минимумы приходятся на июнь, июль и декабрь, январь месяцы соответственно. Первый снег выпадает в конце октября или начале ноября. Средняя мощность снежного покрова составляет 30-40см. Весна в районе относительно ранняя и короткая, довольно быстро сменяется летом. Атмосферные осадки выпадают сравнительно редко, среднегодовое количество которых не превышает 270мм. Дожди в основном идут в первой половине лета.

Ветры значительной силы сохраняются круглый год, зимой часто возникают снежные бураны, а летом - знойные, сухие ветры.



Глубина промерзания грунта достигает 1,8-2,0 м.

Нефтепромысловый поселок Кенкияк связан с районным, областным центрами и крупными населенными пунктами автомобильными дорогами областного и местного значения и регулярным автобусным сообщением. Техническое снабжение месторождения осуществляется через станцию Шубаркудук.

В целом район занимает оптимальное географическое положение, что в свою очередь определяет состояние и перспективы его экономического развития.





Рис. 1.1 - Обзорная карта

1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Основные проектные данные

Таблица 1.1

Наименование	Значение												
1	2												
1. Площадь производства работ	Кенкияк надсолевой ликвидация суша 1,7 га скважины 100, 193, 205, 2971, 2990, 65039, 195, 206, 1249, С-1 вертикальный												
2. Назначение работ													
3. Местоположение скважин (море, суша)													
4. Площадь земельного отвода подлежащей ликвидации													
5. Перечень объектов, подлежащих ликвидации													
6. Вид скважины подлежащее ликвидации													
7. Фактическая глубина скважин, м													
	<table><tr><td>№скв</td><td>100</td><td>193</td><td>205</td><td>2971</td><td>2990</td></tr><tr><td>глубина</td><td>383</td><td>361</td><td>371</td><td>381</td><td>368</td></tr></table>	№скв	100	193	205	2971	2990	глубина	383	361	371	381	368
№скв	100	193	205	2971	2990								
глубина	383	361	371	381	368								
	<table><tr><td>№скв</td><td>65039</td><td>195</td><td>206</td><td>1249</td><td>С-1</td></tr><tr><td>глубина</td><td>405</td><td>379</td><td>252</td><td>380</td><td>1000</td></tr></table>	№скв	65039	195	206	1249	С-1	глубина	405	379	252	380	1000
№скв	65039	195	206	1249	С-1								
глубина	405	379	252	380	1000								
8. Тип буровой (подъемной) установки	АПРС-40, ХJ-450, ХJ-550, (из наличия) дизель - электрический первичный из наличия раздел 5.3 на страницах 36 и 37												
9. Вид привода													
10. Вид монтажа (первичный, повторный)													
11. Тип вышки													
12. Конструкция скважин	45												
13. Продолжительность цикла консервации и ликвидации, сутки:													
в том числе:													
строительно-монтажные работы	15												
установка цементного моста, ОЗЦ	13												
демонтаж, техническая рекультивация	17												
14. Дежурство на буровой геологической и технологической служб Заказчика и Подрядчика	постоянно												
15. Дежурство на буровой вахтовой автомашины, бульдозера, автокрана грузоподъемностью 25 тонн, погрузчика грузоподъемностью 10т.	постоянно												
16. Перевозка вахт	при сменности 1 раз в 15 дней												



2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1

Список документов, которые являются основанием для проектирования

№ п\п	Название документа (проект геолого-разведочных работ, технологические схемы разработки площадей, задание на проектирование), номер, дата, должность, фамилия, утвердившего документ.
1	2
1	«О разработке ПСД» - распоряжение 7Г - 04 от 04.02.2025г. на проектирование ликвидации на скважины № 100, 193, 205, 2971, 2990, 65039, 195, 206, 1249, С-1 на месторождения Кенкияк надсолевой ДРНГМ АО «СНПС - Актобемунайгаз», подписанный руководством АО «СНПС - Актобемунайгаз».



3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1

Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название)
1	2
Площадь (месторождение)	Кенкияк- надсолевой
Административное расположение:	
республика	Казахстан
область (край)	Актюбинская
район	Темирский
Год ввода площади в бурение	1960
Год ввода площади (месторождения) в эксплуатацию	1965
Температура воздуха, °С	
среднегодовая	
максимальная наиболее жаркого месяца	+ 29,8
минимальная наименьшая наиболее холодного	- 14,8
Количество выпавших осадков за год, мм	296,3
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1.5
Продолжительность отопительного периода в году, сут	197
Продолжительность зимнего периода в году, сут	151
Азимут преобладающего направления ветра, град	45-90
Наибольшая скорость ветра, м/с	30
Метрологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м	отсутствуют
кровля	-
подошва	-

Таблица 3.2

Сведения о районе работ ликвидации

Наименование	Значение (текст, название)
1	2
Рельеф местности	слабо всхолмленная равнина
Состояние местности	не заболоченное
Толщина, см	
снежного покрова	17
почвенного покрова	20
Растительный покров	полупустынный
Категория грунта	вторая



Таблица 3.3

Размеры отводимых земельных участков

Наименование участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Буровая (подъемная) установка АПРС-40, ХJ-450, ХJ-550 (из наличия) с буровой вышкой JJ112/34, JJ 135/34	1,7	СН-459-74

Таблица 3.4

Источник и характеристики водо- и энергоснабжения, связи и местных стройматериалов

Название вида снабжения: (водоснабжение: для бурения, для дизелей, питьевая вода для бытовых нужд; Энергоснабжение, связь, местные стройматериалы) и т.д.	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо- и энергопривода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Водоснабжение: - для бурения	поселок Кенкияк	10	автоцистерны
- для дизелей и котлов	поселок Кенкияк	10	автоцистерны
- питьевая вода	поселок Кенкияк	10	бутилированная
Электроснабжение	дизель-электростанция	-	12 V190BG3 882квт
Связь	радиостанция	непосредственно	«motorolla», транковая



4. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ

4.1. Характеристика геологического строения месторождения

В геологическом строении месторождения принимают участие осадочные отложения палеозоя - пермские, мезозоя - триасовые, юрские, меловые, кайнозоя-четвертичного возраста.

На Основной площади в результате бурения и испытания скважин установлены следующие продуктивные горизонты: барремский, готеривский – в нижнемеловых отложениях, Ю₂-I, Ю₂-II, Ю₂-III – в среднеюрских отложениях, Т₁-I и Т₁-II – в нижнетриасовых отложениях, Р₂ – в верхнепермский отложениях. На участке Крутой склон установлены: конгломератовый горизонт - в нижнетриасовых отложениях и горизонты III-XI – в верхнепермских отложениях (таблица 4.1.1).

Таблица 4.1.1 – Стратиграфический разрез месторождения Кенкияк надсолевой

Отдел	Ярус	Продуктивный горизонт	Характеристика
Четвертичная (Q)			Супеси, суглинки, глины, пески
Верхний – K ₂			Глины с прослоями мергеля, пески
Нижний – K ₁	Альбский – K _{1a}		Глины, пески, песчаники мелко-среднезернистые
	Аптский – K _{1a}		Пески и песчаники и алевролиты полимиктовые. Глины плотные, слюдистые
	Барремский – K _{1b}	Барремский	Песчаники и пески среднезернистые, известковистые, с включением пирита.
	Готеривский – K _{1h}	Готеривский	Глины известковистые, мергели, известняки массивные. Песчаники и пески мелко и среднезернистые, глинистые, известковистые
Средний – J ₂		Ю ₂ -I	Глины углистые. Пески и песчаники разнозернистые, известковистые и не известковистые, с включениям углистого материала.
		Ю ₂ -II	
		Ю ₂ -III	
Нижний – T ₁	Оленекский-T _{1o}		Пески и песчаники разнозернистые, неравномерно глинистые, глины слюдистые.
	Индский – T _{1i}	T ₁ -I	Пески, глины, аргиллиты слюдистые, известковистые, разнозернистые. Алевролиты и алевролиты глинистые.
		T ₁ -II	
		«Конгломерат»	Конгломераты и песчаники с кварцевой галькой.
Верхнепермская - P ₂	Татарский P _{2t}	P ₂	Глины и аргиллиты песчаные, известковистые. Песчаники разнозернистые, известковистые.
		III-XI	Аргиллиты, глины, песчаники, алевролиты с подчиненными прослоями карбонатных пород
Нижний – P ₁	Кунгурский – P _{1k}		Соль с прослоями гипса и ангидрита.

В тектоническом отношении район представляет собой зону сочленения Прикаспийской впадины и Мугоджарской складчатой системы.

Согласно структурно-тектоническому районированию мезозойского комплекса,



месторождение Кенкияк надсолевой находится в Шубаркудук-Акжарской «относительно приподнятой» зоне.

В локальном плане месторождение приурочено к одноименному соляному куполу, расположенному в восточной прибортовой части Прикаспийской впадины.

В комплексе надсолевых отложений выделяются два структурных этажа – нижний и верхний, отличающихся друг от друга условиями залегания, интенсивностью тектонических движений, наличием углового и стратиграфического несогласия на контакте между ними.

Нижний структурный этаж охватывает верхнепермско-триасовый возраст осадков, имеет сложное строение, крутые углы падения пород, характеризуется резко выраженными угловыми несогласиями и увеличением толщин от свода по падению, развитием погребенных разрывных нарушений. В сводовой части поднятия по данным пробуренных скважин Р-12, Г-12, Г-20, Г-26, Г-30, Г-33 отмечается выход соли, полностью размыты нижнетриасовые отложения и конгломератовый горизонт верхней перми.

Верхний структурный этаж - юрские и меловые осадки, отличается более спокойным залеганием, слабым проявлением соляной тектоники.

Надсолевое месторождение Кенкияк условно делится на два участка: Основная площадь и участок Крутой склон.

Основная площадь представляет собой брахиантиклинальную складку, осложненную грабеном, ограниченного разломами F_1 и F_2 и разделяющего структуру на северное и южное крылья, которые в свою очередь по данным бурения скважин, ГИС (насыщению) более мелкими сбросами делятся на несколько блоков.

Северное крыло системой нарушений разделен на 5 блоков: I-1, I-2, II-1, II-2 и II-3. Южное крыло сбросами F_4 , f_5 делится на 3 блока: IIIа, III и IV. При этом вверх по разрезу по данным ГИС (насыщению) сбросы имеют ответвления, которые разбивают горизонты баррем и готерив на 11 блоков.

На крутом склоне, а именно на южном продуктивном участке по данным бурения скважин отмечается наличие разломов f_1 , f_2 , f_3 , f_4 разделяющих его на 5 блоков, при этом разломы f_1 , f_2 затухают до конгломератового горизонта.

Анализ мощностей юрских, меловых и палеогеновых отложений в сводах и на крыльях соляных куполов, а также в межкупольных зонах показывает, что образование грабенов и других дизъюнктивных нарушений на соляных куполах произошло к началу неогена.

Нефтеносность

Поднятие Кенкияк выявлено в 1958 году при проведении структурно-поискового



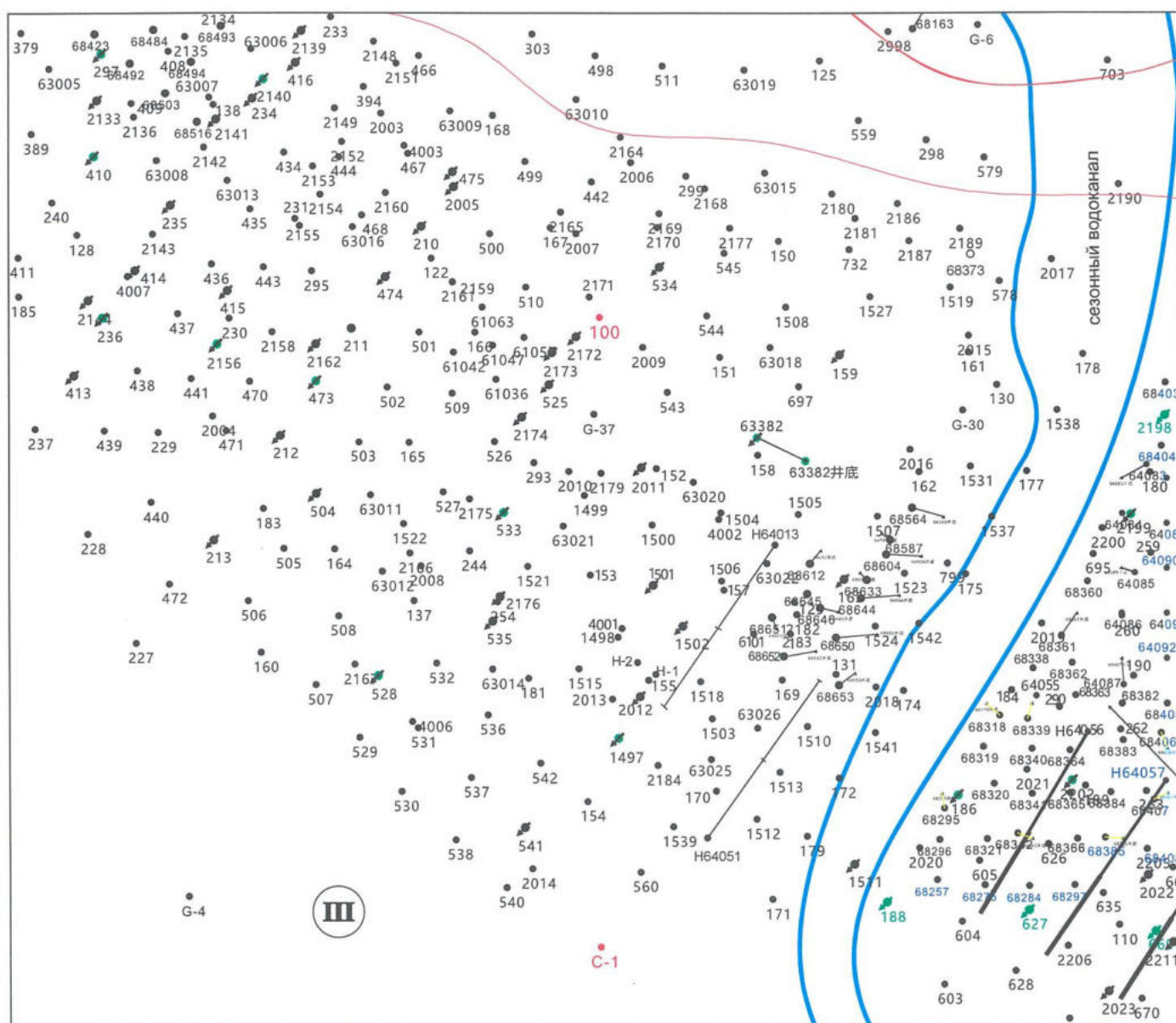
бурения. Первооткрывательницей месторождения является структурно-поисковая скважина К-34, давшая фонтанный приток нефти в 1959 г. из второго нижнетриасового горизонта.

На Основной площади месторождения в 1959 г. при испытании структурно-поисковой скважины К-17 был получен приток нефти с переливом через устье из второго среднеюрского горизонта. В 1962г. выполнен первый подсчет запасов надсолевых залежей Основной площади месторождения.

В 1962 г. начались поисковые работы на участке Крутой склон, в ходе которых из скважины №48 были получены притоки нефти из верхнепермских отложений. Первая оценка УВ продуктивных горизонтов участка Крутой склон произведена в 1967г.

Месторождение многопластовое и как отмечалось выше делиться на Основную площадь и участок Крутой склон. На Основной площади в результате бурения и испытания скважин установлены следующие продуктивные горизонты: барремский, готеривский – в нижнемеловых отложениях, Ю-I, Ю-II, Ю-III – в среднеюрских отложениях, первый триасовый, второй триасовый – в нижнетриасовых отложениях, верхнепермский и на участке Крутой склон (южное крыло Кенкияка) – конгломератовый горизонт (в нижнетриасовых отложениях) и горизонты III–XI – в верхнепермских отложениях.





- 511 -старые пробуренные скважины
- 188 -нагнетательные скважины
- 62036 -скважины пробуренные после 2003
- разломы

Ⓢ -блоки

Рисунок 4.1



Условные обозначения



Рисунок 4.2

Выкопировка со схемы расположения скважин м/р Кенкиак надсолевой

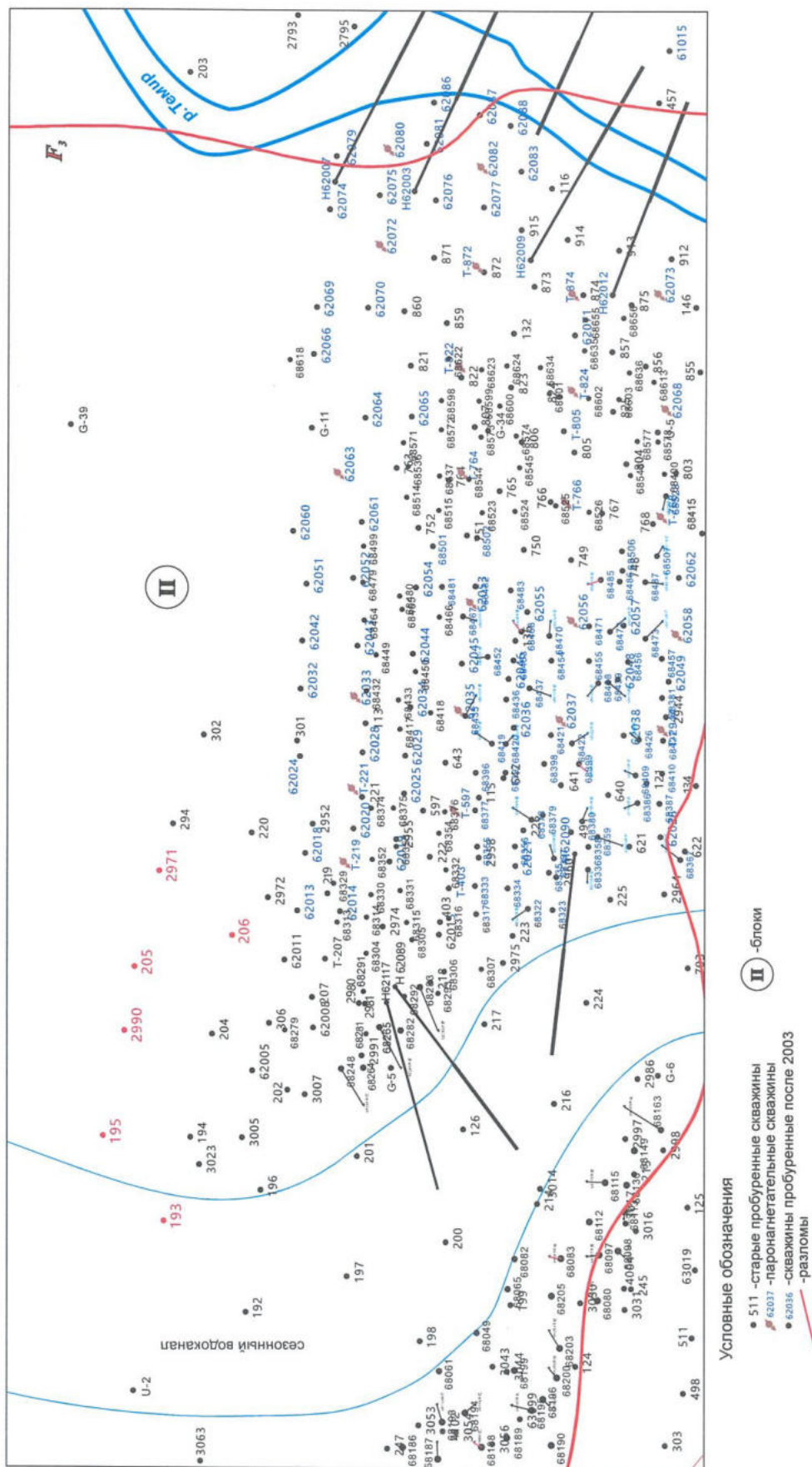


Рисунок 4.3

4.2. Краткая геологическая характеристика по скважине 100 месторождения Кенкияк надсолевой

№ скв: 100

Тип скважины: вертикальная

Дата начала бурения: 29.07.1965г.

Дата окончания бурения: 31.07.1965г.

Географические координаты скважины:

Скв. 100– сев.широта: 48° 33' 29,20", вост. долгота: 57° 07' 43,11"

Альтитуда земли – 193,48м.

Альтитуда ротора 197,98м.

Глубина забоя- 406м

Целевой горизонт: J2-II+III

Конструкция скважины: направление d254x23м

кондуктор d203x196,4м до устья

эксплуатационная d146x395м до устья

Стратиграфическая разбивка по скважине 100 даны в таблице 4.2.1:

Таблица 4.2.1

Геол. возр.	Горизонт	Интервал Залегания	Описание литологических свойств
Q		10	Глины, суглинки.
K ₂		30	Глины известковистые, песчанистые с прослоями белого мергеля, алевролиты, зеленоватых песков.
K _{1al}	Альбский	65	Пески, песчаники с прослоями глин.
K _{1ap}	Аптский	131	Пески, песчаники, алевролиты полимиктовые, глины плотные.
K _{1br}	Барремский	189	Глины с прослоями песков, песчаников. Глины плотные, оскольчатые. Песчаники и пески среднезернистые, известковистые с включением пирита.
K _{1h}	Готеривский	222	Глины, алевролиты, мергели, песчаники, пески известковистые.
J2		361	Лагунно-континентальные песчано-алевритово-глинистыми осадки с обилием обуглившегося растительного детрита, с прослоями бурого угля.
J1		406	Песчаники мелкозернистые на глинисто-карбонатном цементе.

Скважина 100 была введена в эксплуатацию в 1966г, расположена в III-блоке.

Интервалы перфорации 353-350, 348-346м (J2-III), 314-301м (J2-II). Начальная добыча нефти - 14,6т/сут. В 1996г суточный дебит нефти составил 1т, воды 4т. В 1998г провели КРС. Подняли подземное оборудование: штанга ф19мм, НКТ ф73мм и НГН ф56мм с общ.длиной 196м. При проведении промывки до 298,5м, на гл.297м произошла жесткая посадка. Застрявшее оборудование (насосно-компрессорные трубы) после многократных попыток извлечения были безуспешны. Возможно смятие штанги. По решению руководства НГДУ Кенкиякнефть в связи бесперспективностью и высокой стоимостью работ принято решение о прекращении



работ. В июне 2000г скважина переведена в бездействующий фонд по техническим причинам. Накопленная добыча нефти 108419,9т.

Несмотря на то, что скважина 100 расположена в зоне сетки закачки воды, нет эффекта. Дебит нефти составлял 0,5т/сут, обводненность 94,4%.

По результатам анализа и корреляции нефтеносных пластов с соседними скважинами выявлено, что разрез скважины 100 не имеет потенциала для дальнейшей добычи. В связи с этим выполнение дальнейших работ по переводу скважины на вышележащий горизонт признано экономически не целесообразным.

Скважина 100 не имеет потенциала и практической ценности для добычи. Рекомендуется провести её ликвидацию.

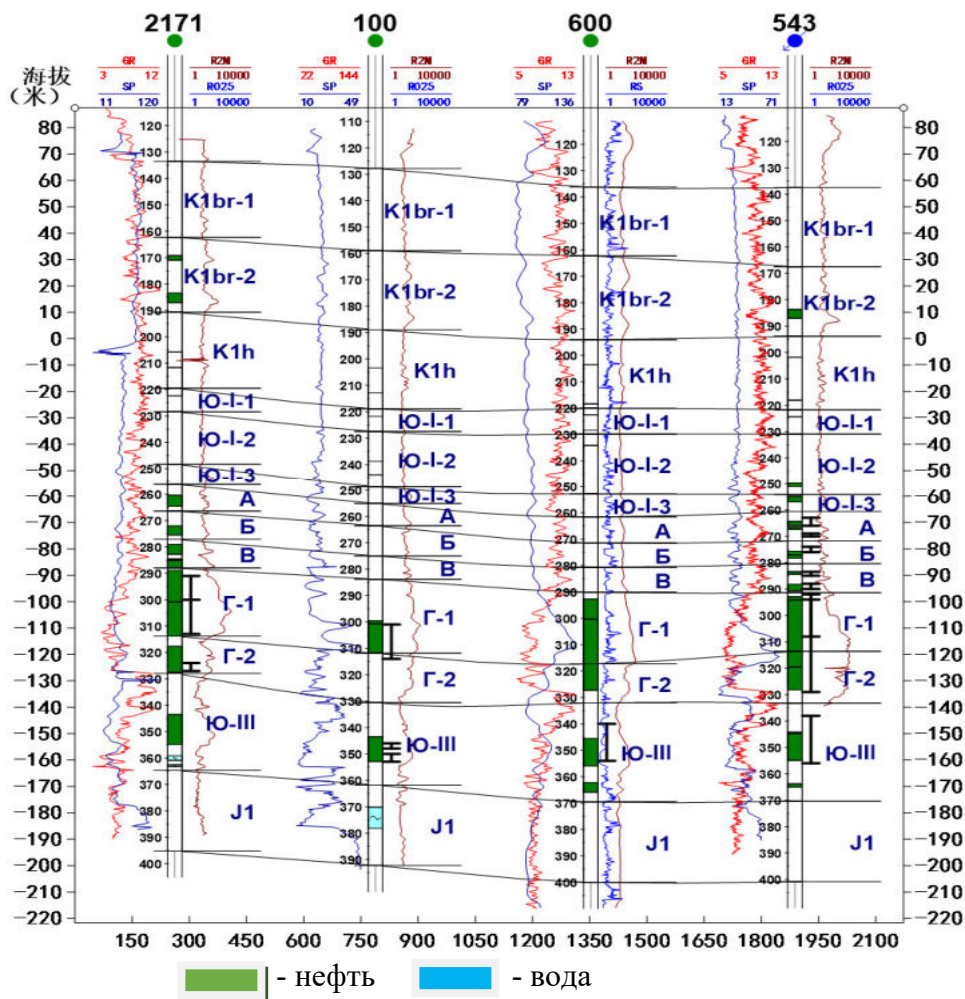


Рис.4.2.1. Корреляция нефтеносных пластов через скв.2171-100-600-543

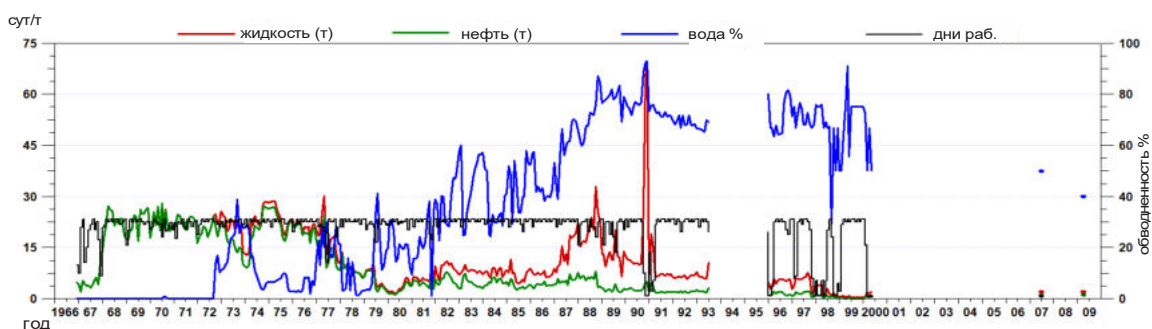


Рис.4.2.2. График работы скважины 100



4.3 Краткая геологическая характеристика по скважине 193 месторождения Кенкияк надсолевой

№ скв: 193

Тип скважины: вертикальная

Дата начала бурения: 25.02.1968г.

Дата окончания бурения: 29.02.1968г.

Географические координаты скважины:

Скв. 193 – сев.широта: 48° 34' 13,86", вост. долгота: 57° 07' 58,54"

Альтитуда земли – 178,6м.

Альтитуда ротора 183,1м.

Глубина забоя- 380м

Целевой горизонт: J2-II+III

Конструкция скважины: кондуктор – d203x181,6м до устья

эксплуатационная d168x371м до устья

Стратиграфическая разбивка по скважине 193 даны в таблице 4.3.1:

Таблица 4.3.1

Геол. возр.	Горизонт	Интервал Залегания	Описание литологических свойств
Q		10	Глины, суглинки.
K ₂		30	Глины известковистые, песчанистые с прослоями белого мергеля, алевролиты, зеленоватых песков.
K _{1al}	Альбский	92	Пески, песчаники с прослоями глин.
K _{1ar}	Аптский	138	Пески, песчаники, алевролиты полимиктовые, глины плотные.
K _{1br}	Барремский	206	Глины с прослоями песков, песчаников. Глины плотные, оскольчатые. Песчаники и пески среднезернистые, известковистые с включением пирита.
K _{1h}	Готеривский	237	Глины, алевролиты, мергели, песчаники, пески известковистые.
J2		346	Лагунно-континентальные песчано-алевритово-глинистыми осадки с обилием обуглившегося растительного детрита, с прослоями бурого угля.
J1		380	Песчаники мелкозернистые на глинисто-карбонатном цементе.

Скважина 193 была введена в эксплуатацию в 1968г, расположена в II-блоке, в приконтурной зоне.

Интервалы перфорации 314-311, 301-298м (J2-III), 294-290, 283-279м (J2-II) в 1968г.

Начальная добыча нефти- 5,5м³/сут.

В 1975г провели КРС, доп.перфорацию в интервале 335-331м (J2-III).



В 1997г суточный дебит нефти составил 0,2т, обводненность 53%. Из-за низкого уровня добычи жидкости скважина была переведена в консервацию. В 2003г в бездействующей фонд. Накопленная добыча нефти 4417,7т.

По результатам анализа и корреляции нефтеносных пластов с соседними скважинами выявлено, что скважина 193 в своем разрезе не имеет потенциала для дальнейшей добычи. А также, в связи расположением скважины в пойменной части водоотводного канала, в сезонный период затруднительный доступ к скважине.

Скважина 193 не имеет потенциала и практической ценности, рекомендуется провести её ликвидацию.

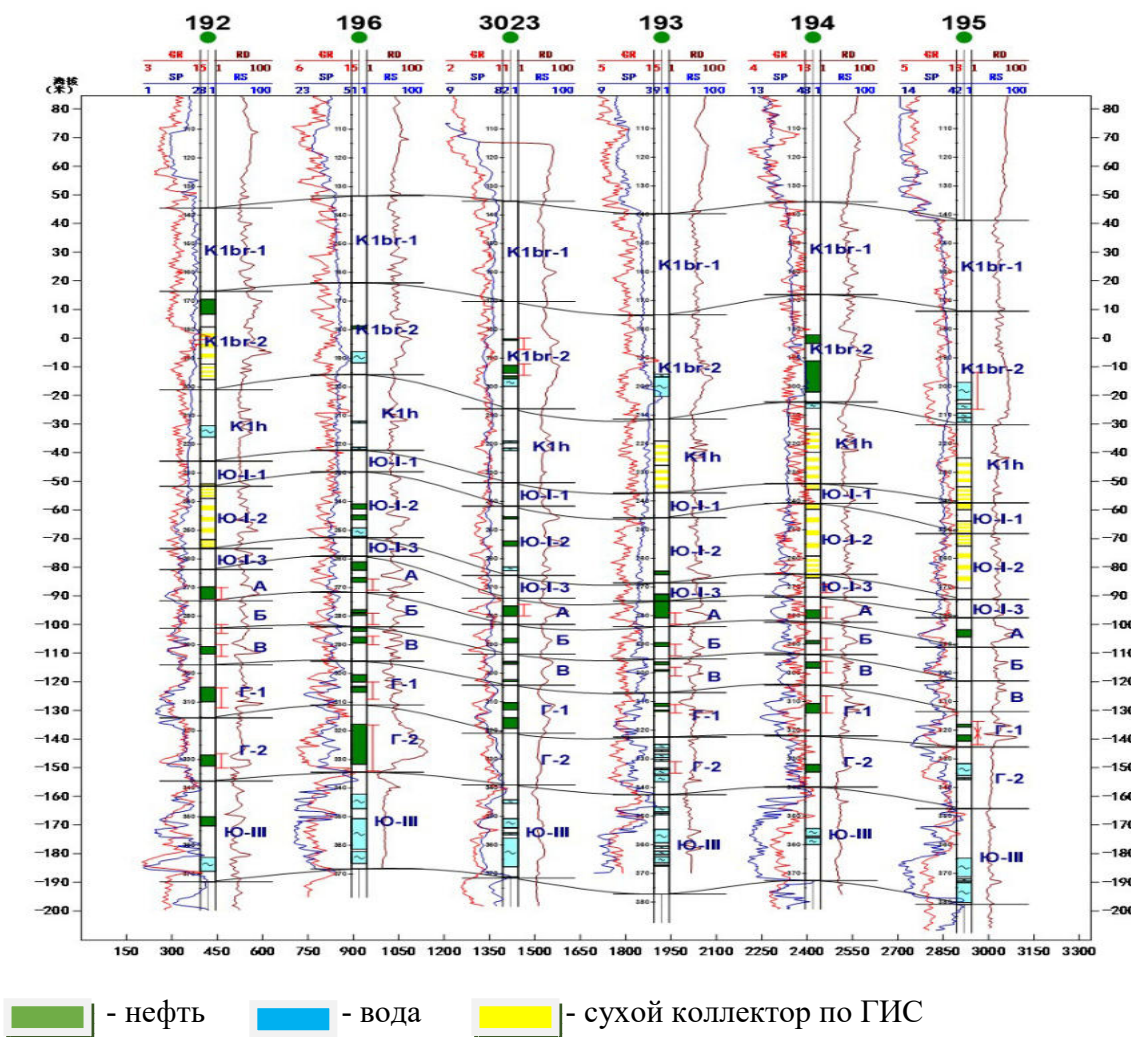


Рис.4.3.1. Корреляция нефтеносных пластов через скв.192-196-3023-193-194-195

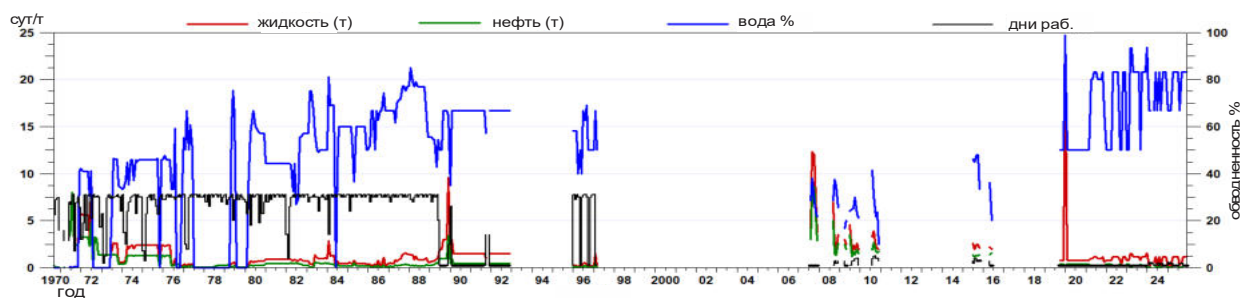


Рис.4.3.2. График работы скважины 193



4.4 Краткая геологическая характеристика по скважине 205 месторождения Кенкияк надсолевой

№ скв: 205

Тип скважины: вертикальная

Дата начала бурения: 14.06.1968г.

Дата окончания бурения: 17.06.1968г.

Географические координаты скважины:

Скв. 205– сев.широта: 48° 34' 03,92", вост. долгота: 57° 08' 28,46"

Альтитуда земли – 178,39м.

Альтитуда ротора 182,89м.

Глубина забоя- 400м

Целевой горизонт: J2-II+III

Конструкция скважины: кондуктор d203-181,6м до устья

эксплуатационная d146x381,6м до устья

Стратиграфическая разбивка по скважине 205 даны в таблице 4.4.1:

Таблица 4.4.1

Геол. возр.	Горизонт	Интервал Залегания	Описание литологических свойств
Q		10	Глины, суглинки.
K ₂		30	Глины известковистые, песчанистые с прослоями белого мергеля, алевролиты, зеленоватых песков.
K _{1al}	Альбский	88	Пески, песчаники с прослоями глин.
K _{1ap}	Аптский	140	Пески, песчаники, алевролиты полимиктовые, глины плотные.
K _{1br}	Барремский	197	Глины с прослоями песков, песчаников. Глины плотные, оскольчатые. Песчаники и пески среднезернистые, известковистые с включением пирита.
K _{1h}	Готеривский	233	Глины, алевролиты, мергели, песчаники, пески известковистые.
J2		373	Лагунно-континентальные песчано-алевритово-глинистыми осадки с обилием обуглившегося растительного детрита, с прослоями бурого угля. Песчаники мелкозернистые на глинисто-карбонатном цементе.
J1		400	

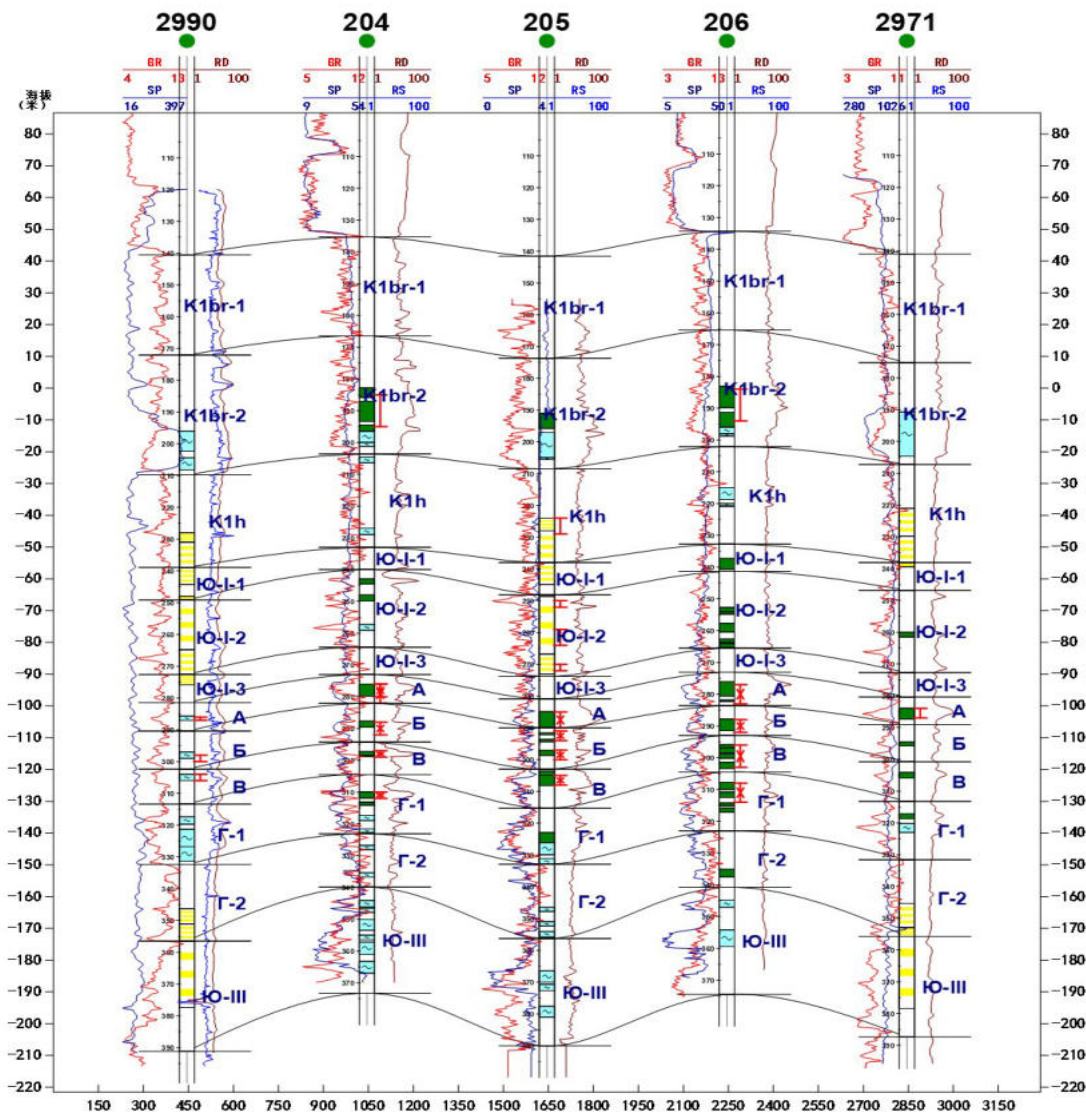
Скважина 205 была введена в эксплуатацию в 1968г, расположена в II-блоке, в приконтурной зоне. Интервалы перфорации 308-305, 300-297, 294-291, 290-285м (J2-II) в 1968г. Был получен приток жидкости со среднесуточным дебитом 3,3м³ (Qнеф=2,6м³/сут, Qв=0,7м³/сут).

В 1999г провели доп.перфорацию в интервале 229-224м (K1br). Получен приток нефти 0,2т/сут, воды 0,1т/сут. Из-за низкого уровня добычи жидкости скважина была переведена в консервацию до 2004г, а в 2005г в бездействующей фонд. Накопленная добыча нефти 2160,3т (J2) и 44,1т (K1br).

В 2010г провели доп.перфорацию в интервалах 272-270, 264-259, 252-250м (J2-I). Получен приток жидкости 4,2м³/сут (обводненность 100%).



По результатам анализа и корреляции нефтеносных пластов с соседними скважинами, выявлено что скважина 205 в своем разрезе не имеет потенциала для дальнейшей добычи. Рекомендуются провести её ликвидацию.



■ - нефть ■ - вода ■ - сухой коллектор по ГИС

Рис.4.4.1. Корреляция нефтеносных пластов через скв.2990-204-205-206-2971

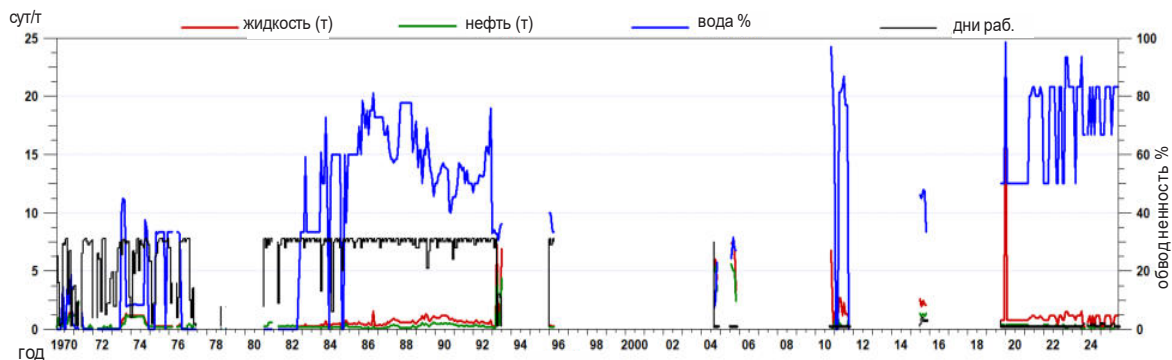


Рис.4.4.2. График работы скважины 205



4.5 Краткая геологическая характеристика по скважине 2971 месторождения Кенкияк надсолевой

№ скв: 2971

Тип скважины: вертикальная

Дата начала бурения: 01.11.1988г.

Дата окончания бурения: 13.11.1988г.

Географические координаты скважины:

Скв. 2971– сев.широта: 48° 34' 14,12", вост. долгота: 57° 08' 30,54"

Альтитуда земли – 178,7м.

Альтитуда ротора 183,2м.

Глубина забоя- 400м

Целевой горизонт: J2-II

Конструкция скважины: кондуктор d254x114м

эксплуатационная d168x399м до устья

Стратиграфическая разбивка по скважине 2971 даны в таблице 4.5.1:

Таблица 4.5.1

Геол. возр.	Горизонт	Интервал Залегания	Описание литологических свойств
Q		10	Глины, суглинки.
K ₂		30	Глины известковистые, песчанистые с прослоями белого мергеля, алевролиты, зеленоватых песков.
K _{1al}	Альбский	88	Пески, песчаники с прослоями глин.
K _{1ap}	Аптский	140	Пески, песчаники, алевролиты полимиктовые, глины плотные.
K _{1br}	Барремский	207	Глины с прослоями песков, песчаников. Глины плотные, оскольчатые. Песчаники и пески среднезернистые, известковистые с включением пирита.
K _{1h}	Готеривский	239	Глины, алевролиты, мергели, песчаники, пески известковистые.
J2		378	Лагунно-континентальные песчано-алевритово-глинистыми осадки с обилием обуглившегося растительного детрита, с прослоями бурого угля.
J1		400	Песчаники мелкозернистые на глинисто-карбонатном цементе.

Скважина 2971 была введена в эксплуатацию в 1988г, расположена в II-блоке, в приконтурной зоне.

Интервалы перфорации 287-284м (J2-II).

В 1996г суточный дебит нефти составил 0,1т. Из-за низкого уровня добычи жидкости скважина была переведена в бездействующий фонд. Накопленная добыча нефти 636,4т.



По результатам анализа и корреляции нефтеносных пластов с соседними скважинами, выявлено что скважина 2971 в своем разрезе не имеет потенциала для дальнейшей добычи. Рекомендуются провести её ликвидацию.

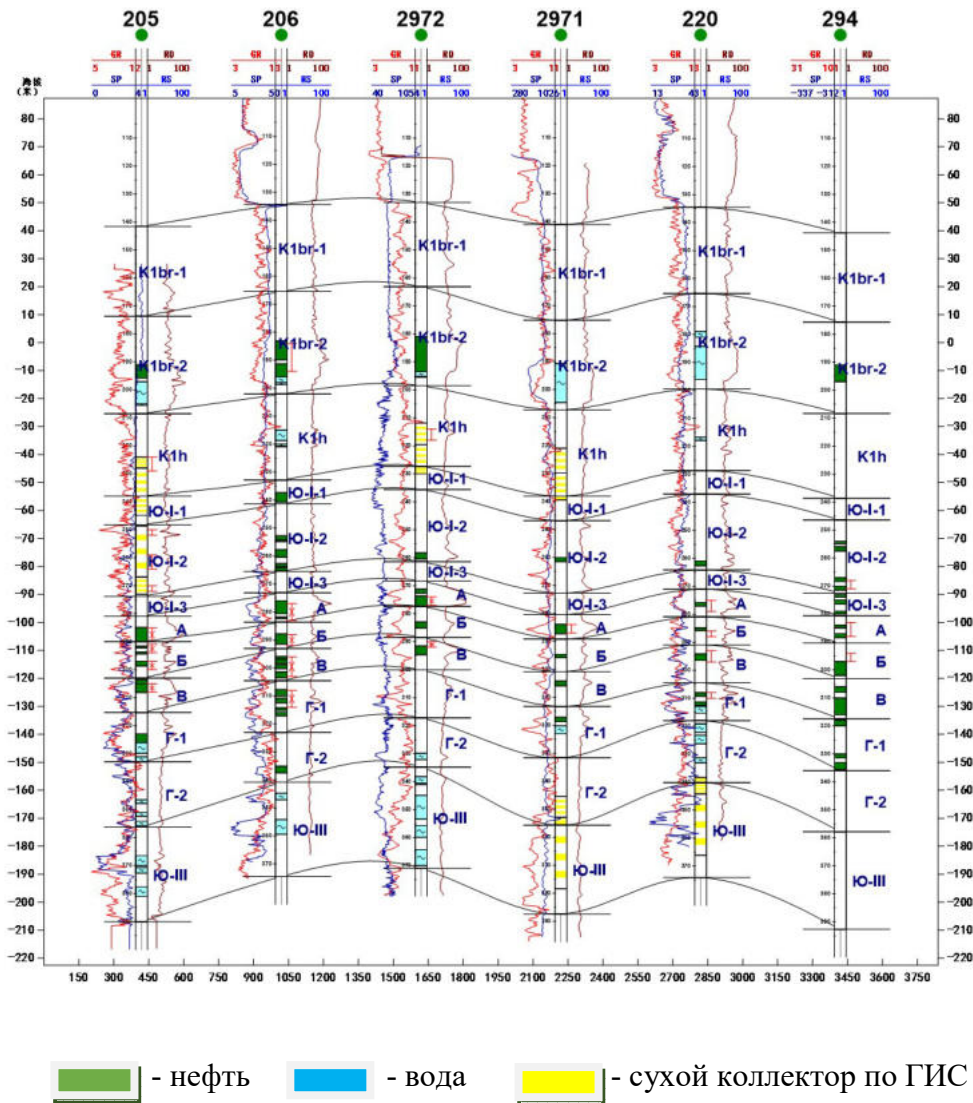


Рис.4.5.1. Корреляция нефтеносных пластов через скв.205-206-2972-2971-220-294

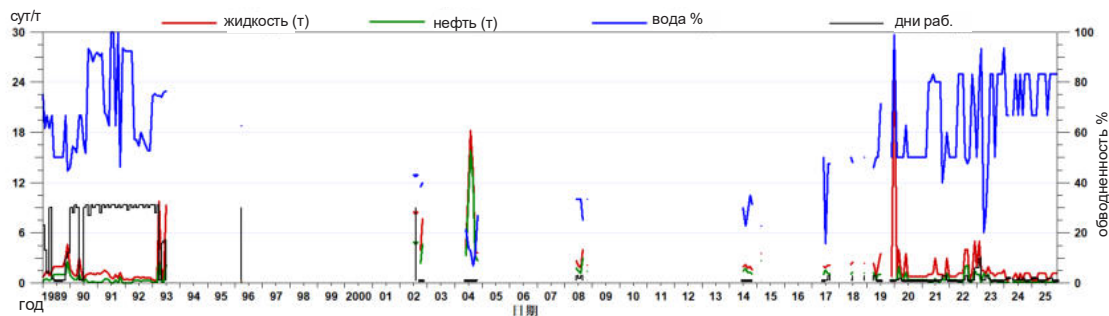


Рис.4.5.2. График работы скважины 2971



4.6 Краткая геологическая характеристика по скважине 2990 месторождения Кенкияк надсолевой

№ скв: 2990

Тип скважины: вертикальная

Дата начала бурения: 10.10.1988г.

Дата окончания бурения: 13.10.1988г.

Географические координаты скважины:

Скв. 2990– сев.широта: 48° 34' 16,24", вост. долгота: 57° 08' 15,86"

Альтитуда земли – 178м.

Альтитуда ротора 182,5м.

Глубина забоя- 400м

Целевой горизонт: J2-II

Конструкция скважины: кондуктор – нет данных

эксплуатационная d168x400м до устья

Стратиграфическая разбивка по скважине 2990 даны в таблице 4.6.1:

Таблица 4.6.1

Геол. возр.	Горизонт	Интервал Залегания	Описание литологических свойств
Q		10	Глины, суглинки.
K ₂		30	Глины известковистые, песчанистые с прослоями белого мергеля, алевролиты, зеленоватых песков.
K _{1al}	Альбский	100	Пески, песчаники с прослоями глин.
K _{1ap}	Аптский	140	Пески, песчаники, алевролиты полимиктовые, глины плотные.
K _{1br}	Барремский	217	Глины с прослоями песков, песчаников. Глины плотные, оскольчатые. Песчаники и пески среднезернистые, известковистые с включением пирита.
K _{1h}	Готеривский	244	Глины, алевролиты, мергели, песчаники, пески известковистые.
J2		377	Лагунно-континентальные песчано-алевритово-глинистыми осадки с обилием обуглившегося растительного детрита, с прослоями бурого угля.
J1		400	Песчаники мелкозернистые на глинисто-карбонатном цементе.

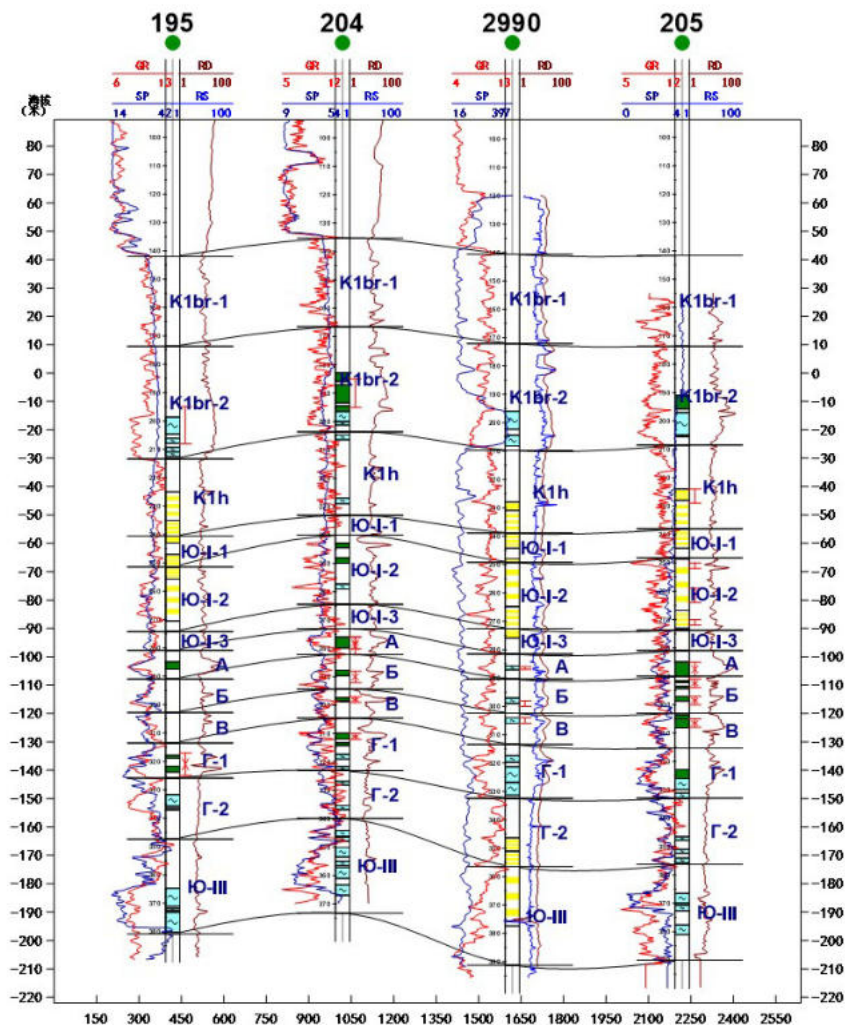
Скважина 2990 была введена в эксплуатацию в 1988г, расположена в II-блоке, в приконтурной зоне.

Интервалы перфорации 306-304, 300-298, 287-286м (J2-II).

В 1996г суточный дебит нефти составил 0,2т, воды 0,4т (обводненность 56%). Из-за низкого уровня добычи жидкости скважина была переведена в бездействующий фонд в 1996г, с накопленной добычей нефти 987,8т.



По результатам анализа и корреляции нефтеносных пластов с соседними скважинами, выявлено что скважина 2990 в своем разрезе не имеет потенциала для дальнейшей добычи. Рекомендуются провести её ликвидацию.



■ - нефть ■ - вода ■ - сухой коллектор по ГИС

Рис.4.6.1. Корреляция нефтеносных пластов через скв.195-204-2990-205

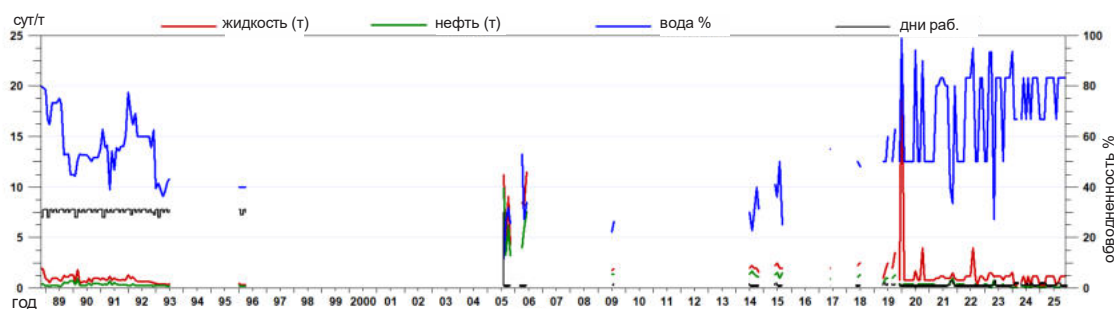


Рис.4.6.2. График работы скважины 2990



4.7 Краткая геологическая характеристика по скважине 65039 месторождения Кенкияк надсолевой

№ скв: 65039

Тип скважины: вертикальная

Дата начала бурения: 06.10.2017г.

Дата окончания бурения: 10.10.2017г.

Географические координаты скважины:

Скв. 65039 – сев.широта: 48° 33' 29,18", вост. долгота: 57° 11' 09,85"

Альтитуда земли –207,6м.

Альтитуда ротора 212,6м.

Глубина забоя- 413м

Целевой горизонт: J2-II

Конструкция скважины: направление d426-10м

кондуктор d273x115,28м до устья

эксплуатационная d77,8x404,62м до устья

Стратиграфические разбивки по скважине 65039 даны в таблице 4.7.1:

Таблица 4.7.1

Геол. возр.	Горизонт	Интервал Залегания	Описание литологических свойств
Q		10	Глины, суглинки.
K ₂		30	Глины известковистые, песчанистые с прослоями белого мергеля, алевролиты, зеленоватых песков.
K _{1al}	Альбский	116	Пески, песчаники с прослоями глин.
K _{1ap}	Аптский	147	Пески, песчаники, алевролиты полимиктовые, глины плотные.
K _{1br}	Барремский	191	Глины с прослоями песков, песчаников. Глины плотные, оскольчатые. Песчаники и пески среднезернистые, известковистые с включением пирита.
K _{1h}	Готеривский	224	Глины, алевролиты, мергели, песчаники, пески известковистые.
J2		374	Лагунно-континентальные песчано-алевритово-глинистыми осадки с обилием обуглившегося растительного детрита, с прослоями бурого угля.
J1		413	Песчаники мелкозернистые на глинисто-карбонатном цементе.

Скважина 65039 была введена в эксплуатацию в 2017г, расположена в IV-блоке.

Интервалы префорации 344-340, 338-331, 329-325м (J2-II). Скважину планировали эксплуатировать методом закачки пара. Во время закачки пара заклинило внутрискважинное оборудование, произошел прихват подземного оборудования. Многократные попытки его извлечения были безуспешны. Эксплуатационная колонна была деформирована. Скважина была переведена в бездействующий фонд в 2018г.

Скважина 65039 рекомендуется для ликвидации по техническим причинам. Поскольку запасы в районе скважины не выработаны, в 2027г планируется бурение скважины-дублера.



4.8 Краткая геологическая характеристика по скважине 195 месторождения Кенкияк надсолевой

№ скв: 195

Тип скважины: вертикальная

Дата начала бурения: 03.11.1967г.

Дата окончания бурения: 07.11.1967г.

Географические координаты скважины:

Скв. 195– сев.широта: 48° 34' 17,58", вост. долгота: 57° 08' 06,30"

Альтитуда земли – 178,58м.

Альтитуда ротора 183,08м.

Глубина забоя- 400м

Целевой горизонт: J2-II+III

Конструкция скважины: кондуктор – d203x181,6м до устья

эксплуатационная d146x390м до устья

Стратиграфическая разбивка по скважине 195 даны в таблице 4.8.1:

Таблица 4.8.1

Геол. возр.	Горизонт	Интервал Залегания	Описание литологических свойств
Q		10	Глины, суглинки.
K ₂		30	Глины известковистые, песчанистые с прослоями белого мергеля, алевролиты, зеленоватых песков.
K _{1al}	Альбский	97	Пески, песчаники с прослоями глин.
K _{1ap}	Аптский	142	Пески, песчаники, алевролиты полимиктовые, глины плотные.
K _{1br}	Барремский	214	Глины с прослоями песков, песчаников. Глины плотные, оскольчатые. Песчаники и пески среднезернистые, известковистые с включением пирита.
K _{1h}	Готеривский	243	Глины, алевролиты, мергели, песчаники, пески известковистые.
J2		380	Лагунно-континентальные песчано-алевритово-глинистыми осадки с обилием обуглившегося растительного детрита, с прослоями бурого угля.
J1		400	Песчаники мелкозернистые на глинисто-карбонатном цементе.

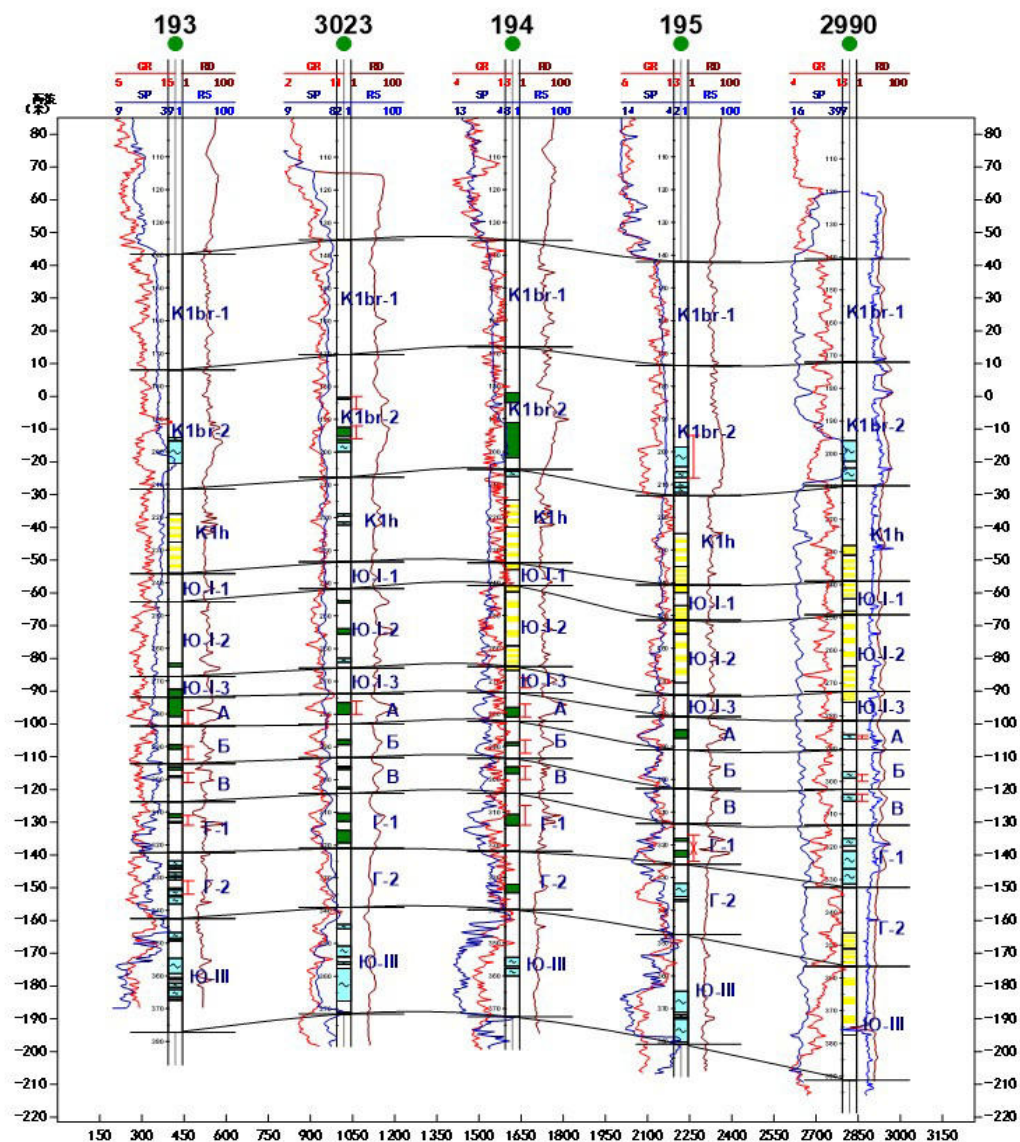
Скважина 195 была введена в эксплуатацию в 1967г, расположена в II-блоке, в приконтурной зоне.

Интервалы перфорации 325-317м (J2-III) в 1967г. Начальный суточный дебит нефти - 4,2т.

В 2010г провели доп.перфорацию в интервале 208-195м (K1br). Получен приток нефти дебит нефти - 0,2т/сут, воды- 0,6т/сут (обводненность 52%). Из-за низкого уровня добычи жидкости скважина была переведена в бездействующий фонд в 2003. Накопленная добыча нефти 2432,2т (J2) и 24,9т (K1br).



По результатам анализа и корреляции нефтеносных пластов с соседними скважинами выявлено, что скважина 195 в своем разрезе не имеет потенциала для дальнейшей добычи. Скважина находится вблизи водоотводного канала, в сезонный период доступ к скважине затруднительный. Скважина 195 не имеет потенциала для добычи, рекомендуется провести её ликвидацию.



■ - нефть ■ - вода ■ - сухой коллектор по ГИС

Рис.4.8.1. Корреляция нефтеносных пластов через скв.193-3023-194-195-2990

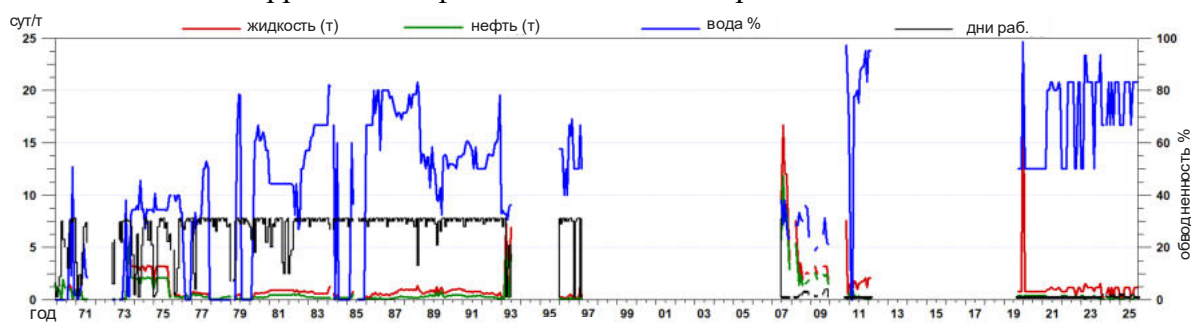


Рис.4.8.2. График работы скважины 195



4.9 Краткая геологическая характеристика по скважине 206 месторождения Кенкияк надсолевой

№ скв: 206

Тип скважины: вертикальная

Дата начала бурения: 20.06.1968г.

Дата окончания бурения: 23.06.1968г.

Географические координаты скважины:

Скв. 206– сев.широта: 48° 34' 09,72", вост. долгота: 57° 08' 24,62"

Альтитуда земли – 179,19м.

Альтитуда ротора 183,69м.

Глубина забоя- 375м

Целевой горизонт: J2-II+III

Конструкция скважины: кондуктор – d203x182,2м до устья

эксплуатационная d146x361м до устья

Стратиграфическая разбивка по скважине 206 даны в таблице 4.9.1:

Таблица 4.9.1

Геол. возр.	Горизонт	Интервал Залегания	Описание литологических свойств
Q		10	Глины, суглинки.
K ₂		30	Глины известковистые, песчанистые с прослоями белого мергеля, алевролиты, зеленоватых песков.
K _{1al}	Альбский	97	Пески, песчаники с прослоями глин.
K _{1ap}	Аптский	134	Пески, песчаники, алевролиты полимиктовые, глины плотные.
K _{1br}	Барремский	200	Глины с прослоями песков, песчаников. Глины плотные, оскольчатые. Песчаники и пески среднезернистые, известковистые с включением пирита.
K _{1h}	Готеривский	232	Глины, алевролиты, мергели, песчаники, пески известковистые.
J2		367	Лагунно-континентальные песчано-алевритово-глинистыми осадки с обилием обуглившегося растительного детрита, с прослоями бурого угля.
J1		375	Песчаники мелкозернистые на глинисто-карбонатном цементе.

Скважина 206 была введена в эксплуатацию в 1968г, расположена в II-блоке, в приконтурной зоне.

Интервалы перфорации 314-308, 303-296, 292-288, 283-277м (J2-II+III) в 1968г. Начальный суточный дебит нефти - 7,5м³/сут.

В 2001г из-за низкого уровня добычи жидкости (дебит нефти-0,3т, обводненность 42%) скважина была переведена в бездействующей фонд.



В 2010г провели КРС, доп.перфорацию в интервале 194-184м (K1br). Получен приток жидкости 3,6м3/сут (обводненность 98%). Скважину перевели в бездействующий фонд при накопленной добычи нефти 2152,5т - J2, 28,3т - K1br.

По результатам анализа и корреляции нефтеносных пластов с соседними скважинами, выявлено что скважина 206 в своем разрезе не имеет потенциала для дальнейшей добычи. Рекомендуется провести её ликвидацию.

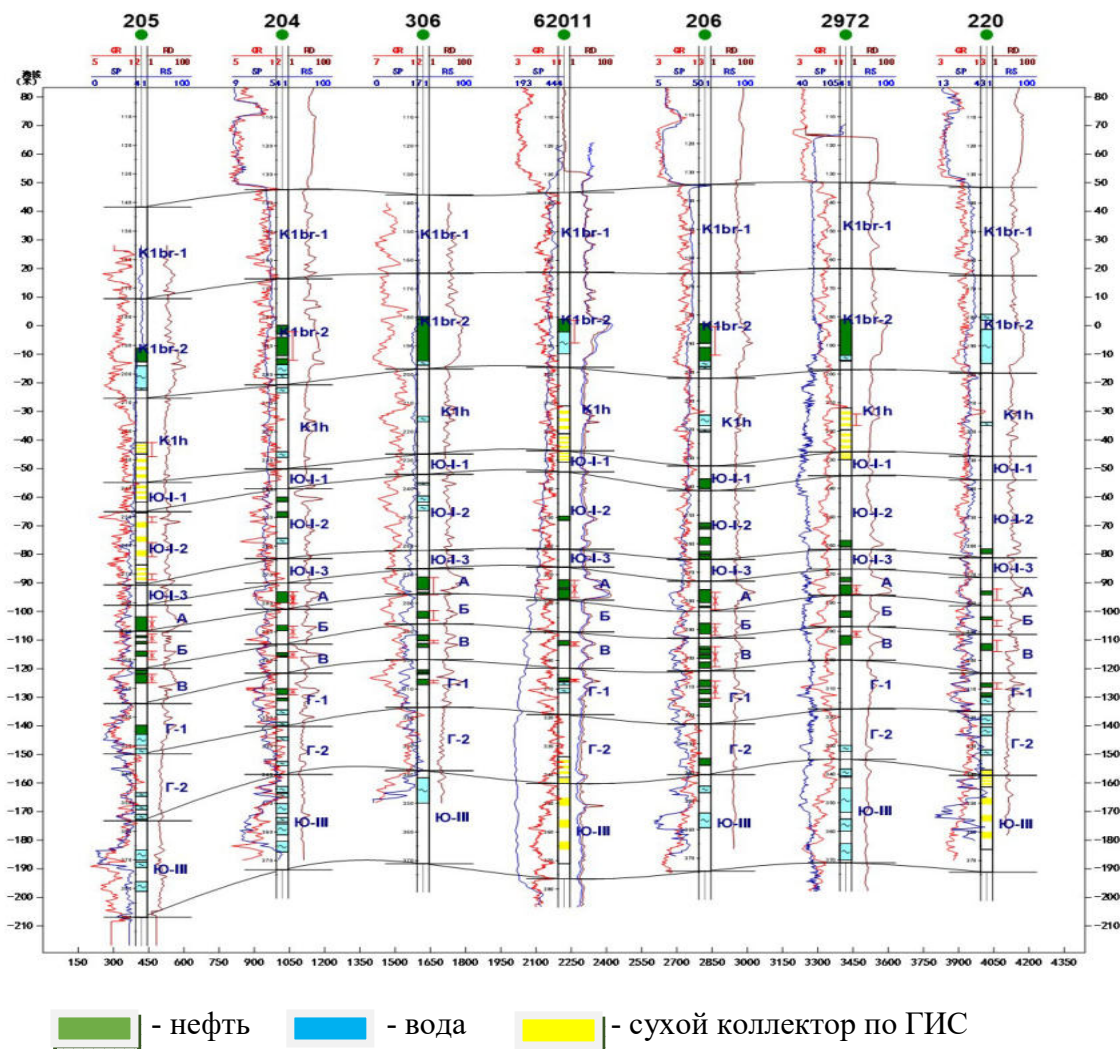


Рис.4.9.1. Корреляция нефтеносных пластов через скв.205-204-306-62011-206-2972-220

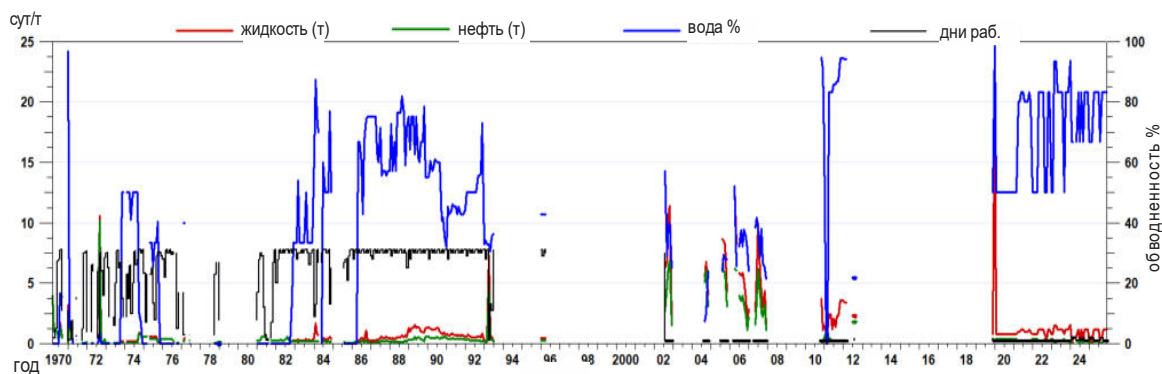


Рис.4.9.2. График работы скважины 206



4.10 Краткая геологическая характеристика по скважине 1249 месторождения Кенкияк надсолевой

№ скв: 1249

Тип скважины: вертикальная

Дата начала бурения: 10.04.1983г.

Дата окончания бурения: 14.04.1983г.

Географические координаты скважины:

Скв. 1249– сев.широта: 48° 33' 31,70", вост. долгота: 57° 10' 31,85"

Альтитуда земли – 201,1м.

Альтитуда ротора 205,6м.

Глубина забоя- 400м

Горизонт: J2-II

Конструкция скважины: кондуктор - нет данных

эксплуатационная d168x393м до устья

Стратиграфическая разбивка по скважине 1249 даны в таблице 4.10.1:

Таблица 4.10.1

Геол. возр.	Горизонт	Интервал Залегания	Описание литологических свойств
Q		10	Глины, суглинки.
K ₂		30	Глины известковистые, песчанистые с прослоями белого мергеля, алевролиты, зеленоватых песков.
K _{1al}	Альбский	116	Пески, песчаники с прослоями глин.
K _{1ap}	Аптский	162	Пески, песчаники, алевролиты полимиктовые, глины плотные.
K _{1br}	Барремский	228	Глины с прослоями песков, песчаников. Глины плотные, оскольчатые. Песчаники и пески среднезернистые, известковистые с включением пирита.
K _{1h}	Готеривский	260	Глины, алевролиты, мергели, песчаники, пески известковистые.
J2		363	Лагунно-континентальные песчано-алевритово-глинистыми осадки с обилием обуглившегося растительного детрита, с прослоями бурого угля.
J1		400	Песчаники мелкозернистые на глинисто-карбонатном цементе.

Скважина 1249 была введена в эксплуатацию в 1983г, расположена в IV-блоке.

Интервалы перфорации 328-322м (J2-II). Начальный суточный дебит нефти - 1,8т. В 2004г дебит нефти снизился до 0,1т/сут. Скважину перевели в наблюдательный фонд.

В 2025г установлен цементный мост на гл.301-295м. Провели доп.перфорацию в интервале 280-265м (J2-I). При проведении исследования профиля притока жидкости, выявлено утечка в колонне. По результатам геофизического исследования скважины выявлено нарушение колонны на гл.128м. Провели промывку в интервале 266-275м, вышел грифон. По указанию ЦДН-3 остановили промывку. Подняли подземное оборудование. Спустили шаблон ф146мм



до гл.10м, дальше не прошел, вероятно сужение и искривление экс.колонны. Скважину перевели в бездействующий фонд по техническим причинам.

По результатам анализа и корреляции нефтеносных пластов с соседними скважинами, выявлено что скважина 1249 в своем разрезе не имеет потенциала для дальнейшей добычи. Рекомендуется провести её ликвидацию.

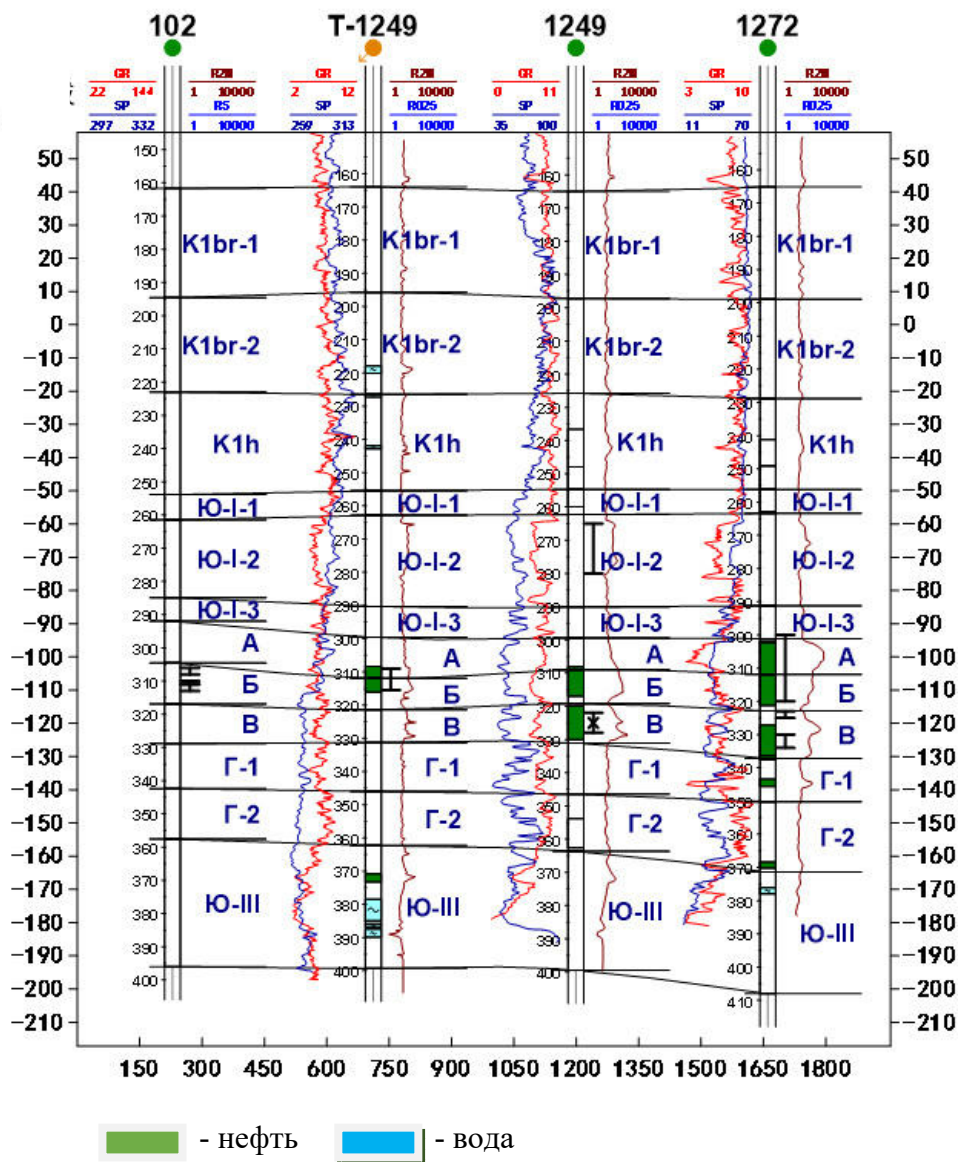


Рис.4.10.1. Корреляция нефтеносных пластов через скв.102- Т-1249-1249-1272

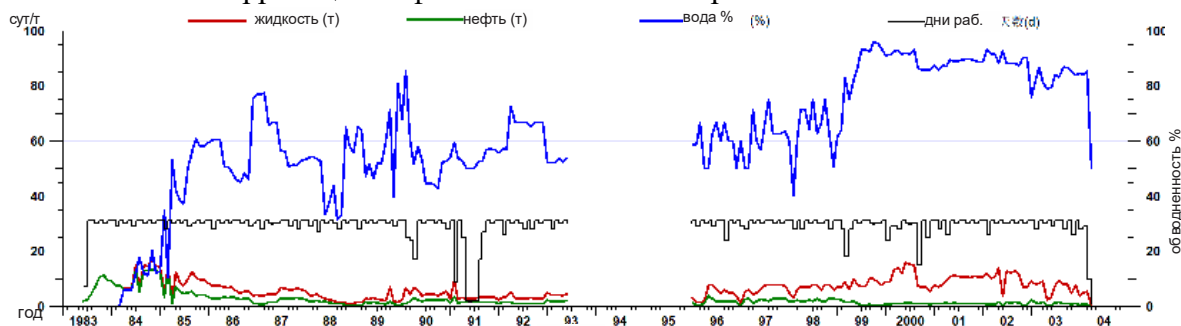


Рис.4.10.2. График работы скважины 1249



4.11 Краткая геологическая характеристика по скважине С-1 месторождения Кенкияк надсолевой

№ скв: С-1

Тип скважины: вертикальная

Географические координаты скважины:

Скв. С-1– сев.широта: 48° 32' 57,45", вост. долгота: 57° 07' 43,03"

Альтитуда земли – 187,5м.

Альтитуда ротора 191м.

Искусственный забой- 1000м

Конструкция скважины: кондуктор d245x700м

эксплуатационная d168x994м

Подземное оборудование: НКТ d89мм x 998м

Солевая скважина С-1 пробурена свыше 30 лет назад, расположена в III-блоке, на территории ЦДН №1. Интервалы перфорации 980-975, 965-955м – Р1kg (1994г).

Солевая скважина С-1 снабжала соевым раствором для производственных нужд, при бурении для утяжеления бурового раствора, для глушения скважины при ГНВП и других технологических операций. На данный момент скважина находится в критическом состоянии из-за коррозии оборудования вследствие физико-химического или химического взаимодействия с факторами окружающей среды, что может привести ГНВП с последующим нанесением вреда здоровью работника, охране окружающей среды и загрязнению р.Темир. Комиссия провела осмотр солевой скважины, выявлена скрытая угроза - категория В (коррозионный износ оборудования солевой скважины С-1). Рекомендуется провести её ликвидацию.



5. Обоснование ликвидации последствий добычи углеводородов

Ликвидация скважин производится по инициативе предприятия недропользователя на балансе, которого находится скважина и оформляется приказом недропользователя. Все скважины, выполнившие свое назначение, дальнейшее использование которых в другом качестве признано нецелесообразным или невозможным, в установленном порядке подлежат ликвидации в соответствии с Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, и добычи урана, утверждаемыми уполномоченными органами в области углеводородов и добычи урана. Работы по ликвидации проводятся по планам проведения работ, составленным на основе утвержденного проекта, обеспечивающим выполнение проектных решений по промышленной безопасности, охране недр и окружающей среды.

Расходы на ликвидацию скважин, несет предприятие - пользователь недр.

Предприятие – пользователь недр вправе, на договорной или иной правовой основе, делегировать право подготовки документации и проведения работ по ликвидации скважины предприятиям, привлекаемым им для выполнения подрядных работ, при наличии у предприятий лицензии на соответствующий вид деятельности. Во всех случаях право контроля и ответственность за охрану недр и рациональное использование природных ресурсов остаётся за пользователем недр.

Основными критериями ликвидации скважин являются:

- 1) геологические критерии, связанные с выполнением назначения скважин;
- 2) технико-технологические критерии, связанные с невозможностью использовать скважины в других целях;
- 3) технико-экономические критерии, когда дальнейшие работы по ликвидации аварий и/или осложнений при строительстве скважин технологически невозможны и экономически невыгодны из-за больших затрат финансовых средств;
- 4) геолого-технические критерии, связанные с восстановлением герметичности эксплуатационных колонн из-за смятия или нарушения целостности;
- 5) экологические критерии – обеспечение охраны окружающей природной среды, связанные с выполнением требований нормативных правовых актов Республики Казахстан;
- 6) критерии выполнения решений и указаний компетентных и уполномоченных органов РК в части выполнения работ по ликвидации аварийных скважин, загрязняющих окружающую среду.



5.1. Общая пояснительная записка

Вышеуказанная скважины ликвидируется по I категории:

- пункт «I-а» - скважины, выполнившие задачи, предусмотренные проектом строительства;
- пункт I-б) - скважины, достигшие нижнего предела дебитов, установленных проектом, обводнившиеся пластовой, закачиваемой водой, не имеющие объектов возврата или приобщения, в случае отсутствия необходимости их перевода в контрольный фонд.

В скважине, подлежащей ликвидации, должны быть устранены межпластовые перетоки, межколонные проявления, другие возможные источники образования вторичных газовых залежей.

Проведение ликвидационных работ в скважине должно исключить возможности выхода углеводородов, флюида, токсичных и агрессивных газов на устье скважины и обеспечить требования в области охраны недр и окружающей среды, земельных ресурсов, использования недр, здравоохранения, промышленной, технической и противofонтанной безопасности после физической ликвидации скважины.

Общая задача изоляционно-ликвидационных работ при физической ликвидации скважины – установка цементных (изоляционных) мостов тампонирующей смесью затвердевающей в прочный малопроницаемый камень, находящийся в состоянии надежного контакта или сцепления с ограничивающими его связями. После завершения работ по физической ликвидации скважины, согласно Индивидуального плана работ, совместно с представителями уполномоченных органов в области, аварийно-спасательной, охраны окружающей среды составляется АКТ о фактических проведенных мероприятиях по ликвидации скважины.

5.2. Краткий обзор осуществления ликвидации последствий деятельности

Учитывая существующее положение – проведение геологоразведочных работ для обеспечения ликвидации объектов предусматривается:

1. Физическая ликвидация скважин №100, 193, 205, 2971, 2990, 65039, 195, 206, 1249, С-1 с установкой цементных мостов;
2. Демонтаж устьевого оборудования;
3. Техническая и биологическая рекультивация земли.



5.3. Основные технические данные скважин

Скважина №100

Дата начала бурения: 29.07.1965г.
Дата окончания бурения: 05.08.1965г.
Фактический забой скважины - 406м.
Эксплуатационная колонна d 146 – 395м
Искусственный забой – 383м.

Скважина №193

Дата начала бурения: 25.02.1968г.
Дата окончания бурения: 29.02.1968г.
Фактический забой скважины - 380м.
Эксплуатационная колонна d 146 – 371м
Искусственный забой – 361м.

Скважина №205

Дата начала бурения: 14.06.1968г.
Дата окончания бурения: 17.06.1968г.
Фактический забой скважины - 400м.
Эксплуатационная колонна d 146 – 381м
Искусственный забой – 371м.

Скважина №2971

Дата начала бурения: 01.11.1988г.
Дата окончания бурения: 13.11.1988г.
Фактический забой скважины - 400м.
Эксплуатационная колонна d 146 – 399м
Искусственный забой – 381м.

Скважина №2990

Дата начала бурения: 01.11.1988г.
Дата окончания бурения: 13.11.1988г.
Фактический забой скважины - 400м.
Эксплуатационная колонна d 146 – 399м
Искусственный забой – 368м.

Скважина №65039

Дата начала бурения: 06.10.2017г.
Дата окончания бурения: 10.10.2017г.
Фактический забой скважины - 413м.
Эксплуатационная колонна d 146 – 404,62м
Искусственный забой – 404,62м.

Скважина №195

Дата начала бурения: 03.11.1967г.
Дата окончания бурения: 07.11.1967г.
Фактический забой скважины - 400м.
Эксплуатационная колонна d 146 – 390м



Искусственный забой – 379,2м.

Скважина №206

Дата начала бурения: 20.06.1968г.

Дата окончания бурения: 23.06.1968г.

Фактический забой скважины - 375м.

Эксплуатационная колонна d 146 – 361м

Искусственный забой – 252м.

Скважина №1249

Дата начала бурения: 10.04.1983г.

Дата окончания бурения: 14.04.1983г.

Фактический забой скважины - 400м.

Эксплуатационная колонна d 146 – 393м

Искусственный забой – 380м.

Скважина №-С-1

Эксплуатационная колонна d 146 – 994м

Искусственный забой – 1000м.

Интервалы перфорации

Таблица 5.1

№ п\п	№ №скв	Интервалы перфорации, м
1	С-1	980-975; 965-955; -27.07.1994г
2	100	353-350; 348-346; 314-301:
3	193	279-283;290-294;298-301;311-314-18/09/1968, 331-335-31/10/1975
4	205	224-229-15/11/1999, 250-252;259-264;270-272-22/07/2010 (285-290;291-294;297-300;305-308-01/10/1968)
5	2971	287-284-31/12/1988
6	2990	286-287;298-300;304-306-29/10/1988
7	195	208-195-20/07/2010 (325-317-20/12/1967)
8	206	184-194-12/03/2010 (277-283;288-292;296-303;308-314- 03/10/1968)
9	1249	328-322
10	65039	325-329;331-338; 340-344

Техническим решением для ликвидации скважин принимается метод установки цементных мостов с учетом горно-геологических особенностей разреза. Высота цементных мостов и места их установки в скважинах определены в соответствии с типовым проектом проведения изоляционно-ликвидационных работ по ликвидации скважин, отвечающем всем требованиям законодательных актов по недропользованию.



5.4. Ликвидации скважин при наличии подземного оборудования

Если в стволе скважины осталось подземное оборудование (насосно-компрессорные трубы, глубинные насосы, пакеры, элементы компоновки низа колонны и иные устройства), в первую очередь выполняется оценка технической возможности его извлечения. В случае признания извлечения технически невозможным либо экономически нецелесообразным, ликвидация производится с оставлением оборудования в стволе при условии обеспечения полной герметизации скважины и изоляции продуктивных и водоносных горизонтов.

Проект ликвидации в обязательном порядке предусматривает мероприятия по установке цементных мостов выше и ниже интервала размещения подземного оборудования, обеспечивающих создание долговременных изоляционных барьеров. При этом должны быть исключены возможные каналы межпластовых перетоков по затрубному пространству, резьбовым соединениям, заколонному пространству и по внутреннему диаметру оборудования. В случае невозможности установки сплошного цементного моста через интервал расположения оборудования проектом предусматриваются альтернативные технические решения: частичное фрезерование, перфорация обсадной колонны с последующей цементацией через технологические отверстия, установка механических или комбинированных изоляционных устройств с последующей тампонажной заливкой. Перед цементированием производится контроль технического состояния обсадной колонны, проверка наличия межколонных давлений и оценка герметичности затрубного пространства. При выявлении межколонных проявлений предусматриваются мероприятия по их ликвидации с последующим подтверждением герметичности.

Все работы по ликвидации скважины при наличии подземного оборудования выполняются на основании утверждённого проекта ликвидации, а также разрабатываемого дополнительно детального плана работ (плана производства работ), учитывающего фактическое техническое состояние скважины. Указанный план подлежит согласованию с проектной организацией, разработавшей проект ликвидации, и утверждается недропользователем до начала выполнения работ.



6. Технологические и технические решения по ликвидации скважин

6.1. Основные положения реализуемого проектного документа

Основным решением по ликвидации скважин является установка цементных мостов с учетом горно-геологических особенностей разреза. При ликвидации скважин продуктивный пласт перекрывается цементным мостом по всей мощности и на 50 метров выше кровли. Прочность цементного моста проверяется разгрузкой бурового инструмента или НКТ с усилием, не превышающим допустимую удельную нагрузку на цементный камень и опрессовкой давлением на 100 кгс/см^3 (давление опрессовки в зависимости от глубины скважины) с выдержкой 10-15 мин.

Поскольку условия в скважине нормальные, для установки цементных мостов выбирается цемент класса G со стандартными свойствами: плотностью $1,85 \text{ г/см}^3$, растекаемостью не менее 18,0 см, пределом прочности 6,2 МПа при изгибе после 48 часов твердения и с водоцементным отношением 0,5. Добавки ускорителя или замедлителя вводятся по результату лабораторного анализа проб цемента и используемой воды.

Высота цементных мостов и места их установки в скважинах определены в соответствии с проектом на ликвидацию последствий деятельности разработки по углеводородам месторождения Кенкияк надсолевой АО «СНПС-Актобемунайгаз», отвечающем всем требованиям законодательных актов по недропользованию. Техническим решением для ликвидации скважины принимается метод установки цементных мостов с учетом горно-геологических особенностей разреза. Высота цементных мостов и места их установки в скважине определены в соответствии с требованиями законодательных актов по недропользованию. Установка ликвидационных цементных мостов при спущенной эксплуатационной колонне:

- в интервалы перфорации обсадной колоны установить цементные мосты по всей его мощности, и на 50 м выше кровли последнего интервала перфорации ;
- высота цементного моста над башмаком должна быть не менее 50 м;
- верхнюю часть скважины заполнить незамерзающей нейтральной жидкостью.

Согласно «Правил...» устье ликвидируемой скважины, вскрывшей горизонты, содержащие углеводороды, агрессивные среды, высоконапорные воды, независимо от ее расположения, оборудуется следующим образом (Схема №1). Устье ликвидированной скважины должно быть оборудовано колонной головкой и задвижкой высокого давления в коррозионностойком исполнении, отводами для контроля давлений в трубном и межколонном пространствах. Маховик с задвижек должен быть снят, манометры вывернуты, патрубки загерметизированы. На устье ликвидированной скважины устанавливается армированная бетонная тумба размером 1х1х1метров, где устанавливается табличка, на которой рельефно указываются номер и географические координаты скважины, наименование месторождения, недропользователь, дата ликвидации, надпись, предупреждающая о вероятности наличия сероводорода: «Осторожно, сероводород!»

В соответствии с существующими «Правилами...» перед началом работ по установке изоляционно-ликвидационных мостов скважина должна быть заполнена раствором с плотностью, позволяющей создать давление на 10-15% превышающее пластовое. Рецептуры



цементного раствора могут быть изменены в зависимости от фактических геолого-технических и технологических условий. Основным параметром при этом принимается время начала загустевания цементного раствора. Время ожидания затвердения цемента (ОЗЦ) для всех мостов принято не менее 24 часов. Наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием, не превышающим предельно допустимую удельную нагрузку на цементный камень. При установке цементных мостов предусматриваются следующие технологические особенности:

- способ установки цементного моста – на равновесие,
- метод установки – с контролем по объему,
- заливочная колонна - НКТ- с «воронкой» на первой трубе,
- продавочная жидкость.

Последовательность работ по установке и испытанию мостов на прочность:

- перевод скважины на буровой раствор, применявшийся при бурении с проектными параметрами, выравнивание его по всему циклу;
- демонтаж фонтанной арматуры и монтаж на устье скважины противовыбросового оборудования, предусмотренного проектом;
- установка башмака заливочной колонны на заданной глубине;
- закачка буферной жидкости;
- закачка цементного раствора;
- закачка буферной жидкости;
- закачка продавочной жидкости в объеме по расчету;
- подъем заливочных труб до установленной проектом и планом верхней границы цементного моста;
- герметизация устья скважины превентором и подготовка к обратной промывке буровым насосом (цементировочным агрегатом).
- срезка моста и обратная промывка с контролем выходящего раствора в объеме «продавочная жидкость + буфер», вымыв с контролем излишек цементного раствора. При отсутствии на «выходе» цементного раствора и буфера продолжать обратную промывку из расчета дополнительной прокачки $\frac{1}{2}$ расчетного объема продавочной жидкости;
- разгерметизация устья;
- подъем заливочных труб (80-100м) выше глубины срезки моста и герметизация устья;
- стоянка на ОЗЦ – не менее 24 часов и подъем заливочной колонны;
- спуск инструмента для нащупывания цементного моста;
- испытание моста на прочность разгрузкой;
- испытание моста на герметичность опрессовкой.

После установки ликвидационного моста, после испытания на прочность и герметичность, производится промывка скважины с приведением бурового раствора в соответствие с проектными параметрами и обработкой ингибитором коррозии. Так как во всех скважинах наблюдается наличие сероводорода буровой раствор обрабатывается нейтрализатором сероводорода. При завершении подъема заливочной колонны необходимо заполнить верхнюю часть скважины.



6.1 Буровая (подъемная) установка

6.1.1. Выбор установки (подъемного агрегата) для изоляционных работ

Основным критерием выбора установки для проведения работ при изоляционно-ликвидационных работах является соответствие грузоподъемности агрегата весу применяемых колонн труб (НКТ или бурильных труб). При этом нагрузка на крюке не должна превышать 0,6 величины параметра «допускаемая нагрузка на крюке» от расчетной массы бурильной колонны или 0,9 от расчетной массы колонны НКТ. При выборе установки, кроме грузоподъемности должны учитываться дополнительно следующие факторы: мобильность и компактность подъемного агрегата (возможность монтажа возле устья скважины);

- минимальные затраты времени и средств на монтаж и демонтаж подъемного агрегата;
- удобство в эксплуатации подъемного агрегата;
- минимальные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при работе подъемного агрегата.

В соответствии с фактической конструкцией скважины, работы будут вестись буровой установкой соответствующей грузоподъемности. Для проведения работ по ликвидации в скважине рекомендуется буровая (подъемная) установка АПРС-40, ХJ-450, ХJ-550, (из наличия) или аналог грузоподъемностью $40 \div 100$ тонн. Буровая установка должна быть укомплектована механизмами для приготовления, обработки, утяжеления, очистки, дегазации и перемешивания бурового раствора/промывочной жидкости для очистки ствола скважины перед установкой цементных мостов и дополнительными емкостями для резервного объема раствора.

Подъемный агрегат для проведения работ по консервации должен быть механизирован и оснащен самостоятельным пультом управления спускоподъемными операциями (СПО), расположенным в безопасном месте и снабженным контрольно-измерительными приборами (КИП), в т.ч. индикатором веса с записью нагрузки на крюке.

Ликвидацию скважин будет проводить «Компания-Подрядчик» выбранная по тендеру «Заказчиком» для проведения данных работ.

6.2. Монтаж бурового оборудования

- подготовительные и вышкомонтажные работы могут быть начаты при наличии утвержденного ПЛАНА РАБОТ, составленного на ликвидацию скважины и выдаче буровой бригаде наряда на их проведение (технические условия на монтаж);

- буровая установка должна быть обеспечена замкнутой циркуляционной системой, исключающей загрязнение окружающей среды;

- площадка для БУ должны быть запланированы с учетом естественного уклона местности;

- к демонтажу буровой установки с электроприводом разрешается приступать после получения письменного подтверждения работника, об отключении её от электросети;

- план работ на транспортирование крупного блока с вышкой утверждается руководством бурового предприятия после согласования трассы, т. е. отключения воздушных линий электропередач, связи, а также устройства переездов через шоссе и железные дороги, магистральные водо-, нефте- и газопроводы, пересекающие трассу передвижения блоков с заинтересованными организациями. Работы должны выполняться под руководством ответственного ИТР – механика;



Таблица 6.2

Характеристика буровой установки XJ-550 и основного оборудования для подъемных работ

№. п/п	Наименование	Модель	Нагрузка (kN)	Мощность (kW)	Примечание
1	Мобильная буровая установка	XJ-550 (ZJ-15)	1350KN	1000KW	
2	Буровая площадка в сборе	A63000000G2	1350KN	1350KN	
3	Площадь рабочей площадки	6,6 x 4,9м			
4	Вышка	JJ135/34	1350KN	1350KN	
5	Талевый блок	SL 160	1350KN	1350KN	
6	Крюкоблог	YG 150	1350KN	1350KN	
7	Лебедка	70 DB		1000HP	
8	Ротор	ZP 175	2250KN	2250KN	
9	Вертлюг	SL 135	1350KN	1350KN	
10	Силовая система	D430-1001	1885KN	454HP	
11	Дизельный двигатель	CAT3408		354 kW	
		CAT3408		354 kW	
12	Пневматическая система	E430-1600	1600KN	1600KN	
13	Гидравлическая система	E430-1700	1700KN	1700KN	
14	Буровой насос	1 #F-800			
		2 #F-800			
15	Оборудование для управления содержанием твердой фазы				
16	Оборудование для предотвращения сероводорода	Согласно требованиям промышленной безопасности РК, оснащать стационарным газоанализатором .			



Таблица 6.3

Характеристика буровой установки XJ-450 и основного оборудования для подъемных работ

№. п/п	Наименование	Модель	Нагрузка (kN)	Мощность (kW)	Примечание
1	Мобильная буровая установка	XJ-450 (ZJ-12)	1125KN	354KW	
2	Буровая площадка в сборе	A45000000G2	1125KN	1125KN	
3	Площадь рабочей площадки	6,6 x 4,9м			
4	Вышка	JJ112/32	1125KN	1125KN	
5	Талевый блок	SL 110/112	1125KN	1125KN	
6	Крюкоблок	YG 110/112	1125KN	1125KN	
7	Лебедка	JC40/40 DB		280KW	
8	Ротор	ZP 135	1350KN	1350KN	
9	Вертлюг	SL 110	1125KN	1125KN	
10	Силовая система	D450-1000		325 kW	
11	Дизельный двигатель	CAT C15		403 kW	
12	Пневматическая система	E450-1600	1600KN	1600KN	
13	Гидравлическая система	E450-1700	1700KN	1700KN	
14	Буровой насос	1 #NB8-600 (F-800)		441	
15	Оборудование для управления содержанием твердой фазы				
16	Оборудование для предотвращения сероводорода	Согласно требованиям промышленной безопасности РК, оснащать стационарным газоанализатором .			



Таблица 6.4

Подбор АПРС-40 подъемной установки и основного оборудования для подъемных работ

Мобильная подъемная установка	АПРС-40
Тип двигателя	Четырехтактный дизель
Количество и расположение цилиндров	6, V-образное
Рабочий объём цилиндров, см ³	11150
Степень сжатия	17,5±0,5
Максимальная мощность, кВт	243
Максимальный крутящий момент, Н*м	879
Топливо	Дизельное
Основные параметры	
Грузоподъемность на крюке (максимальная), т	40
Наибольшая высота подъема крюка, м	11
Вышка	16,5
Лебедка АПРС-40У	
Диаметр талевого каната, мм	25
Диаметр тартального каната, м	13,0;15,5
Канатоёмкость барабана при намотке тартального каната (при диаметре), м	2 300 (13 мм); 2 000 (15.5 мм)
Скорость перемещения крюка, м/с	0.15 - 1.5
Привод лебедки	От тягового двигателя автомобиля
Характеристики транспортного средства при полной массе	
Полная масса, кг	18760
Габаритные размеры в транспортном положении, мм	10 050 x 2 500 x 4 000
Максимальная скорость, км/ч	40



6.3. Подготовка к работам по ликвидации скважин

Подъемный агрегат и вспомогательное оборудование, инструменты и контрольно-измерительные приборы, исходя из предстоящих работ на скважине, должны быть проверены и приведены в соответствие с действующими требованиями, обеспечивающими безопасное проведение работ.

Подготовка насосно-компрессорных труб (НКТ) и бурильных труб (БТ) осуществляется в соответствии с РД 39-2-132-78 «Инструкцией по эксплуатации, ремонту и учету бурильных труб» (ВНИИТнефть, Куйбышев 1982), РД 39Р-05753520-001-95 «Положение по приемке, хранению, отбраковке, учету движения и по порядку перевода в другие области назначения НКТ и глубинно-насосных штанг». На трубной базе производятся гидравлические испытания, шаблонировка, маркировка, сортировка труб, а также калибровка резьбы. Непосредственно на площадке осуществляется наружный осмотр, повторное шаблонирование, укладка труб в порядке спуска в скважину и замер их длины.

При визуальном осмотре труб на скважине определяется состояние наружной поверхности трубы, муфты и их резьбовых частей. Обнаруженные небольшие забоины на поверхности трубы допускаются удалять с помощью напильника.

Шаблонирование труб необходимо производить при подъеме труб с мостков для спуска в скважину.

Результаты работ по установке мостов, проверке их на прочность и герметичность оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей. После выполнения перечисленного комплекса работ оборудование ствола ликвидируемой скважины и после подписания акта органом надзора ликвидация скважины считается завершенным.

На момент принятия решения о ликвидации последствий своей деятельности Недропользователю целесообразно создать комиссию из сотрудников ИТР, которая будет регулировать, и сопровождать все процессы, процедуры и выполняемые мероприятия, связанные с производством работ по ликвидации объектов.

«Разрешение 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 действующими нормативными документами РК.

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).

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.

Дегазацию резервуаров следует выполнять в соответствии с требованиями Временной инструкции по дегазации резервуаров от паров нефтепродуктов методом принудительной вентиляции. На дегазацию каждого резервуара должен составляться проект организации работ (ПОР), который должен включать подготовку резервуара к проведению работ и проведение основного процесса. В ПОР должны быть уточнены меры безопасности при проведении процесса дегазации.

К проекту организации работ должна быть приложена, для конкретного случая дегазации, схема обвязки и установки оборудования (вентилятор, устройство для поворота струи и регулирования подачи вентилятора, воздухопровод, газоотводная труба и др.). В схеме должны найти отражение тип, исполнение и марка применяемого оборудования, приборов и материалов, размеры воздухопровода (диаметр и длина) и газоотводной трубы (длина и диаметр), а также, если это необходимо, и другие вопросы, связанные с особенностями монтажа оборудования и его эксплуатации (крепление вентилятора и др.). ПОР утверждается руководством нефтебазы (директором или главным инженером) и согласовывается с начальником пожарной охраны нефтебазы.

В таблице №9 представлен номинал машин и агрегатов, используемых при ликвидационных работах.

6.4. Порядок оформления документов на ликвидацию скважин

Раздел ликвидации служит основанием для составления индивидуальных планов организации работ, обеспечивающих надежную ликвидацию каждой скважины. Ликвидация скважин должна проводиться по плану изоляционно-ликвидационных работ (ПОР).

Ликвидация скважины должна осуществляться в соответствии с проектной документацией и требованиями действующих нормативно-технических документов. Утвержденный Заказчиком и согласованный с органами надзора Республики Казахстан и природоохранными органами план является основанием для проведения работ по ликвидации скважины.

Все работы по проверке технического состояния по результатам выполнения работ



оформляются актами за подписью их исполнителей, материалы должны быть сброшюрованы, заверены печатью и подписями. Первый экземпляр хранится в делах организации Заказчика, на балансе которого находится скважина, второй экземпляр - в Государственной инспекции геологии и недропользования. Акт о ликвидации скважины и уточненные координаты ликвидированной скважины сдаются в геологические фонды Актыбинской областной инспекции геологии и недропользования на постоянное хранение.

Итоговые данные по ликвидации скважины направляются в КИР и ПБ РК с годовыми отчетами управлениями округов. Согласованный в указанном порядке план изоляционно-ликвидационных работ является основанием для проведения работ по ликвидации скважины. Ответственность за своевременное и качественное проведение работ несет организация Заказчика, на балансе которого находятся ликвидируемые скважины. Восстановление ранее ликвидированных скважин проводится при положительном решении предприятия, на учете которого находится скважина. Ремонтно-восстановительные работы производятся по плану, согласованному с ПВАСС.

Осложнения и аварии, возникшие в процессе проведения изоляционно-ликвидационных работ или в процессе исследования технического состояния скважины, ликвидируются по дополнительным планам, согласованным с ПВАСС и территориальной Инспекцией геологии и недропользования. Разработка мероприятий по предупреждению осложнений и аварий при установке цементного моста указаны в таблице 6.5.

Таблица 6.5.

Осложнения при установке моста	Наиболее характерные причины осложнений	Мероприятия по предупреждению осложнений
Повышение давления и прихват заливочной колонны.	Недостаточное содержание замедлителя схватывания или жидкости – воды затворения	Жесткий контроль за содержанием реагентов в жидкости затворения и процессом приготовления цементного раствора по плотности и расходу компонентов, приготовление всего объема раствора в осреднительной емкости.
	Образование затрудняющих прокачивание зон смешения цементного раствора с глинистым раствором	Применение буферных жидкостей и разделительных пробок, проверка смесей на загустевание.
	Подъем цементного раствора на значительно большую высоту, чем проектная, вследствие смешения и образования застойных зон	
	Загустевание цементного раствора при остановках циркуляции	Проверка рецептуры цементного раствора по показаниям консисометра с учетом температуры и давления.
	Образование застойных зон цементного раствора при вымывании его избытка	
	Низкая прочность или отсутствие цементного камня в проектном интервале установки моста.	Цементирование с расхаживанием колонны, применение легко разбухающих или отсоединяемых хвостовиков.
	Повышенное содержание замедлителя схватывания или воды в цементном растворе.	Жесткий контроль за приготовлением цементного раствора.
	Смешение цементного раствора с находящейся в контакте с ним жидкостью и низкая точность его продавливания.	Учет потерь на смешение, компенсация неточности при продавливании, применение буферной жидкости, разделительных пробок и контролирующих устройств, контрольный замер внутреннего объема заливочной колонны.
	Подсос пластовых флюидов вследствие поршневого эффекта.	
	Наличие каверны или желобной выработки.	
	Недостаточная несущая способность и негерметичность моста. Малая высота моста и недостаточное сцепление со стенками.	Снижение вязкости и СНС глинистого раствора, уменьшение зон смешения, снижение скорости подъема труб, применение отсоединяемого хвостовика.



Результаты работ по установке моста, проверке на прочность и опрессовке оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей. На этом оборудование ствола ликвидируемой скважины считается завершенным. После завершения работ по оборудованию устья ликвидируемой скважины производятся работы по зачистке территории отведенного участка земли и технический этап рекультивации. Составляется акт на рекультивацию земельного отвода, один экземпляр которого хранится в деле скважины, другой передается землепользователю. После завершения всех работ по ликвидации скважины составляется акт на выполненные работы за подписью исполнителей. Акт заверяется печатью и подписью руководства Заказчика. Проект акта о ликвидации скважины с утвержденным актом на выполненные работы и актом на рекультивацию земли представляются в территориальный орган ДКИР и ПБ РК на согласование в соответствии с «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», утвержденными МЭ РК за №200 от 22.05.2018г.

Повторная ликвидация, восстановленных скважин и оформление материалов на ликвидацию проводится согласно «Правил...» в соответствии с задачами и интервалами, указанными в проекте или обосновании на восстановительные работы.

Приложениях к Проекту представлены формы оформления:

- Приложение №1 – АКТ ликвидации последствий недропользования
- Приложение №2 – ПЛАН на ликвидацию скважины
- Приложение №3 – АКТ о приемке ликвидированных технологических объектов/скважин
- Приложение №4 – Перечень участков недр, на котором завершены работы по ликвидации последствий недропользования
- Приложение №5 – АКТ о приемке ликвидированных технологических объектов или скважин



7. Планирование работ на ликвидацию скважины

Общая задача изоляционно-ликвидационных работ при физической ликвидации скважины – установка цементных (изоляционных) мостов тампонирующей смесью затвердевающей в прочный малопроницаемый камень, находящийся в состоянии надежного контакта или сцепления с ограничивающими его связями. После завершения работ по физической ликвидации скважины, согласно Индивидуального плана, совместно с представителями уполномоченных органов в области, аварийно-спасательной (противофонтанной службы), охраны окружающей среды составляется АКТ о фактических проведенных мероприятиях по ликвидации вертикальной скважин 100, 193, 205, 2971, 2990, 65039, 195, 206, 1249, С-1 месторождения Кенкияк надсолевой.

Расчет высоты моста в соответствии с действующими на него нагрузками, ограничениями по высоте и технологическими особенностями его установки.

Определение объемов цементного раствора, продавочной жидкости, первой и второй порций буферной жидкости - воды и высоты подъема цементного раствора.

Расчет параметров режима продавливания цементного раствора в скважину в соответствии с величиной гидравлических сопротивлений, эффективностью замещения бурового раствора/промывочной жидкости цементным (оценивается по скорости потока в кольцевом пространстве) и особенностями управления процессом срезки штифтов в случае применения соответствующих контролирующих устройств.

7.1. Установка цементных мостов

Установка цементного моста - это операция по доставке и перекрытию цементным раствором зон, подлежащих изоляции или ликвидации.

Цементные мосты должны быть установлены по всей мощности и на 50 метров ниже и выше интервала перфорации, а также интервалов негерметичности, установки МСЦ, мест стыковок при секционном спуске эксплуатационной колонн. В башмаке предыдущей обсадной колонны должен быть установлен цементный мост на 50 метров ниже и выше интервалов.

Ликвидация скважин разработана без отворота и извлечения частей колонн.

7.2. Требования к свойствам тампонажного раствора и цементного моста

Для установки цементного моста рекомендуется использовать тампонажные портландцементы, бездобавочные (тип ПЦТ I) по ГОСТ 1581-96, предназначенные для низких и нормальных температур (15-20°C), умеренных температур (51-100°C) и повышенных температур (101-150°C). Транспортирование цемента осуществляется по ГОСТ 22237, хранение - по ГОСТ 30515. Изготовитель гарантирует соответствие цемента всем требованиям ГОСТ 1581-96 при соблюдении правил его транспортирования и хранения в упакованном виде в течение 60 суток после отгрузки, а при поставке без упаковки - на момент получения цемента потребителем, но не более 60 суток после отгрузки. Качество (пригодность) цемента для установки цементного моста определяется по соответствию физико-механических свойств тампонажного раствора, приготовленного из испытуемого цемента, требованиям ГОСТ 1581-96 (см. таблицу 7.1).



Таблица 7.1

Наименование показателей	Тип цемента		
	ПЦТ 1-50	ПЦТ 1-100	ПЦТ П-150
Тонкость помола: остаток на сите с сеткой № 008 по ГОСТ 6613, % не более	12,0	15,0	15,0
Водоцементное отношение, %	0,50-0,52	0,52-0,50	0,45
Плотность цементного раствора, г/см ³	1,83-1,85	1,80-1,85	1,82
Растекаемость цементного раствора (требуемое значение), мм	>200	>200	>200
Водоотделение (требуемое значение)	<8,7	<8,7	<8,7
Время загустевания до величины консистенции 30 ед. к. при 75 °С (требуемое значение), мин.	>90	>90	>90
Прочность при изгибе в возрасте 1 суток при 75°С (требуемое значение), МПа	> 2,7 (через 2 сут.)	> 3,5 (через 1 сут.)	> 3,5 (через 1 сут.)

При установке цементного моста в скважинах (к которым относятся рассматриваемые скважины), где предъявляются повышенные требования к цементным мостам, рекомендуется использовать высококачественные цементы типа ПЦТ1-Г. Цемент ПЦТ1-Г - это тампонажный портландцемент бездобавочный с нормированными требованиями при водоцементном отношении, равном 0,5. Нормативные показатели свойств тампонажного раствора на основе цемента ПЦП-Г приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2

Наименование показателя	Значение	
	не менее	не более
Прочность на сжатие через 8 ч затвердевания, МПа при температуре: -38°С -60°С	2,1 10,3	-
Водоотделение цементного теста, мл	-	3,5
Начальная консистенция цементного теста, через 15-30 мин после помещения в консистометр, ед. Вс	-	30,0
Время загустевания до консистенции 100 ед. Вс, мин	90,0	120,0

При низкой температуре горных пород в интервале установки цементного моста в тампонажный раствор добавляется ускоритель начала схватывания (хлористый кальций и т.п.). При высокой температуре горных пород в интервале установки цементного моста сроки схватывания тампонажного раствора регулируют введением лигносульфонатов (ССБ, КССБ и др.) или комплексонов - нитрилотриметилфосфоновой кислоты (НТФ) и оксиэтилидентифосфоновой кислоты (ОЭДФ) или ее производных.

К цементным мостам предъявляются определенные требования по долговечности, герметичности, прочности, а также по высоте и глубине расположения. Эти требования обусловлены конкретными геолого-техническими условиями. Требования к надежности, долговечности, прочностным свойствам и герметизирующей способности цементных мостов соответствуют требованиям, предъявляемым к крепи скважины. Цементные мосты должны быть прочными. Если при испытании на прочность мост не разрушается при создании на него удельной осевой нагрузки 4-5 тн., то его прочностные свойства удовлетворяют условиям нагружения от массы колонны труб. Герметичность моста зависит от высоты и состояния поверхности контактов (тампонажный раствор - стенка скважины, тампонажный раствор - внутренняя поверхность колонны) в период размещения тампонажного раствора в интервале



глубин. Для повышения герметичности и несущей способности мостов рыхлая часть глинистой корки в открытом стволе и прилипшие слои глинистого раствора на внутренней стенке обсадной колонны должны быть удалены. С этой целью используют буферную жидкость, размещенную между вытесняемым глинистым раствором и вытесняющим тампонажным раствором.

7.3. Буровые растворы/Промывочные жидкости, рекомендуемые для проведения работ по ликвидации

При ликвидации скважин используются буровые растворы/промывочные жидкости (растворы), тип и параметры которых соответствуют горно-геологическим условиям ликвидироваемой скважины.

Параметры бурового раствора/промывочной жидкости для очистки ствола скважины перед проведением работ, рецептура его приготовления и обработки, нормы расхода выбраны на основании расчетов и требований безопасного ведения работ при ликвидации нефтяных и газовых скважин.

Проверка параметров бурового раствора/промывочной жидкости должна производиться регулярно.

Свойства буровых растворов/промывочных жидкостей регулируются с целью обеспечения выноса шлама и ранее установленных цементных мостов с учетом предупреждения осложнений.

7.4. Бетонная тумба, устанавливаемая на устье скважины, при ее ликвидации

Устье скважины оборудовать заглушкой, установленной на кондукторе. На устье ликвидированной скважины установить армированную бетонную тумбу размером 1х1х1 метров, с репером высотой не менее 0,5м и металлической табличкой, на которой электросваркой рельефно (для обеспечения сохранности данных) указывать номер скважины, наименование месторождения, недропользователя, дату ликвидации.

Бетонная тумба, устанавливаемая на устье скважины при ликвидации и металлическая табличка, устанавливаемая на бетонной тумбе, представлены на рисунках 7.1 и 7.2.

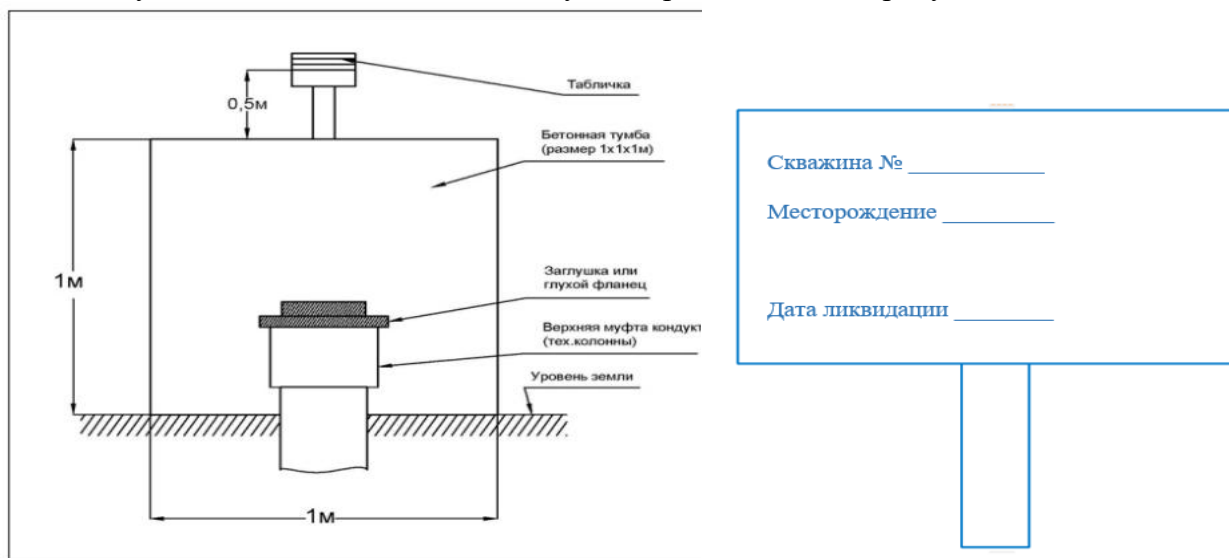


Рисунок 7.1 – Тумба, устанавливаемая на устье скважины при ликвидации

Рисунок 7.2. – Пример металлической таблички, устанавливаемой на бетонной тумбе при ликвидации скважины



7.5. Порядок проведения работ:

1. Завести на скважину 40м³ тех воду $\rho=1,02 \text{ г/см}^3$. Отработать нейтрализатором. Сероводорода диоксид марганца (MnO_2) из расчета 0,5кг на 1м³.
2. Не использовать жидкость, полученную при отработке.
3. Подготовить амбар не менее 2-х объемов скважины, смонтировать ВЛ с рассекателем, завести г/сепаратор (при глушении скважины и отработке, а также при проведении доп.глушении в процессе КРС в случаях проявления скважин с выходом нефти).
4. Подсоединить к затрубному пространству ЦА-320, опрессовать нагнетательные линии на 32,0 МПа, утечки устранить. Произвести глушение скважины тех.водой через затрубное пространство в объеме $V=20\text{м}^3$ до выхода тех.воды. Заполнение производить при минимальной производительности ЦА-320, чтобы не создать газовых подушек. Закрыть затрубное. Закачать тех воду в объеме НКТ для заполнения трубного пространства. Глушение считать законченным, если не наблюдается перелива в течении 4 часов. После глушения иметь на скв 2-кратный запас жидкости глушения (тех.воду 40м³ $\rho=1,02\text{г/см}^3$).
5. Установить на скважине подъемник и обвязать устье.
6. Промыть скважину рапой. Демонтировать Ф/А и установить на устье скв ПВО со спец. турбой.
7. Опрессовать ПВО на 32,0 МПа.
8. На устье установить устройство для предупреждения падения посторонних предметов в скважину и очистки наружных стенок труб от раствора.
9. При отсутствии перелива произвести подъем подземное оборудования с постоянным доливом в соответствии с нормативными требованиями.
10. Установить цементный мост (I-мост) чтобы полностью перекрыть перфорированные интервал.
11. Поднять башмак НКТ до верхней границы первого цементного моста и вымыть излишки цементного раствора.
12. Поднять НКТ на 20-30м. ОЗЦ – 24 часа.
13. Проверить глубину кровлю первого цементного моста и проверить на прочность посадкой НКТ на 4тн.
14. Установить глухой пакер (допускается использование взрыв пакера). Провести гидравлическое испытание пакера для II-цементного моста на 20 МПа технической водой. При температуре окружающей среды ниже 0°C допускается проводить гидравлическое испытание на 15 МПа рапой плотностью 1,16 гр/см³.
15. Установить цементный мост (II-мост) для перекрытия башмака предыдущей колонны 100 м.



Таблица 7.3

Интервал установки цементного моста			
№	№ скважины	I-мост	II-мост
1	С-1	905-1000 м	650-750 м
2	100	251-383 м	150-250 м
3	193	229-361 м	150-250 м
4	205	174-371 м	150-250 м
5	2971	254-381 м	150-250 м
6	2990	256-368 м	150-250 м
7	195	145-379 м	150-250 м
8	206	134-252 м	150-250 м
9	1249	272-371 м	150-250 м
10	65039	275-405 м	150-250 м

16. Поднять башмак НКТ до верхней границы второго цементного моста и вымыть излишки цементного раствора.
17. Поднять НКТ на 20-30м. ОЗЦ – 24 часа.
18. Проверить глубину кровлю второго цементного моста и проверить на прочность посадкой НКТ на 4тн.
19. Провести гидравлическое испытание второго цементного моста на 20 МПа технической водой. При температуре окружающей среды ниже 0°C допускается проводить гидравлическое испытание на 15 МПа рапой плотностью 1,16 гр/см³.
20. Поднять подземное оборудования со скважины с доливом.
21. После проверки цементного моста ствол скважины и межколонное пространство заполнить ингибированной нефтью с 10% ингибитором: КО-101 СТ 6797-1904-ТОО-03-2012.
22. Верхн. часть эксплуатационной колонны заполнить на 4-5 м от устья нефтью

Таблица 7.4.

Потребное количество материалов для установки цементных мостов и бетонной тумбы на устье ликвидируемых скважин

№ скв	Наименование или шифр		Объем цементного раствора	Цемент класса ПЦТ-G	Щебень (группа 3)	Тех. вода для затворения	Тех. вода для продавки
	Ед.изм.		м ³	тн	м ³	м ³	м ³
С-1		I-мост	1,8	2,4	-	1,9	1,9
		II-мост	1,88	2,5	-	2	12,6
	Бетонная тумба, размер 1х1х1, м	Устье скважины	1	1,23	0,3	0,74	0
	Суммарное на скважину		4,7	6,13	0,3	4,64	14,5
100		I-мост	1,8	2,4	-	1,9	3,4
		II-мост	1,33	1,8	-	1,4	2,1
	Бетонная тумба, размер 1х1х1, м	Устье скважины	1	1,23	0,3	0,74	0
	Суммарное на скважину		4,13	5,43	0,3	4,04	5,5



Продолжение таблицы 7.4							
193		I-мост	3,2	4,3	-	3,4	5,7
		II-мост	1,88	2,5	-	2	2,9
	Бетонная тумба, размер 1х1х1, м	Устье скважины	1	1,23	0,3	0,74	0
	Суммарное на скважину		6,08	8,03	0,3	6,14	8,6
205		I-мост	2,6	3,6	-	2,9	2,4
		II-мост	1,33	1,8	-	1,4	2,1
	Бетонная тумба, размер 1х1х1, м	Устье скважины	1	1,23	0,3	0,74	0
	Суммарное на скважину		4,93	6,63	0,3	5,04	4,5
2971		I-мост	2,4	3,2	-	2,6	6,3
		II-мост	1,88	2,5	-	2	2,9
	Бетонная тумба, размер 1х1х1, м	Устье скважины	1	1,23	0,3	0,74	0
	Суммарное на скважину		5,28	6,93	0,3	5,34	9,2
2990		I-мост	2,7	3,63	-	2,9	5
		II-мост	1,88	2,5	-	2	2,9
	Бетонная тумба, размер 1х1х1, м	Устье скважины	1	1,23	0,3	0,74	0
	Суммарное на скважину		5,58	7,36	0,3	5,64	7,9
195		I-мост	3,1	4,2	-	3,4	2
		II-мост	1,33	1,8	-	1,4	2,1
	Бетонная тумба, размер 1х1х1, м	Устье скважины	1	1,23	0,3	0,74	0
	Суммарное на скважину		5,43	7,23	0,3	5,54	4,1
206		I-мост	2	2,7	-	2,2	1,9
		II-мост	1,33	1,8	-	1,4	2,1
	Бетонная тумба, размер 1х1х1, м	Устье скважины	1	1,23	0,3	0,74	0
	Суммарное на скважину		4,33	5,73	0,3	4,34	4
1249		I-мост	2,6	3,5	-	2,8	7,4
		II-мост	1,88	2,5	-	2	2,9
	Бетонная тумба, размер 1х1х1, м	Устье скважины	1	1,23	0,3	0,74	0
	Суммарное на скважину		5,48	7,23	0,3	5,54	10,3
65039		I-мост	3,4	4,6	-	3,7	7,4
		II-мост	2	2,8	-	2,2	3,2
	Бетонная тумба, размер 1х1х1, м	Устье скважины	1	1,23	0,3	0,74	0
	Суммарное на скважину		6,4	8,63	0,3	6,64	10,6



8. Технологические и технические решения по ликвидации скважин, оборудованию их устья

Ежегодный контроль за состоянием устьев ликвидируемых скважин и необходимые ремонтные работы при обнаружении неисправностей и нарушений требований охраны недр возлагаются на организацию Заказчика, находящийся в геологическом отделе предприятия.

Осуществлять учет, ежегодный контроль за состоянием устьев ликвидированных скважин и необходимые ремонтные работы при обнаружении неисправностей и нарушений требований охраны недр.

После завершения изоляционно-ликвидационных работ в скважине, через месяц, через 6 месяцев и далее с периодичностью не реже одного раза в год, комиссией в составе уполномоченных органов в области охраны недр и окружающей среды, изучения и использования недр, земельных отношений, здравоохранения, промышленной и противопожарной безопасности проводится контроль воздуха вокруг устья скважины. Результаты проведенных замеров оформляются соответствующими актами.

Оборудование устья скважины Таблица 8.1
Спецификация устьевого и противовибросового оборудования (ПВО)

№	Номер скважины	Колонная головка			Фонтанная арматура (устьевое оборудование)			Краткое описание последнего текущего или капитального ремонта скважин
		Марка КГ	Рабочее давление, МПа	Тип и класс материала	Марка ФА (УО)	Рабочее давление, МПа	Тип и класс материала	Текущая компоновка подземного оборудования (наименование, размеры, длина НКТ, ПО).
1	100	АММК	14	Гост	нет			оборуд.нет
2	С-1				Есть			НКТ ф89*998
3	193	Заглушка		Гост	нет			оборуд.нет
4	195	Заглушка		Гост	нет			оборуд.нет
5	205	Заглушка		VAM	нет			оборуд.нет
6	206	к/г прокладка		Гост	нет			оборуд.нет
7	2971	к/г прокладка		VAM	нет			оборуд.нет
8	2990	к/г прокладка		VAM	нет			оборуд.нет
9	65039	КГ		VAM	нет			оборуд.нет
10	1249	КГ			нет			оборуд.нет



9. Мероприятия по предупреждения чрезвычайных ситуации при ликвидации скважин технологических объектов, включая нефтяных, газовых и нагнетательных скважин различного назначения

Для создания безопасных условий труда при ликвидации скважин буровая установка должен быть оснащен техническими средствами (устройствами, приспособлениями и приборами), позволяющими устранить опасные и трудоемкие производственные процессы и повысить безопасность и технический уровень их выполнения.

Безопасные условия и охрану труда в организации обязан обеспечить работодатель.

Все работники организаций, в том числе их руководители, обязаны проходить обучение в области промышленной безопасности и проверку знаний.

К работам на опасном производственном объекте допускаются работники после обучения безопасным методам и приемам выполнения работ, стажировки на рабочем месте, проверки знаний и практических навыков, проведения инструктажа по безопасности труда на рабочем месте и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ.

Работники должны владеть приемами оказания доврачебной помощи пострадавшим при несчастных случаях.

К руководству работами по ликвидации аварий допускаются лица, имеющие профессиональное образование по специальности и прошедшие проверку знаний в области промышленной безопасности.

Технические средства, технологические процессы, материалы и химические вещества, средства индивидуальной и коллективной защиты, используемые в производственных процессах, должны соответствовать требованиям охраны труда, установленным в РК, и иметь сертификаты соответствия.

После производства ликвидационных работ объекты должны обеспечить:

- возможность и безопасность возобновить добычу из продуктивных горизонтов, оставшихся запасов нефти и газа при обоснованной необходимости или возникшей экономической целесообразности;
- сохранность ликвидируемых скважин для их использования в целях, не связанных с добычей нефти и газа;
- безопасное пребывание людей, ведение посторонних работ в пределах зон ликвидированных участков;
- охрану зданий и сооружений от вредного влияния горных выработок (оползней, подтоплений, просадок грунта и т.д.).

Погрузочно-разгрузочные работы и перемещение тяжестей с применением грузоподъемных кранов должны осуществляться в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов».

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

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 3 метров.

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



9.1. Меры по обеспечению безопасности населения и персонала, зданий и сооружений.

При проведении работ по ликвидации обеспечивается промышленная и производственная безопасность персонала и населения. Работы выполняются по утверждённому проекту и плану производства работ с назначением ответственных лиц. Персонал проходит обязательный инструктаж и допускается к работам в установленном порядке с применением необходимых средств индивидуальной защиты. Организуется контроль за загазованностью, давлением в скважине и состоянием устьевого оборудования. Территория работ ограждается и обозначается предупредительными знаками. В целях охраны недр предусматривается установка цементных мостов, обеспечивающих изоляцию продуктивных и водоносных горизонтов, исключение межпластовых перетоков и ликвидация межколонных давлений. Принимаются меры по предотвращению загрязнения окружающей среды, включая исключение проливов нефти и технологических жидкостей, организацию герметичного сбора отходов и их передачу специализированным организациям. Здания и сооружения приводятся в безопасное состояние, аварийные элементы демонтируются, обеспечивается устойчивость конструкций.

Во избежание отравления людей следует твердо знать и строго выполнять следующие требования:

1. При монтаже бурового оборудования жилые городки и культурно-бытовые помещения располагаются по отношению к устью скважины с учетом господствующего направления ветра и рельефа местности. Запрещается установка помещений по замкнутому периметру.
2. Обеспечит всех находящихся на месторождении средствам индивидуальной защиты (противогазами) под роспись.
3. Обеспечить буровое и другие подразделения приборами для замера концентрации опасных газов, медицинскими аптечками, фонарями типа «Кузбасс», аншлагами с надписью «Хода нет», «Въезд запрещен».
4. Запретить нахождение посторонних людей на объектах и жилых помещениях подразделений.
5. Систематически производить контроль воздушной среды согласно утвержденного графика
6. При появлении загазованности на объектах немедленно оповестить всех людей, находящихся на его территории, принять меры по предотвращению отравлений.
7. При возникновении концентрации опасных газов выше предельно допустимого вывести людей в безопасную зону. Обеспечить линии электроснабжения, находящихся в зоне загазованности, принять меры противопожарной безопасности и немедленно сообщить руководству компании о загазованности с указанием причины, концентрации опасных газов, направлении ветра и распространения газового шлейфа, для оперативной эвакуации людей из опасной зоны указать их количество.
8. При выводе людей из зоны загазованности следует помнить, что двигаться нужно в направлении против ветра. Исключение составляет причина возникновения загазованности от постороннего источника (с другой буровой, сборного пункта нефти, поврежденного трубопровода).
9. В таком случае вывод людей осуществляется в перпендикулярном направлении ветра.
10. Для определения направления ветра и соответственно направления распространения опасной загазованности и воздушной среды, в случае возникновения аварийной ситуации на скважине необходимо устанавливать указатель направления ветра (флюгера).
11. Указатель направления ветра должен быть установлен в свободно продуваемом и хорошо видимом месте, в ночное время освещается.



Для предупреждения несчастных случаев с персоналом работы по ликвидации аварии необходимо организовать следующим образом:

1. Работы по ликвидации аварии в скважине должен выполнять буровой мастер под руководством старшего инженера (мастера) по сложным работам или главного инженера конторы бурения (экспедиции, разведки, участка). Присутствие остальных инженерно-технических работников внутри фонаря и в пределах опасной зоны нежелательно. В случае затянувшейся ликвидации аварии, но не позднее чем через 5 суток с момента ее возникновения, составляется план ликвидации аварии, утверждаемый руководством бурового предприятия.
2. До спуска ловильного инструмента в скважину должно быть проверено состояние:
 - а) талевого каната и надежность его на случай прихвата оставшейся части бурильной колонны;
 - б) приспособления для крепления неподвижного конца талевого каната;
 - в) индикатора веса, особенно правильность положения стрелок приборов; четкость записей пишущего прибора; качество и состояние крепления дюритового шланга и трубок от трансформатора давления к показывающим и пишущим приборам индикатора веса;
 - г) фонаря вышки и крепления его соединений, а также прочности фундаментов под ногами вышки;
 - д) кронблока, талевого блока, трансмиссий и тормозной системы лебедки;
 - е) вкладышей и стопорных устройств ротора и вертлюга.
3. Крепление ловильного инструмента и другие работы в скважине при подвешенной на ведущей трубе бурильной колонне выполняются при застопоренных вкладышах и зажимах клиньев ротора, исключающих выпадение их при резком вращении или внезапном подъеме. Кроме того, зажимы (клинья) закрепляются болтами.
4. Рабочие места внутри вышки должны иметь свободные доступы и отходы, а внутренняя площадь должна быть освобождена от посторонних предметов.
5. Помимо изложенного, при работах по извлечению прихваченной бурильной или обсадной колонны необходимо удалить всех рабочих из опасной зоны, кроме бурильщика, но не ближе, чем на 50 м от вышки. При бурении на дизельном приводе в дизельном помещении остается дизелист, но он должен быть предупрежден об обязательном нахождении в менее опасной зоне (вдоль условной линии продолжения диагоналей фонаря).
6. Необходимо иметь постоянную двустороннюю радиотелефонную связь с офисом предприятия, противопожарной, газоспасательной службами.

10. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ



Предприятия нефтегазовой промышленности по сравнению с предприятиями других отраслей топливно-энергетического комплекса характеризуются повышенной опасностью. В технологических системах этих предприятий используется большое количество продуктов, которые могут возгораться, образовывать взрывоопасные смеси, приводить к загрязнению воздушного бассейна, гидросферы и почв.

Строгое соблюдение требований нормативных документов по охране труда, техники и пожарной безопасности на объектах деятельности является одним из главных условий их ритмичной и безаварийной работы.

Организация недропользователь несет полную ответственность за обеспечение надежности, технической и экологической безопасности объектов ликвидации на окружающую среду, здоровью работников и населения.

После ликвидационных работ объекты должны обеспечить:

- возможность и безопасность возобновления добычи из продуктивных горизонтов, оставшихся запасов нефти и газа, при обоснованной необходимости и экономической целесообразности;
- сохранность консервируемых и ликвидируемых скважин для их использования в целях, не связанных с добычей нефти и газа;
- безопасное пребывание людей, ведение посторонних работ в пределах зон ликвидированных участков месторождений;
- охрану зданий и сооружений от вредного влияния горных выработок (подтоплений, просадок грунта, оползней и т.п.).

Погрузочно-разгрузочные работы и перемещение тяжестей с применением грузоподъемных механизмов должны осуществляться в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов».

Канаты, применяемые для обвязки грузов и изготовления стропов, должны соответствовать государственным стандартам. Полученные от завода изготовителя стальные канаты должны быть снабжены сертификатами качества с указанием технических характеристик 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 трех метров. При погрузочно-разгрузочных работах, перевозке грузов, грунтов и т.п. крановщики, водители и рабочий персонал должны производить операции по сигналу стропальщика.

При ликвидации скважин ведутся работы по демонтажу и вывозу за территорию промысла резервуаров, буферных емкостей, мерников (АГЗУ), выкидных и технологических линий (трубопроводов). Демонтаж выше перечисленного оборудования сопровождается применением огневых работ, в основном газорезкой металлов, что подразумевает строгое соблюдение правил пожарной безопасности.

Перед проведением огневых работ в соответствии с утвержденным планом проводится подготовка рабочего места. Проводятся работы по устранению взрывоопасных концентраций газа в резервуарах, нефтепроводах и т.п. и в воздушной среде производственных помещений.

Для предотвращения взрывов паров и газов, а также легковоспламеняющихся жидкостей рекомендуется все свободные емкости и 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 специальной ленты. После выполнения всех подготовительных мероприятий, предусмотренных «Планом



проведения огневых работ», начальник подписывает «Разрешение на проведение огневых работ».

Состояние воздушной среды в местах ведения огневых работ непрерывно контролируется путем отбора проб и их анализа. «Разрешение на проведение огневых работ» согласовывается со службой местной пожарной охраны в части обеспеченности мер пожарной безопасности и наличия на месте выполнения огневых работ первичных средств пожаротушения и их удовлетворительного технического состояния, установленных правилами пожарной безопасности при проведении сварочных и других видов огневых работ на объектах промысла.

Контроль за выполнением мер техники безопасности при проведении огневых работ со стороны службы техники безопасности промысла определяется в соответствии с правилами и инструкциями, разработанными и действующими на месторождении.



Таблица 10.1.

Основные требования и мероприятия по технической безопасности при ликвидации скважин

№ п/п	Общие требования и мероприятия
1	2
1	Объект должен быть обеспечен противопожарным инвентарем и первичными средствами пожаротушения и размещаться таким образом, чтобы обеспечивался свободный доступ к ним любое время. Все работники и руководители должны уметь пользоваться средствами пожаротушения. Для создания безопасных условий труда необходимо оснастить буровую установку техническими средствами (устройствами и приспособлениями), позволяющими устранять опасные и трудоемкие производственные факторы, а также обеспечить рабочих и инженерно-технический персонал необходимой документацией по безопасности труда, для обеспечения безопасности работающих на случай пожара. Буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения, приспособлениями и устройствами согласно «Нормативов...»
2	Разработать план ликвидации возможных аварий и действий персонала
3	Руководствоваться: Типовыми инструкциями по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад; Типовыми инструкциями по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования; Руководствоваться требованиями инструкции по предупреждению газонефтепроявлений (ГНВП) и открытых фонтанов при строительстве скважин на месторождениях АО «СНПС-Актобемунайгаз», утвержденный руководством АО от 31.12.2025г.
4	В соответствии со СНиП «Вспомогательные здания и помещения промышленных предприятий» и «Нормативы санитарно-бытовых оснащений бригад, занятых бурением и ремонтом скважин», буровая при стационарном, вахтовом и вахтово-экспедиционном методе организации труда должна быть обеспечена санитарно-бытовыми помещениями. Рабочие должны быть обеспечены горячим питанием, с регламентированным обеденным перерывом для работающих расстояние до столовой не должно превышать 75 метров. При доставке горячего питания на объекты, должны быть организованы пункты приема пищи. Условия доставки и условия в пунктах приема пищи согласовываются с государственными органами санитарно – эпидемиологической службы. В комплексе обустройства буровой установки должна быть оборудована столовая (вагон – столовая).
5	Технологические системы, их отдельные элементы, оборудование должны быть оснащены необходимыми средствами регулирования, блокировками, обеспечивающими их безопасную эксплуатацию. Для взрывоопасных технологических процессов должны предусматриваться автоматические системы противоаварийной защиты, предупреждающие образование взрывоопасной среды и других аварийных ситуаций, при отклонении от предусмотренных регламентом предельно допустимых значений параметров процесса во всех режимах работы и обеспечивающие безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние. - На запорной арматуре (затворках, кранах), устанавливаемой на трубопроводах, должны быть указатели положения затворов.



Таблица 10.2

Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

№	Основные требования и мероприятия (со ссылкой на действующие документы)
1	2
1	Для обеспечения безопасных условий труда и выполнении требований по промышленной санитарии и гигиене труда, рабочий должен быть обеспечен: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, средствами индивидуальной защиты от шума и вибрации, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности
2	Для обеспечения безопасности работающих на буровых установках и профилактики профзаболеваний необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, спецобувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Выдача спец. одежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентирована «Норм выдачи специальной одежды и других средств индивидуальной защиты работникам организаций различных видов экономической деятельности», Приказ Министра здравоохранения и социального развития РК от 8 декабря 2015 года № 943. Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважин должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, представленными в таблице 9.3.
3	Учитывая наличие паров органических веществ: углеводородов, эфиров, спиртов, альдегидов в воздухе рабочей зоны и в соответствии с каталогом «Промышленные противогазы и респираторы» члены буровой бригады для защиты органов дыхания должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты – противогазами марки А, коричневая окраска, время защитного действия (коробка без фильтра)-120 минут при максимальном содержании вредных веществ в диапазоне 2400-2600 мг/м ³ (по бензолу) см. таблицу 10.3.
4	С целью снижения на работающих воздействия шума и вибрации в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации, представленными в таблице 10.4.
5	Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться «Отраслевыми нормами проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности», а также соблюдать требования СН РК 2.04-01-2011 которые представлены в таблице 10.5.
6	Необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещенных территориях для обеспечения нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения. Аварийное освещение для продолжения работ должно быть предусмотрено для рабочих поверхностей.



Таблица 10.3

Средства индивидуальной защиты, спецодежда

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр, и т.п.	Потребное количество для бригады		
		Вышкомонтажной	буровой	опробования
1	2	3	4	5
1	Куртка х/б на утепленной подкладке	20	30	12
2	Брюки х/б на утепленной подкладке	20	30	12
3	Спецобувь зимняя	20	30	12
4	Костюм брезентовый	20	30	12
5	Спецобувь летний	20	30	12
6	Рукавицы меховые	20	30	12
7	Каска защитная	20	30	12
8	Шлем под защитную каску	20	30	12
9	Очки защитные	20	30	12
10	Костюм х/б с водоотталкивающей пропиткой	0	30	0
11	Рукавицы антивибрационные	0	30	0
12	Респиратор фильтрующий	0	30	0
13	Противогаз марки «А»	0	30	0
Отраслевые нормы выдачи за счет средств работодателя специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной и газовой промышленности от 11 июля 2008 г. №177-п Примечание: Допускается применять аналогичные средства индивидуальной защиты и спецодежда.				



Таблица 10.4

Средства коллективной защиты от шума и вибрации

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр, и т.п.	Место установки на буровой
1	2	3
1	Кожух (импортный)	Вертлюжки-разрядники шинно-пневматических муфт пневмо-системы
2	Виброизолирующая площадка (резиновые коврики)	У пульта бурильщика
3	Глушитель шума (используются специальные наушники)	Выхлопной патрубков пневматического бурового ключа



Таблица 10.5

Нормы электрической освещенности

№№ пп	Наименование объекта	Разряд и подразряд зрительной работы	Освещенность при общем освещении лампами накаливания, локс
1	2	3	4
1.	Устья скважин (при их обслуживании в темное время суток)	X	30
2.	Места управления задвижками на территории резервуарных парков, групповых установок.	XIIIa	30
3.	Территории резервуарных парков, групповых установок.	XIII	2
4.	Места установок КИПиА		50
5.	Места замеров уровня нефти в резервуарных парках	IX	50
6.	Приемный мост, лестницы, марши, сходы	IV	50
7.	Путь талевого блока	IV	75
8.	Автомобильные дороги, автостоянки и погрузочно-разгрузочные площадки		8

* ППБ НГО 30.12.2014г. №355 (Приложение 6)



Средства контроля воздушной среды

Для контроля проветривания рабочей зоны буровой площадки, подвышечного пространства и помещений буровой включая помещение насосного блока и очистки бурового раствора применяют измерительные приборы для мониторинга параметров воздуха и визуальный осмотр систем вентиляции.

Методы контроля – регулярное измерение концентрации вредных газов (сероводорода, метана) и других загрязнителей в воздухе рабочей зоны с помощью стационарных или переносных газоанализаторов.

Таблица 10.6.

№ п\п	Наименование, а также тип, вид и т.д.	Количество, шт	Место установки датчиков стационарного газоанализатора
1	2	3	4
1	Стационарный газосигнализатор на 8 точки ЕС-172Т-К2-8 канал	к-т на 8 точек	роторная –1шт., в начале желобной системы-1шт., у вибросит-1шт., насосная –2шт., у приемных емкостей-2шт., жилой комплекс –1шт. (ППБ НГО 30.12.2014г. №355)
2	Переносные газосигнализаторы (HS-01S, BWClip, GW-2H)	2	
3	Проветривания Вентиляторы	-	Роторная площадка-1шт; под роторная площадка-2шт; ЦС возле вибросита-1шт;
Примечание: Для установки АПРС-40 схема размещения датчиков стационарных газосигнализаторов принимается с учетом конструктивных особенностей установки. Допускается применение аналогичного оборудования с техническими характеристиками не ниже указанных.			



11. ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ

11.1 Мероприятия по охране недр

Под охраной подземных вод понимается система мер, направленных на предотвращение и устранение последствий загрязнения, засорения и истощения вод, а также на сохранение и улучшение их качественного и количественного состояния.

В целях предупреждения загрязнения подземных вод предусматриваются следующие мероприятия:

- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив горюче-смазочных материалов, возникающие при использовании неисправной или непроверенной строительной техники и механизмов;
- профилактический осмотр и ремонт оборудования, строительной техники и автотранспорта;
- исключение сбросов всех видов стоков на поверхность земли.

11.2 Мероприятия охране окружающей среды

К основным потенциальным загрязнителям окружающей среды при ликвидации относятся:

- буровые и тампонажные растворы;
- сточные воды и шлам;
- продукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания и котельных;
- химические реагенты и материалы для приготовления, утяжеления и обработки буровых и тампонажных растворов.

Возможные пути попадания указанных загрязнителей в природные воды и почву следующие:

- загрязнение почв и грунтовых вод в результате отсутствия надежной гидроизоляции технологических площадок (под вышечно-лебедочным, силовым и насосными блоками, циркуляционной системой и блоком приготовления раствора);
- поступление загрязнителей в почву и в грунтовые воды при открытых фонтанах, аварийных разливах нефти в ходе ликвидации скважин, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов, разлива ГСМ и отработанных масел;
- поступление в природные объекты материалов и химических реагентов для приготовления буровых и цементных растворов при нарушении требований в процессе их погрузки, транспортировки, разгрузки и хранения.

Загрязнение атмосферного воздуха происходит при работе двигателей внутреннего сгорания, а также в аварийных ситуациях при нефтегазопрооявлениях, открытых фонтанах.

Уровень загрязнения окружающей среды и степень экологической опасности оценивается кратностью превышения предельно-допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в природных объектах.

Вредные вещества, попадая из источников загрязнения в одну из природных сред (воздушную, водную, почвенную) вовлекаются в общую миграцию (круговорот) веществ, и как правило, в течение того или иного отрезка времени получают распространение во всех природных средах. В связи с этим необходимые требования к техническим средствам и технологии ведения строительства скважин, а также специальные природоохранные мероприятия направлены, в основном, на ликвидацию источников загрязнения природной среды или на сведение их влияния к минимуму, соответствующему ПДК.

Предотвращение загрязнения территории и водоемов, пресных подземных вод и продуктивных горизонтов от обводнения, перетоков и открытых выбросов, соблюдение



требований действующих Законодательств РК о земле, воде, лесах, недрах намечается обеспечить следующими мерами:

Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории – вокруг площадки будут сделаны ограждения.

Движение транспорта за пределами площадки осуществлять только по утвержденным трассам.

Расположение объектов на площадке должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.

Планировка площадки осуществляется с уклоном, направленным в сторону, противоположную береговой линии водоема, оврага.

При водоснабжении от водяных скважин, пробуренных на площадке возле скважины, предусматривается их ликвидация после окончания строительства скважин или передача местным хозяйствам.

Сыпучие материалы и химические реагенты должны храниться в закрытых помещениях или в контейнерах на огражденных площадках, возвышающихся над уровнем земли и снабженных навесом.

Хранение химических растворов осуществляется в емкостях, исключающих утечку.

Дозировку химических реагентов производить только в специально оборудованных местах, исключающих попадание их в почву и водные объекты.

Сгораемые твердые отходы собираются и сжигаются в мусоросжигаемой установке с последующим захоронением золы в шламонакопителе. Металлическая, стеклянная и прочая тара будет отправляться во втор. сырье. Отходы временно складироваться в специально отведенных местах.

Необходимо производить анализ и выявление всех возможных источников вредных выбросов в атмосферу от работы.

Выявлено, что источниками загрязнения атмосферного воздуха являются: выхлопные трубы дизельных ДВС, неорганизованные выбросы от емкостей для хранения ГСМ. Основные источники выбросов – это дизельные ДВС, не имеют постоянного места пребывания, различные параметры выбросов (различные дизеля, расходы дизтоплива и т.д.).

Поэтому качественно-количественные характеристики выделяющихся вредных веществ от буровой определены расчетным методом на основании действующих нормативных материалов РК.

В качестве мероприятий для предупреждения и ликвидации аварийных выбросов применяемых или нужных для применения на предприятии при существующей технологии можно отнести следующие:

- работы по ликвидации ведутся с соблюдением режимов и параметров раствора, согласно техническим проектам;
- применение при ликвидации раствора предотвращает выбросы нефти, газа и воды из пластов за счет противодействия веса столба раствора в затрубном пространстве скважины, обеспечивая этим недопущение аварийного выброса углеводородов в атмосферу при нормальном ведении технологического процесса.

Применение в технологической схеме серийно выпускаемого блочного оборудования, соответствующего по показателям технического уровня современному уровню развития науки и техники.

Данные мероприятия носят многоцелевой, комплексный характер, т.е. обеспечивают надежность эксплуатации сооружений, долговечность работы оборудования и коммуникаций, безопасность проведения процесса работ и экологичность технологического процесса.



11.3 Мероприятия по уменьшению возможного негативного воздействия

Мероприятия по уменьшению возможного негативного воздействия необходима постоянно, так как ее возникновение зависит не только от проектных параметров, но и от текущей ситуации, сочетание управленческих решений, параметров процесса, состояния оборудования и степени подготовленности персонала, внешних условий. Предупреждение негативного воздействия возможно при постоянном контроле за процессом и прогнозировании риска.

Важную роль в обеспечении безопасности рабочего персонала и местного населения и охраны окружающей природной среды во время проведения ликвидации месторождения играет система правил, нормативов, инструкций и стандартов, соблюдение которых обязательно руководителями и всеми сотрудниками компании и подрядчиков. При проведении работ необходимо уделять внимание монтажу, проверке и техническому обслуживанию всех видов оборудования, требуемых в соответствии с правилами техники безопасности и охраны труда, обучение персонала и проведение практических занятий.

- На ликвидацию аварий затрачивается много времени и средств. Значительно легче предупредить аварию, чем ее ликвидировать. Поэтому при производстве планируемых работ необходимо уделять первоочередное внимание предупреждению аварий, а именно:
- своевременный ремонт нефтепроводов, выкидных линий, сточных коллекторов, осевых коллекторов;
- осуществление мер по гидроизоляции грунта под оборудованием;
- химические реагенты и запасы растворов должны храниться в металлических емкостях, материалы для бурения - на бетонных площадках на специальных складах;
- отделение твердой фазы и шлама из раствора и сточных вод при помощи центрифуги, нейтрализации токсичных шламов, других отходов и транспортировка их на полигон захоронения;
- регенерация раствора на заводе приготовления, повторное использование сточных вод;
- применение установками на электроприводе;
- сокращение валового выброса продукции скважин за счет;
- ограничения времени работ;
- проведение рекультивации нарушенных земель, в том числе в соответствии с проектом ликвидации;
- свести к минимуму количество вновь прокладываемых грунтовых дорог;
- рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны при строительстве. Расположение объектов на площадке буровой должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования;
- снятие и сохранение плодородного почвенного слоя для последующего использования его при рекультивационных работах;
- не допускать расширения дорожного полотна;
- осуществить профилактические мероприятия, способствующие прекращению роста площадей, подвергаемых воздействию при производстве работ;
- запрещение кормления и приманки диких животных;
- запрещение браконьерства и любых видов охоты;
- использование техники, освещения, источников шума должно быть ограничено минимумом;
- обеспечение движения транспортных средств в соответствии с разработанной транспортной схемой.



11.4 Оценка воздействия ликвидации объектов недропользования на окружающую среду

Для оценки негативного воздействия на атмосферный воздух технологического оборудования при ликвидации деятельности недропользования проводится инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу при производстве работ по ликвидации последствий деятельности недропользования, в ходе которой выявляются стационарные источники выбросов, рассчитываются валовые и максимально-разовые выбросы от стационарных и передвижных источников, организованных и неорганизованных источников. Определяются продолжительность видов работ и количество используемых работников.

При оценке определяются типы и степень воздействия на геологическую среду, водные ресурсы, на почвенный и растительный покров, антропогенные и техногенные воздействия на животный мир и радиологическую безопасность проводимых работ и естественного фона.

По результатам оценки воздействия ликвидации на окружающую среду подается заявление об экологических последствиях.

11.5. Меры по предотвращению загрязнения подземных вод.

В целях исключения загрязнения подземных вод проектом предусматривается установка сплошных цементных мостов в интервалах залегания водоносных горизонтов, герметизация межколонного пространства и контроль качества цементирования инструментальными методами. Исключается возможность фильтрации технологических жидкостей в грунт. При выявлении загрязнения производится локализация и удаление загрязнённого грунта с последующей утилизацией в установленном порядке. При необходимости организуется мониторинг состояния подземных вод.

11.6. Оценка воздействия ликвидации на окружающую среду.

В проекте приводится характеристика текущего состояния окружающей среды, определяются потенциальные источники воздействия в период проведения работ, включая выбросы, отходы, шум и воздействие на почвы. Оцениваются краткосрочные и долгосрочные последствия планируемых мероприятий. Разрабатываются меры по минимизации негативного воздействия и программа производственного экологического контроля. Вывод о допустимости воздействия при условии соблюдения проектных решений указан в разделе РООС.

11.7. Меры по рекультивации нарушенных земель при проведении ликвидации

После завершения ликвидации скважины выполняется демонтаж технологического оборудования, металлических конструкций, бетонных оснований и фундаментов, временных сооружений, инженерных сетей и подъездных коммуникаций (при необходимости их ликвидации). После демонтажа и вывоза оборудования работу по технической рекультивации земель необходимо проводить в следующей последовательности:

- 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 планировку 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).

Снятый ранее плодородный слой почвы используется для восстановления рекультивируемых земель. При необходимости производится завоз дополнительного плодородного грунта. После подготовки поверхности наносится плодородный слой, формируется рельеф, соответствующий будущему использованию участка по целевому назначению.

Рекультивация нарушенных земель при ликвидации скважин осуществляется в соответствии с требованиями Экологический кодекс Республики Казахстан, Земельный кодекс Республики Казахстан и Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» и выполняется за счёт средств недропользователя в рамках обязательств по ликвидации последствий недропользования.



Раздел II. Организация строительства



Водоснабжение Баланс водопотребления технической воды

Таблица 1.1

№	Наименование	Источник заданного вида снабжения	Объем запасных емкостей для воды м³	Водопотребление, м³				
Вода для технических нужд				скв.100	скв.193	скв.205	скв.2971	скв.2990
1.	Вода необходимая для ликвидации	Привозная	80-100	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
2.	Вода для установления бетонной тумбы			0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
3.	2-х кратный запас воды для глушения			11,0	17,20	9,0	18,40	15,80
Итого				111,74	117,94	109,74	119,14	116,54
Безвозвратное потребление воды								
4.	Вода для цементажа			8,80	14,0	8,80	13,80	12,80
Итого вода для технических нужд				120,54	131,94	118,54	132,94	129,34
Питьевое и бытовое водоснабжение								
Характеристика источника водоснабжения (вода привозится в бутылках и цистернах)		Расчетная потребность 150 литров на 1 человека в сутки (СНИП 4.01-02-2009)						
в период ликвидации		Водоснабжения и наружные сети и сооружения 2,25 x 1,3 x 45 = 131,63м³/год						
				131,63	131,63	131,63	131,63	131,63

№	Наименование	Источник заданного вида снабжения	Объем запасных емкостей для воды м³	Водопотребление, м³				
Вода для технических нужд				скв.65039	скв.195	скв.206	скв.1249	скв. С-1
1.	Вода необходимая для ликвидации	Привозная	80-100	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
2.	Вода для установления бетонной тумбы			0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
3.	2-х кратный запас воды для глушения			21,20	8,20	8,0	20,60	29,0
Итого				121,94	108,94	108,74	121,34	129,74
Безвозвратное потребление воды								
4.	Вода для цементажа			16,50	8,90	7,60	15,10	18,40
Итого вода для технических нужд				138,44	117,84	116,34	136,44	148,14
Питьевое и бытовое водоснабжение								
Характеристика источника водоснабжения (вода привозится в бутылках и цистернах)		Расчетная потребность 150 литров на 1 человека в сутки (СНИП 4.01-02-2009)						
в период ликвидации		Водоснабжения и наружные сети и сооружения 2,25 x 1,3 x 45 = 131,63м³/год						
				131,63	131,63	131,63	131,63	131,63



Таблица 2.1

Потребность в ГСМ

Потребность в ГСМ для двигателей буровой установки				Потребность жидкого топлива для котельной установки, кг/час	База снабжения ГСМ	
всего	Топлива , м³/сут				наименование	расстояние до буровой, км
	Летний период		Смазки			
	5,0	Зимний период	Масла кг/сут	Смазки кг/сут		
	5,0	5,5	50	20	75	вахт. пос. Жанажол



3. СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Таблица 3.1

Маршрут транспортировки грузов и вахт

Пункты размещения промбаз предприятия		Номер пункта	Характеристика маршрута			
Наименование организации пробазы, карьеры	Пункт		Общая протяженность, км	Вид транспорта (наземный,морской)	Наземные пути	
					Тип дороги	Вид транспортного средства
1	2	3	4	5	6	7
Актобе	Вахтовый поселок	1	244	Наземный	Асфальтированная грунтовая	Автомобиль
Актобе	Новый вахтовый поселок	2	299,7	То же	То же	То же
Актобе	Кенкияк ЦИТС КНГДУ	3	203,1	То же	То же	То же
Актобе	Новая база УПТОиК	4	248,7	То же	То же	То же
Актобе	ЦДНГ-3 ОНГДУ	5	311,8	То же	То же	То же
Щебзавод	Вахтовый поселок	6	1,3	То же	То же	То же
Новая база УПТОиК	База «Актобе мунай сервис»	7	6,1	То же	То же	То же
Новая база УПТОиК	Кенкияк ЦИТС КНГДУ	8	45,6	То же	То же	То же
Новая база УПТОиК	ЦДНГ-3 ОНГДУ	9	65,0	То же	То же	То же



Приложения



АКТ
ликвидации последствий недропользования

Место _____ № _____
« ____ » _____ 20 ____ года

(название недропользователя (оператора по контракту на недропользование, доверительного управляющего), участка недр (или его части), название объекта, номер контракта)

(название и дата утверждения проекта ликвидации последствий недропользования)

(название и дата утверждения базового проектного документа, анализа разработки либо проектного документа, утвержденного до введения в действие Кодекса)

(географические координаты участка недр или его части, объекта)

(название подрядчиков, проводивших работы по ликвидации (в случае наличия), бизнес-идентификационный номер, номер и дата лицензии)

Комиссия, назначенная приказом _____

(наименование органа, создавшего комиссию)

от « ____ » _____ 20 ____ года № _____
в составе _____

(фамилия, имя, отчество (при наличии) и занимаемая должность каждого члена комиссии)

произвела осмотр участка недр (части объекта), на котором проводились работы по ликвидации последствий недропользования и рассмотрела все представленные документы и материалы, характеризующие полноту и качество работ, осуществленных в целях ликвидации последствий недропользования в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан о недрах и недропользовании, Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана, а также проекта ликвидации последствий недропользования.

Решение комиссии: _____

К

акту прилагаются графические материалы, документы, справки, акты, протоколы, иллюстрирующие полноту и качество выполненных работ.

Председатель комиссии:

Члены комиссии:

Место печати



Приложение №4
Форма №2

«СОГЛАСОВАНО»
Ответственный руководитель
Заказчика работ

«УТВЕРЖДАЮ»
Ответственный руководитель
исполнителя работ

«__» _____ 20__ г.

«__» _____ 20__ г.

ПЛАН
на ликвидацию скважины №__ на площади / месторождении

Вид ремонта:

Данные по скважине:

Искусственный забой:

Интервал перфорации:

Цементные мосты:

Состояние фонда:

Конструкция скважины:

Направление:

Кондуктор:

Эксплуатационная колонна:

Хвостовик

№	Наименование работ	Спец. Техника и материалы	Отв. лицо
1. Подготовительные работы			
2. Намечаемые работы			
3. Завершающие работы			

Проверили:

Ответственный руководитель:

Ведущий инженер ПТО:

Начальник ГО:

Начальник участка:



АКТ
о приемке ликвидированных технологических объектов или скважин

Место _____ № _____

« ____ » _____ 20 ____ года

(название недропользователя (оператора по контракту на недропользование, доверительного управляющего) и месторождения (структуры), наименование технологического объекта (скважины), номер и дата контракта на недропользование)

(название и дата утверждения проекта ликвидации последствий недропользования)

(название и дата утверждения базового проектного документа, анализа разработки либо проектного документа, утвержденного до введения в действие Кодекса)

(географические координаты участка недр и технологического объекта (скважины), назначение технологического объекта (скважины), дата ликвидации, проектная и фактическая глубина скважины*, интервалы перфорации*, интервалы цементных мостов)

(название подрядчиков, проводивших работы по ликвидации (в случае наличия), бизнес-идентификационный номер, номер и дата лицензии)

Комиссия, назначенная приказом _____

(наименование недропользователя (оператора по контракту на недропользование, доверительного управляющего), создавшего комиссию)

от « ____ » _____ 20 ____ года № _____

в составе _____

(фамилия, имя, отчество (при наличии) и занимаемая должность каждого члена комиссии)

произвела осмотр технологического объекта(скважины) и рассмотрела все представленные документы и материалы, характеризующие полноту и качество работ, осуществленных в целях ликвидации технологического объекта (скважины) в соответствии с требованиями законодательством Республики Казахстан о недрах и недропользовании



Групповой технический проект на ликвидацию скважин 100, 193, 205, 2971, 2990, 65039, 195, 206, 1249, С-1 на месторождении Кенкияк надсолевой

и Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана, а также проекта ликвидации (плана ликвидации).

, на котором проводились работы по ликвидации последствий недропользования и рассмотрела все представленные документы и материалы, характеризующие полноту и качество работ, осуществленных в целях ликвидации последствий недропользования в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан о недрах и недропользовании, Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана, а также проекта ликвидации последствий недропользования.

Решение комиссии: _____

К акту прилагаются графические материалы, документы, справки, акты (протоколы) осмотра, опрессовки и испытания, иллюстрирующие полноту и качество выполненных работ, проект ликвидации (план ликвидации).

Председатель комиссии:

Члены комиссии:

Место печати



Приложение 4

Форма

Перечень участков недр, на котором завершены работы по ликвидации последствий недропользования

№ п/п	Наименование участка недр (объекта), его территориальное расположение, недропользователь (оператор по контракту на недропользование, доверительный управляющий)	Индекс	Дата ликвидации, дата акта ликвидации	Основные причины ликвидации	Наименование лицензиата, разработавшего проект ликвидации последствий недропользования	Наименование производственного объекта, в котором хранятся материалы по ликвидации	Реестровый № документа по выделению участка недр и дата его выдачи	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9



АКТ

о приемке ликвидированных технологических объектов или скважин

Место № _____ «___» _____ 20__ года

(название недропользователя (оператора по контракту на недропользование, доверительного управляющего) и месторождения (структуры), наименование технологического объекта (скважины), номер и дата контракта на недропользование)

(название и дата утверждения проекта ликвидации (плана ликвидации)

(название и дата утверждения базового проектного документа, анализа разработки либо проектного документа, утвержденного до введения в действие Кодекса)

(географические координаты участка недр и технологического объекта (скважины), назначение технологического объекта (скважины), дата ликвидации, проектная и фактическая глубина скважины*, интервалы перфорации*, интервалы цементных мостов*)

(название подрядчиков, проводивших работы по ликвидации (в случае наличия), бизнес идентификационный номер, номер и дата лицензии)

Комиссия, назначенная приказом _____

(наименование недропользователя (оператора по контракту на недропользование, доверительного управляющего), создавшего комиссию)

от «___» _____ 20__ года № _____ в составе _____

(фамилия, имя, отчество (при наличии) и занимаемая должность каждого члена комиссии)

_____ произвела осмотр ликвидированного технологического объекта (скважины) и рассмотрела все представленные документы и материалы, характеризующие



полноту и качество работ, осуществленных в целях ликвидации технологического объекта (скважины) в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан о недрах и недропользовании и Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана, а также проекта ликвидации (плана ликвидации).

* при ликвидации скважины

Решение комиссии: _____

К акту прилагаются графические материалы, документы, справки, акты (протоколы) осмотра, опрессовки и испытаний, иллюстрирующие полноту и качество выполненных работ, проект ликвидации (план ликвидации).

Председатель комиссии:

Члены комиссии:

Место печати



СОДЕРЖАНИЕ ПРОЕКТА

	стр.
Введение	5
Общая пояснительная записка	6
Раздел 1. 1. Сводные технико-экономические данные	9
2. Основание для проектирования	10
3. Общие сведения	11
4. Геолого-физическая характеристика района работ	13
4.1. Характеристика геологического строения месторождения	13
5. Обоснование ликвидации последствий добычи углеводородов	37
5.1. Общая пояснительная записка	38
5.2. Краткий обзор осуществления ликвидации последствий деятельности	38
5.3. Основные технические данные скважины	39
5.4. Ликвидации скважин при наличии подземного оборудования	41
6. Технологические и технические решения по ликвидации скважин	42
6.1. Буровая (подъемная) установка	44
6.1.1. Выбор установки (подъемного агрегата) для изоляционных работ	44
6.2. Монтаж бурового оборудования	44
6.3. Подготовка к работам по ликвидации скважин	48
6.4. Порядок оформления документов на ликвидацию скважин	49
7. Планирование работ на ликвидацию скважины	52
7.1. Установка цементных мостов	52
7.2. Требования к свойствам тампонажного раствора и цементного моста	52
7.3. Буровые растворы/Промывочные жидкости, рекомендуемые для проведения работ по ликвидации	54
7.4. Бетонная тумба, устанавливаемая на устье скважины, при ее ликвидации	54
7.5. Порядок проведения работ	55
8. Технологические и технические решения по ликвидации скважин, оборудованию их устья	58
9. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций при ликвидации скважин технологических объектов, включая нефтяных, газовых и нагнетательных скважин различного назначения	59
9.1. Меры по обеспечению безопасности населения и персонала, зданий и сооружений	60
10. Техника безопасности, противопожарные мероприятия и промышленная санитария	62
Раздел II – 11.1. Охрана окружающей среды	70
11.1 Мероприятия по охране недр	70
11.2 Мероприятия охране окружающей среды	70
11.3 Мероприятия по уменьшению возможного негативного воздействия	72
11.4 Оценка воздействия ликвидации объектов недропользования на окружающую среду	73
11.5. Меры по предотвращению загрязнения подземных вод.	73
11.6. Оценка воздействия ликвидации на окружающую среду.	73
11.7. Меры по рекультивации нарушенных земель при проведении ликвидации	73
Раздел III Организация ликвидации	75
1. Водоснабжение	76
2. Потребность в ГСМ	76
3. Схема транспортировки грузов и вахт	77
Список литературы	
Приложения	
Исходные данные	

