

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



**ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
на ликвидацию скважины 2049 месторождения Жанажол**

**Актобе
2026**

АО «СНПС - Актобемунайгаз»

**Научно-исследовательский институт по разработке нефтегазовых
месторождений**



Утверждаю:

Первый заместитель
генерального директора
АО «СНПС - Актобемунайгаз»

Т.С. Есенгулов Есенгулов Т.С.
» 2026г.

**ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
на ликвидацию скважины 2049 месторождения Жанажол**

**Актобе
2026**

Состав исполнителей

Директор 张定平 Чжан Сяньцунь

Первый заместитель директора [signature] Б.С. Табилов

Заместитель директора [signature] Г.С. Нургалиева

И.о. начальника ОТБид [signature] С.А. Оспанов

Заместитель начальника ОТБид [signature] Г.С. Сугурбаева

Ведущий инженер-геолог
I отдела разработки [signature] В.А. Кусымова

Ведущий инженер ОТБид [signature] Г.А. Самен

Инженер ОТБид [signature] М.А. Каплиева

Согласовано:

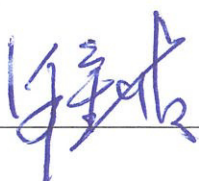
Заместитель генерального директора
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



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 «Индивидуальный технический проект на ликвидацию скважины 2049 месторождения Жанажол»

1	Заказчик	АО «СНПС-Актобемунайгаз»
2	Наименование месторождения, запланирована ликвидация	Жанажол
3	Наименование технологического объекта (скважины), номер	2049
4	Вид скважин	вертикальная
5	Фактическая глубина, м	3820
6	Географические координаты скважины	сев. широта: 48° 16' 41,05", вост. долгота: 57° 19' 52,87"
7	Скважина была пробуренна	26.09.1991 - 4.02.1992г.
8	Фактическая конструкция, крепление скважины: - направление - кондуктор - техническая колонна - эксплуатационная колонна	508мм – 8м – забетонировано до устья 324мм – 700м – цемент с 139 м по АКЦ 244,5мм – 2501,58 м – цемент с 47 м по АКЦ 168,3мм – 3813,96м – цемент с 2220 м по АКЦ.
9	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.
10	Оборудование устья - ПВО - колонная головка - фонтанная арматура	Устанавливается в зависимости от комплектации бурового оборудования ОКК2-35x168x245x340K2 АФК60-80/65x35K2
11	Водоснабжение: - техническая - питьевая	Доставка автотранспортом Доставка автотранспортом
12	Количество технического проекта	5 экземпляров

Директор департамента разработки
нефтегазовых месторождений АО «СНПС- АМГ»

 Го Хунмин

Введение

Индивидуальный технический проект на ликвидацию скважины 2049 месторождения Жанажол согласно распоряжения 7Г-04 от 04.02.2006г. Департамента разработки нефтегазовых месторождений.

Географические координаты места заложения скважины:

2049 – сев.широта: 48° 16' 41,05", вост. долгота: 57° 19' 52,87"

Район работ месторождение Жанажол в тектоническом отношении относится к Жанажольской ступени, расположенной на восточной бортовой части Прикаспийской впадины. В административном отношении находится в Мугалжарский районе Актюбинской области РК в 240 км к югу от г. Актобе, между Мугалжарскими горами и долиной реки Эмба. (Рис.1.1.Обзорная карта).

Месторождение Жанажол, открытое в 1978 году, является крупным месторождением со сложным геологическим строением. Залежи приурочены к двум карбонатным толщам КТ-I и КТ-II.

По состоянию на 15.09.1985г были подсчитаны и утверждены ГКЗ СССР запасы нефти, газа, конденсата и попутных компонентов по нижней карбонатной толще КТ-II. На основе этих запасов в 1983 и 1986 годах были составлены технологические схемы, согласно которым залежи пачек "Б" и "В" введены в разработку в 1983-1984гг, залежи пачек "А" и "Дюг" – в 1986г, пачки "Д север" и "Г" – в 1988-1989 гг.

В 2010г выполнен «Пересчет запасов нефти, свободного и растворенного газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Жанажол» и утвержден ГКЗ РК (протокол №978-10-У от 18.10.2010г). На основе утвержденных запасов составлен «Проект разработки месторождения Жанажол», (протокол №132 Заседания Рабочей группы от 27.04.2011г).

В 2019г выполнен «Проект разработки месторождения Жанажол» (протокол №13/7 от 12-13.09.2019г). В рамках проекта представлены и утверждены технологические показатели разработки месторождения. Согласно проекта месторождение Жанажол разрабатывается по третьему варианту разработки.

В 2025 году выполнен «Пересчет запасов нефти, свободного и растворенного газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Жанажол Актюбиской области Республики Казахстан» 2025г. и утвержден ГКЗ РК (протокол №2766-25-У от 30.09.2025г). На базе данного пересчета запасов был выполнен «Проект разработки месторождения Жанажол» по состоянию на 01.01.2025г в соответствии с Договором №2123Р от 21.08.2023г., ТОО «Timal Consulting Group».

Требования к проведению работ по ликвидации последствий недропользования по углеводородам устанавливаются в [правилах](#) ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, утверждаемых уполномоченным органом в области углеводородов.

Данный проект определяет установление порядка и технических требований по проведению изоляционных работ с обеспечением выполнения условий охраны недр и окружающей среды с переводом скважин в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, а также охрану окружающей природной среды.

Структура и состав проектной документации соответствует действующим нормативным требованиям и включает следующие разделы:

- общая пояснительная записка.
- геологическая характеристика;
- технологические и технические решения по ликвидации скважин;
- мероприятия по охране недр, окружающей среды и обеспечению промышленной безопасности.





Условные обозначения:

- | | | | |
|---|-------------------|---|---|
|  | - площадь работ |  | - месторождение нефти |
|  | - граница области |  | - месторождение нефти, газа, конденсата |
|  | - нефтепровод | | |

Рис1.1. Обзорная карта месторождения



Общая пояснительная записка

1. Групповой рабочий проект разработан в соответствии с требованиями:

- Кодекса РК «О недрах и недропользовании» (27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК);
- «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» (от 22 мая 2018 года № 200);
- «Единые правил по рациональному и комплексному использованию недр» (от 15 июня 2018 года № 239);
- «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (от 30 декабря 2014 года № 355).

2. Индивидуальный технический проект устанавливает комплекс работ при ликвидации скважины, вскрывших пласты, содержащие токсичные и агрессивные компоненты на **месторождении Жанажол** АО «СНПС –Актобемунайгаз».

3. Индивидуальный технический проект служит основанием для составления индивидуальных планов проведения изоляционно-ликвидационных работ, обеспечивающих надежную ликвидацию скважины и при необходимости составления сметной документации, связанной с проведением изоляционно-ликвидационных работ.

4. Индивидуальный план проведения изоляционно-ликвидационных работ по скважине, подлежащей ликвидации, составляется организацией, на балансе которой находится скважина, согласовывается с Актюбинской областной региональной инспекции геологии и недропользования, Управлением по гос. контролю за ЧС и промышленной безопасности Актюбинской области и утверждается акционерным обществом «СНПС-Актобемунайгаз».

5. Не допускается проведение изоляционно-ликвидационных работ в скважинах с межколонными давлениями и межпластовыми перетоками из пластов, содержащих токсичные и агрессивные компоненты.

6. Межколонные давления и межпластовые перетоки, связанные с некачественным креплением скважин в интервалах залегания пластов, содержащих токсичные и агрессивные компоненты, должны быть ликвидированы до начала проведения изоляционно-ликвидационных работ.

7. Запрещается извлечение обсадных колонн из скважин, расположенных на месторождениях, содержащих токсичные и агрессивные компоненты.

8. Осложнения и аварии, возникающие в процессе производства изоляционно-ликвидационных работ в скважинах, устраняются по специальным планам.

9. Ликвидация скважины должна производиться так, чтобы была возможность повторного ввода ее в эксплуатацию или проведения в ней каких - либо ремонтных и других работ.

10. Учет ликвидированных и законсервированных скважин и контроль за их техническим состоянием ведет НГДУ, на балансе которого находится скважина. НГДУ должен ежегодно предоставлять информацию в контролирующие органы согласно положению о порядке ликвидации скважин.

11. Работы по ликвидации скважины с учетом их технического состояния проводятся по планам организации работ, обеспечивающим выполнение проектных решений по промышленной безопасности, охране недр и окружающей среды. Ликвидация законченных строительством скважин считается завершенной после подписания акта о ликвидации пользователем недр.

12. По окончании изоляционно-ликвидационных работ через месяц, затем через 6 месяцев и далее с периодичностью, не реже двух раз в год проводится проверка давления в трубном и межколонном пространстве, контроль газа вокруг устья и в местах его возможного скопления на обнаружение сероводорода или других агрессивных компонентов. Результаты замеров должны заноситься в специальный журнал, который должен находиться в геологической службе.



13. За пятнадцать календарных дней до начала ликвидации, недропользователь (оператор по контракту на недропользование, доверительный управляющий) или лицо, право недропользования которого прекращено безусловным (далее – недропользователь) направляет в компетентный орган письменное извещение о намечаемой ликвидации с указанием причин, предполагаемых сроков начала и окончания работ по ликвидации.

Данный проект определяет установление порядка и технических требований по проведению ликвидационных работ с обеспечением выполнения условий охраны недр и окружающей среды с переводом скважин в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, а также охрану окружающей природной среды.

Проект ликвидации последствий деятельности утверждается недропользователем, финансирующего проведение работ по проектированию и реализации проекта и согласовывается с уполномоченными органами в области охраны окружающей среды, по изучению и использованию недр, в области промышленной безопасности, санитарно-эпидемиологической службы и по регулированию земельных отношений.



Раздел I.

1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Основные проектные данные

Таблица 1.1

Наименование	Значение
1	2
1. Площадь производства работ	Жанажол
2. Назначение работ	ликвидация
3. Местоположение скважин (море, суша)	суша
4. Перечень объектов, подлежащих ликвидации	скважина 2049
5. Площадь земельного отвода подлежащей ликвидации	1,7 га
6. Вид скважины подлежащее ликвидации	вертикальный
7. Фактическая глубина скважин, м	3820
8. Способ бурения завершённой строительством скважины подлежащее ликвидации	Роторно-винтовой
9. Тип буровой (подъёмной) установки	АПРС-40, ХJ-450, ХJ-550, (из наличия)
10. Вид привода	дизель - электрический
11. Вид монтажа (первичный, повторный)	первичный
12. Тип вышки	JJ112/34, JJ135/34 из наличия
13. Конструкция скважины (диаметр - глубина):	
направление	Ø426мм – 8м
кондуктор	Ø324мм – 700м
тех.колонна	Ø244,5мм – 2501,58м
эксплуатационная колонна	Ø168,3мм – 3813,96м
14. Продолжительность цикла ликвидации, сутки:	45
в том числе:	15
строительно-монтажные работы	13
установка цементного моста, ОЗЦ	17
демонтаж, техническая рекультивация	
15. Дежурство на буровой геологической и технологической служб Заказчика и Подрядчика	постоянно
16. Дежурство на буровой вахтовой автомашины, бульдозера, автокрана грузоподъёмностью 25 тонн, погрузчика грузоподъёмностью 10т.	постоянно
17. 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	«Дополнение к проекту разработки месторождения Жанажол»
2	«О разработке ПСД» - распоряжение 7Г - 04 от 04.02.2026г. на проектирование ликвидации на скважин №2049 на месторождения Жанажол ДРНГМ АО «СНПС - Актобемунайгаз», подписанный руководством АО «СНПС - Актобемунайгаз».



3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1

Сведения о районе работ

Наименование	Значение (текст, название)
1	2
Площадь (месторождение)	Жанажол
Блок (номер и/или название)	
Административное расположение:	
республика	Казахстан
область (край)	Актюбинская
район	Мугалжарский
Год ввода площади в бурение	1978
Год ввода площади (месторождения) в эксплуатацию	1983
Температура воздуха, °С	
максимальная наиболее жаркого месяца	+ 28,5
минимальная наиболее холодного месяца	- 15,3
Количество осадков выпавших за год, мм	299,7
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1.6
Продолжительность отопительного периода в году, сут	197
Продолжительность зимнего периода в году, сут	151
Азимут преобладающего направления ветра, град	65
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	20
почвенного покрова	8
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 дизелей, питьевая вода для бытовых нужд; Энергоснабжение, связь, местные стройматериалы) и т.д.	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до района работ, км	Характеристика водо - и энергопривода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Водоснабжение: - для ликвидации	договорная	-	автоцистерны
- для дизелей и котлов (ПКН-2С)	договорная	-	автоцистерны
- питьевая вода	договорная	-	бутилированная
Электроснабжение	дизель-электростанция	-	12V190BG3 882кВт
Связь	радиостанция	непосредственно	«kenwood», транковая
Стройматериалы	карьер	-	Авто

Таблица 3.5

Сведения о подъездных путях к району работ

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие (да, нет)	название	расстояние до буровой, км	наличие (да, нет)	название	Расстояние до буровой, км
1	2	3	4	5	6
Да	Актобе - Жанажол асфальтированная	244	нет	-	-
	ВП Жанажол – до скв. 2049	18, 92			



4. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ

Газоконденсатнонефтяное месторождение Жанажол открыто в 1978г по результатам бурения и испытания разведочной скважины №4. В результате поисково-разведочных работ в подсолевом разрезе месторождения были разведаны залежи углеводородов, приуроченные к двум карбонатным толщам КТ-I и КТ-II. Недропользователем месторождения является АО «СНПС-Актюбемунайгаз», осуществляющее свою деятельность на основании Контракта №76 от 26.09.1997г. заключенного на основании лицензии Серия МГ № 252 (нефть) на право пользования недрами в Республике Казахстан, между Государственным Комитетом Республики Казахстан по инвестициям и Акционерным обществом «Актюбемунайгаз» и Китайской Национальной корпорацией по нефтегазовой разведке и разработке.

По глубине горный отвод ограничен на абсолютной отметке -3650м. На рисунке 4.1 показана картограмма горного отвода месторождения Жанажол.

Запасы южной части месторождения Жанажол за пределами Горного отвода частично приходятся на территорию геологического отвода Разведочного блока АО «СНПС-Актюбемунайгаз» (Контракт №968).

Горного отвода за счет геологического отвода Разведочного блока на рис 4.2 показано, каким образом размещаются угловые точки горного отвода южной части месторождений Жанажол.

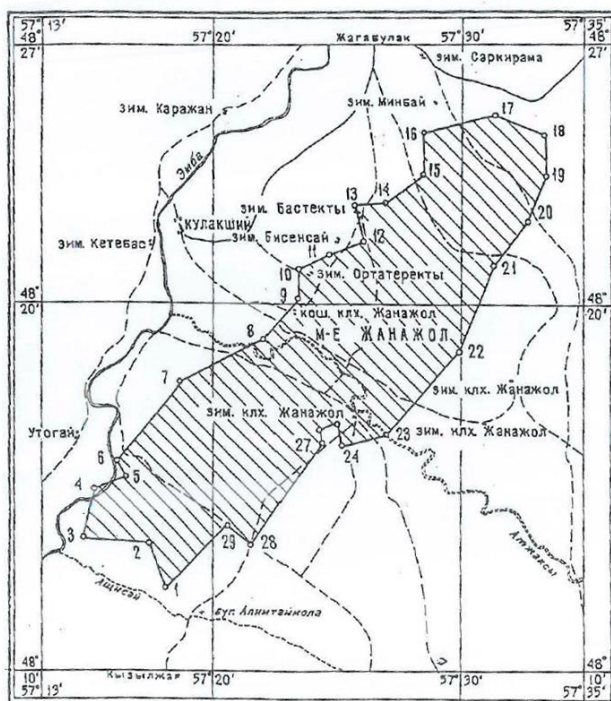


Рис. 4.1 - Картограмма горного отвода

Ниже на рисунке 4.1. и приведены границы горного отвода южной части месторождения относительно остальных совмещенных отводов.



Непосредственно на территории месторождения широкое распространение получили такие строительные материалы, как глины, пески, щебень и мергель.

Глины выходят на поверхность на правобережья реки Ат-Жаксы и характеризуются постоянством литологического состава и имеют среднюю толщину 3,9м. Эти глины могут, использоваться как для приготовления глинистых растворов, а также в качестве материала для местного строительства.

Пески альбского, олигоценового и четвертичного возрастов имеют довольно широкое распространение и главным образом в долине реки Эмба. Они используются как строительный и балластовый материал.

Щебень имеет широкое распространение в местах развития маастрихтских отложений и обнажается на поверхности в виде маломощных прослоев – от 5 до 20см, а в ряде случаев – до 50см.

Широкое распространение имеют также мергели, приуроченные в основном к маастрихтскому, кампанскому и сантонскому ярусам. Они могут использоваться для цементного производства.

Рельеф местности представляется собой слабо всхолмленную равнину, расчлененную балками и оврагами. Абсолютные отметки его колеблются от +125 до +270м. Минимальные отметки приурочены к долине реки Эмба, с юга запада ограничивающей территорию месторождения.

Гидродинамическая сеть района, в основном, представлена рекой Эмба. Она протекает в 2-14км к юго-западу от месторождения. Левый приток Эмбы – Ат-Жаксы не имеет постоянного водопритока и наполняется водой в период весеннего половодья.

4.1. Характеристика геологического строения месторождения

Пробуренными скважинами на месторождение Жанажол были вскрыты отложения от нижнего карбона (визей) до четвертичного включительно которые изучены на основе результатов литолого-петрографических, палеонтологических, палинологических анализов и каротажных диаграмм (табл. 4.1.).

Детальное биостратиграфическое обоснование возраста отложений с учетом геофизических реперов позволило произвести стратиграфическую привязку продуктивных пачек, выделенных в подсолевом карбонатном разрезе.



Ниже дается подробное описание вскрытого стратиграфического разреза месторождения Жанажол.

Палеозойская группа (PZ) вскрыта в составе каменноугольной и пермской системы.

Каменноугольная система (C) представлена тремя отделами.

Стратиграфический диапазон каменноугольной системы условно был разделен на две продуктивные карбонатные толщи, названных КТ-I и КТ-II, к которым приурочены углеродонасыщенные коллектора месторождения Жанажол. Разделом между ними явилась терригенно-карбонатная пачка подольского возраста.

Нижний отдел (C₁) вскрыт в составе визейского и серпуховских ярусов.

Визейский ярус (C_{1v}) имеет двухъярусное строение: терригенную и карбонатную.

Терригенные породы нижнего и среднего подъярусов (C_{1v1+2}) вскрыты на глубину от 29м (скв.72) до 472м (скв.3) и представлены темно-серыми, серыми, прослоями пестроцветными пластинчатыми аргиллитами, разномзернистыми полимиктовыми песчаниками, алевролитами, реже гравелитами и образуют так называемую III подсолевую терригенную толщу пород.

Выше по разрезу она сменяется карбонатной толщей пород верхневизейского возраста в составе веневского горизонта (C_{1v3vп}) толщиной от 62,5м (скв.34) до 84м (скв.72) представленного известняками серыми, серо-коричневыми, органогенно-детритовыми, комковато-органогенными, тонкозернистыми с редкими прослоями серых доломитов

Отложения визейского яруса согласно перекрываются породами серпуховского возраста. По литологическим признакам граница между ними проводится по появлению доломитизированных известняков и доломитов.



Таблица 4.1. - Стратиграфическая последовательность каменноугольной системы нефтегазоконденсатного месторождения Жанажол

Система	Отдел	Ярус (подъярус, горизонт)			Группы нефтяных пластов		
Пермская (Р)	нижний (Р ₁)	Ассельский + Сакмарский (Р _{1а} +Р _{1s})			Первая подсолевая терригенная пачка		
Каменноугольная (С)	верхний карбон (С ₃)	Гжельский ярус (С _{3g})			Верхняя карбонатная толща (КТ-I)	А	
		Касимовский (С _{3k})				Б	
	средний карбон (С ₂)	московский (С _{2ml})	верхний подъярус	мячковский горизонт (С _{2m2mc})			В
				Подольский горизонт (С _{2m2hd})			
			нижний подъярус	каширский горизонт (С _{2m1k})	Нижняя карбонатная толща (КТ-II)	Г	
				верейский горизонт (С _{2m1v})			
		Нижне-башкирский (С _{2b})		Северо-кельтменский и краснополянский горизонты		Д	
	нижний карбон (С ₁)	Серпуховский (С _{1s})	верхний подъярус (С _{1s2})	Протвинский горизонт (С _{1s2pr})			
				Стешевский горизонт (С _{1s2st})			
			нижний подъярус (С _{1sl})	Тарусский горизонт (С _{1sltr})			
				Визейский (С _{1v})			
		верхний подъярус (С _{1vl+2})			Третья подсолевая терригенная пачка		

Серпуховский ярус (C_{1s}) наряду с веневским горизонтом сложен известняками, реже доломитами серыми, светло-серыми, органогенно-обломочными, мелкокристаллическими, массивными, со стилолитовыми швами.

С учетом четких каротажных коррелятивов и палеонтологических данных серпуховские отложения расчленяются на три горизонта: *тарусский* (C_{1s}^ltr) в пределах нижнего подъяруса, толщиной от 76 до 86м, *стешевский* (C_{1s}2st) толщиной 47,4-91м, *протвинский* (C_{1s}2pr) толщиной 110-173м. Отложения данных горизонтов в литологическом плане мало, чем отличаются от веневских, характеризуясь широким распространением биоморфно-полидетритовых и водорослевых, а также тонкозернистых известняков. Однако породообразующих организмов становится меньше, обедняется родовой состав фораминифер. Особенностью тарусского горизонта является частая смена пористых прослоев плотными, обилием глинистых слойков; для стешевского горизонта характерно развитие частых



пористых известняков, особенно фораминиферово-детрито-водорослевых разностей. В середине горизонта выделяется пласт сильно перекристаллизованного крепкого известняка.

Протвинские отложения, как и тарусские, характеризуются частым чередованием пористых и плотных прослоев известняков биоморфно-детрито-водорослевых, сгустковых, встречаются прослои известняковых гравелитов.

Средний отдел (C_2) в разрезе площади установлены в составе нижнебашкирского и московского ярусов.

Нижнебашкирские отложения со стратиграфическим несогласием перекрывают породы верхнесерпуховского возраста.

Башкирский ярус (C_2b) представлен только нижним подъярусом (C_{2b1}), в виде краснополянского и северокельтменского горизонтов, которые практически не отличаются друг от друга.

Данный комплекс отложений исключительно охарактеризован фауной, сложен известняками, реже доломитами светло-серыми, серыми, органогенно-комковатыми, крепкими, массивными, прослоями кавернозно-пористыми, со стилолитовыми швами, редкими прослойками аргиллитов. Главными пороодообразующими организмами являются фораминиферы, брахиоподы, водоросли, остатки иглокожих. Толщина нижнебашкирских образований находится в пределах 71,4м - 148м. Для них характерна по сравнению с другими частями разреза КТ-II, большая доломатизация.

Московский ярус (C_2m) состоит из двух подъярусов (C_{2m1}) и (C_{2m2}), при чем нижний (C_{2m1}) залегает с резким стратиграфическим несогласием на башкирские отложения.

Нижний подъярус (C_{2m1}) состоит из двух горизонтов. *Верейский горизонт* (C_{2m1vr}) имеет толщину от 76,5м до 145,5м, *каширский горизонт* (C_{2m1ks}) изменяется в еще более резких пределах – от 72м до 181м, при этом наибольшие толщины характерны для северной части месторождения.

Для данного комплекса отложений характерна фациальная изменчивость, выраженная многообразием разностей известняков, частой сменой разных групп литогенетических типов породы по площади и по разрезе. В основании комплекса, как уже отмечено, с резким размывом, покрывающим башкирские отложения, залегает пачка плотных фораминиферово-водорослевых, окатанно-зернистых и комочковых известняков с обильными сообществами фораминифер.

Как видно из выше изложенного, отложения КТ-II с учетом их литолого-фациальных особенностей, гидродинамической обстановки формировались в условиях



мелководного шельфа. Изменение этих условий отразилось на составе слагающих пород, их генетических признаках, величине толщин, степени коррелируемости разрезов скважин.

В процентном отношении биогермно-обломочных известняков в разрезе КТ-II намного больше (67,4%), чем в КТ-I (44,2%). Микритовые известняки и доломиты сосредоточены главным образом в разрезе КТ-I.

Толщина КТ-II в пределах площади месторождения изменяется, увеличиваясь с юга на север – от 649м в скважине №3 и 826м в скважине 72.

Верхнемосковский подъярус (C_2m_2) представлен подольским и мячковским горизонтами.

Подольский горизонт (C_2m_2pd) сложен переслаиванием алевролитов, аргиллитов, реже песчаниками, гравелитами и известняками. В свою очередь он подразделяется на две толщи: нижнюю терригенную и верхнюю карбонатную.

Терригенная толща, которая составляет основу межкарбонатной подсолевой толщи (МКТ) толщиной от 254м до 393м является флюидоупорной крышкой для залежей КТ-II. В литологическом отношении толща представлена чередованием светло-серых, серых глинистых известняков, кристаллических, микрокристаллических, неглинистых, местами буро-серых, криптокристаллических, биокластических, онколитовых, сферолитовых известняков и песчаников средне, мелко, крупнозернистых, фельдшпатовых, детритовых, известковых. В известняках иногда встречаются мелкие стилолиты, заполненные черным органическим веществом, в изломе – мелкие доломиты; светло-серыми, темно-серыми неравномерно глинистыми карбонатными алевролитами, в нижней части в глинистых алевролитах местами встречаются кварцевые гальки; серыми, темно-серыми, разной карбонатности, неравномерно алевролитистыми аргиллитами.

Карбонатная часть подольского горизонта, представленная в основном известняками светло-серыми, органогенно-обломочными, прослоями микрозернистыми, плотными, крепкими, имеет толщину от 122м до 229м и составляет нижнюю часть верхней или первой карбонатной толщи месторождения (КТ-I).

Мячковский горизонт (C_2m_2mc) толщиной от 53 до 161м представлен светлыми, прослоями темно-серыми органогенно-обломочными, микрозернистыми известняками и доломитами. Мячковский возраст определен по комплексу фораминифер из скважин 1, 5 и конодонтами найденных в скважине 8.

В составе **верхнего отдела (C_3)** благодаря находкам многочисленной микрофауны и конодонтов выделяются касимовский и гжельский ярусы.



Касимовский ярус C_{3k} определен по комплексу фораминифер из скважин 1, 5, 6, 12 и конодонтов их скважин 5, 8 и по этим данным касимовский ярус представлен в полном объеме. В литологическом отношении данный комплекс на большей части площади сложен известняками и доломитами, однако в северо-восточной части месторождения характер разреза изменяется, здесь наряду с ними большую роль играют голубовато-серые крупнокристаллические крепкие ангидриты. Степень ангидритизации разреза постепенно увеличивается снизу вверх – от отдельных гнезд и включений до сплошных (мощностью 5-10м) пластов ангидритов. Толщина касимовского горизонта изменяется от 60 до 127,5м.

Гжельский ярус C_{3g} состоит из двух частей. Нижняя в отложениях распространения сульфатных и карбонатных пород имеет строений аналогичное нижележащему ярусу. Отличительной ее особенностью является широкое развитие органогенных известняков, на 65-85% состоящих из обломков фауны и водорослей. Кроме того, в северо-восточной части площади еще более усиливается ангидритизация разреза и значительные распространения получают также темно-серые, почти черные, аргиллитоподобные глины. Рассматриваемая часть гжельского яруса представлена двумя зонами – “*Triticit stucrenberg*” “*yigulites yiguleusis*”, что подтверждается находками фораминифер в скважине 12.

Надкарбонатная часть разреза представлена терригенной пачкой пород гжельского яруса, состоящей из чередования глин, алевролитов, песчаников, аргиллитов, гравеллитов. Возраст установлен благодаря находкам фузулинид в скважине 1, а также конодонтов в скважинах 6, 7, 9, 12, 23. Толщина гжельского горизонта изменяется от 45 до 133,9м.

Пермская система (Р) представлен нижним и верхним отделами.

Нижний отдел (Р₁) сложен отложениями ассельского, сакмарского и кунгурского ярусов.

Ассельский и сакмарский ярусы (Р_{1a}+Р_{1s}) совместно с гжельской терригенной пачкой образуют региональный флюидоупор для залежей углеводородов в КТ-I.

В литологическом плане – это переслаивание аргиллитов, песчаников, алевролитов, реже гравеллитов, глинистых известняков. Возраст ассельского яруса подтвержден фауной фораминифер в скважинах №1 (2646-2645м, 2498-2495м).

Покрышка в значительной степени глинистая по составу и изменяется в резких пределах. Так, толщина сакмарского яруса изменяется от 4 до 402 м, а ассельского от 13 до 676,8м.

Кунгурский ярус (Р_{1к}) представлен гидрохимическими отложениями и совместно с I подсолевой терригенной толщей образует мощную флюидоупорную покрышку для нефтегазонасыщенной части карбонатного разреза карбона в пределах данного



месторождения.

В нижней части ярус представлен сульфатно-терригенными породами (ангидриты и аргиллоподобные темные глины), выше залегает толща галогенных пород (каменная соль) с прослоями терригенных пород. В верхней части яруса залегает терригенно-сульфатная пачка («кепрок») представленная в основном ангидритами.

Толщина яруса изменяется от 33 до 1596м.

Верхний отдел (P₂) сложен пестроцветными, сероцветными терригенными породами (чередование аргиллитов, песчаников, глин, алевролитов, реже мелкогалечных конгломератов и отдельными прослоями ангидритов). Толщина верхнепермских отложений составляет от 20м до 2032м.

Мезозойская группа (MZ) вскрыта многочисленными скважинами. В их составе по результатам бурения скважин выделены пестроцветные отложения триаса, сероцветные отложения юры и нижнего мела, представленные терригенными породами.

Песчаники светло-серые, мелко-среднезернистые, полимиктовые, с включением пирита. Алевролиты серые, крепкие, массивные, содержат примесь песчаных зерен. Глины серые, зеленовато-серые, мергелистые, алевролитистые.

Общая толщина этих отложений составляет от 509 до 2270м.



4.2. Краткая геологическая характеристика по скважине 2049 месторождения Жанажол

Добывающая скважина 2049 пробурена на северо-западной части структуры южного купола (свода) месторождения Жанажол в соответствии с Технологической схемой разработки нефтегазоконденсатного месторождения Жанажол, (Рис.4.1. Выкопировка со структурной карты по кровле КТ- II прилагается).

№ скв: 2049

Тип скважины: вертикальная

Фактическая глубина- 3820м

Фактический горизонт – Серпуховский ярус (C_{1s}, КТ-II).

Целевой пласт – Дюг.

Скважина начата бурением: 26.09.1991г.

Скважина окончена бурением: 04.02.1992г.

Географические координаты скважины:

2049 – сев.широта: 48° 16' 41,05", вост. долгота: 57° 19' 52,87"

Фактическая конструкция скважины:

направление – Ø426мм – 8м, забетонировано до устья

кондуктор – Ø324 – 700 м – контакт цемента с колонной с глубины 139 м по АКЦ

тех.колонна – Ø244,5 мм – 2501,58м - цемента с колонной с глубины 47 м по АКЦ

экс.колонна – Ø168,3 мм – 3813,96м - цемента с колонной с глубины 2220 м по АКЦ.

Альтитуда земли – 208,6 м.

Предполагаемая альтитуда ротора 213,1м.

Стратиграфия:

К – 0 - 470

J – 470- 620

T – 620- 810

P₂ – 810- 2417

P_{1kg} – 2417-2525

ВСТП-2417-2472

Соль-2472-2488

НСТП-2488-2525

P_{1s} – 2525-2663

P_{1as} – 2525-2663

C_{3g} – 2663-2737

C_{3k} – 2737-2820

C_{2m₂}^{mc+pd} – 2820-3080

C_{2m₂}^{pd} – 3080-3381

C_{2m₁}^{ks} – 3381-3483

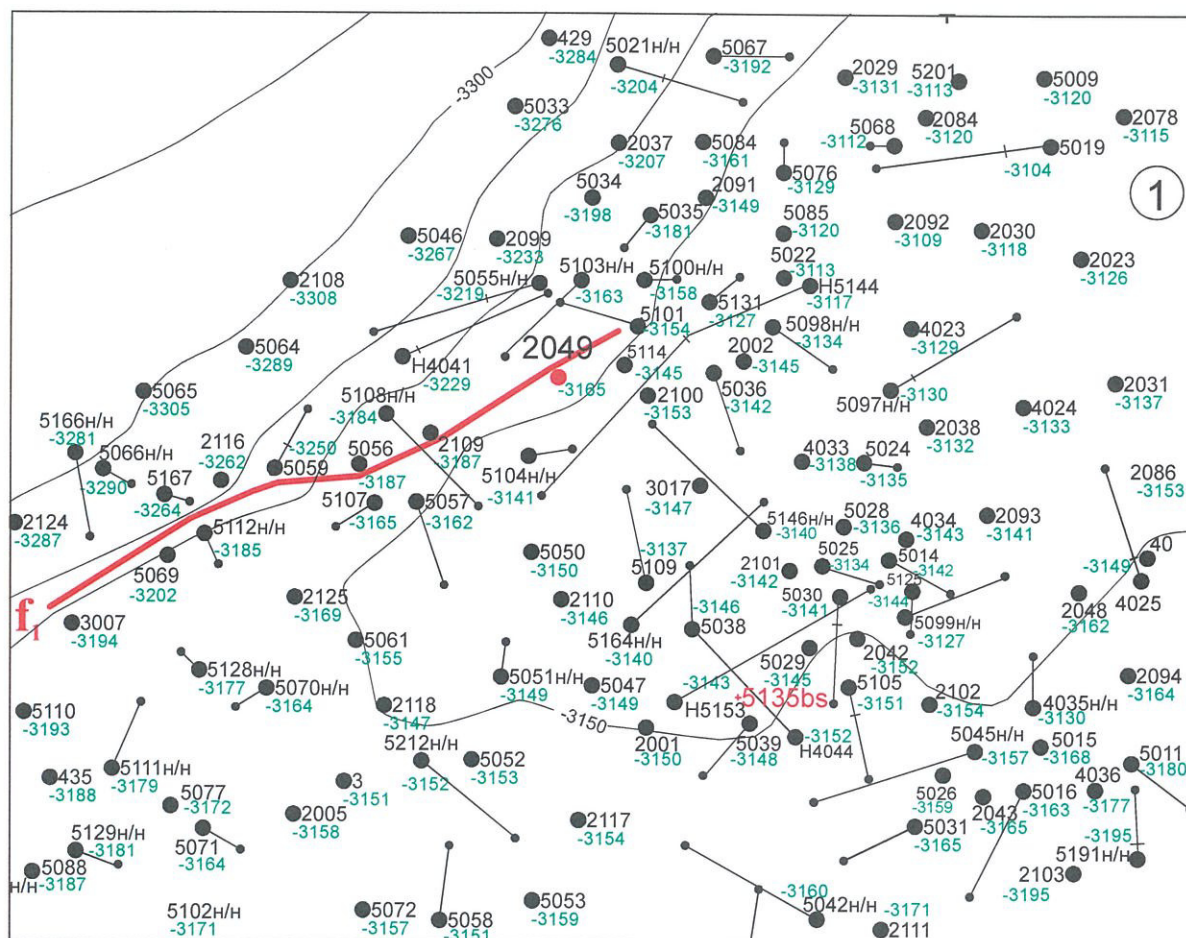
C_{2m₁}^v – 3483-3558

C_{2b} – 3558-3705

C_{1s} – 3705-3820



Выкопировка
со структурной карты по кровле КТ-II
масштаб 1: 25 000



Условные обозначения:

- скважина пробуренная
- скважина ликвидируемая

изогипсы по кровле КТ-II

тектонические нарушения

1 блоки

Рис 4.1. Выкопировка со структурной карты по кровле КТ- II



Скважина 2049 расположена на северо-западной части структуры южного купола месторождения Жанажол, находится на расстоянии 490 м юго-восточнее скв. 2099 и на расстоянии 510 м западнее от скв.2002.

Целевой пласт -Дю, введена в эксплуатацию 31.03.1992г с начальным дебитом нефти 40т/сут и обводненностью 0%. С июня 2006 года скважина переведена в бездействующий фонд.

25 марта 2007 года АМС сдали скважину 2049 м-я Жанажол из капитального ремонта. В скважине находится застрявшее оборудование после проведения КРС.

Оставленная компоновка снизу-вверх:

Пакер КГЛ + КФ139,7мм + ТФ139,7мм + СБТ235шт + МБУ45*70 + МЭС76 дл.0,26м с переводником + печать Ø135мм + СБТ73слом. Доход до глубины 1402.55 м. Силами ОАО «Компания ГИС» запись ГК и МЛ в инт.1404,8-940м. Запись каверномера в инт.1401-1300м.

Заключение:в инт.1397,9м-1400м отмечается разрыв обсадной колонны в муфтовом соединении.

В 2017 году была пробурена новая скв.5114, расположенная в 117м от скв.2049. Скважина 5114 с начальным дебитом нефти 14 т/сут и обводненностью 6,7%. Таким образом, запасы в данном районе вырабатывались посредством скв.5114.

Скважина 2049 больше не имеет практической ценности из-за технического состояния, и 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. Пояснительная записка

Вышеуказанная скважина 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.

Обоснование ликвидации скважины

— Скважина 2049, выполнившие свое назначение, дальнейшее использование которой в другом качестве признано нецелесообразно или невозможным, в установленном порядке подлежит ликвидации.

Решение о ликвидации скважины на контрактной территории принимается приказом недропользователя. В скважине 2049, подлежащей ликвидации, должны быть устранены межпластовые перетоки, межколонные проявления, другие возможные источники образования вторичных газовых залежей.

5.2. Краткий обзор осуществления ликвидации последствий деятельности

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

1. Физическая ликвидация скважины №2049 с установкой цементных мостов;
2. Демонтаж устьевого оборудования;
3. Техническая и биологическая рекультивация земли.

5.3. Основные технические данные скважины

Добывающий фонд по толще КТ-II VIII объекта (пачка Дв) составил 127 скважин, из них в бездействии 3 скважины, одна из них №2049.

Скважина №2049

Начало бурение: 01.02.1992г.

Конец бурение: 20.03.1992г.

Фактический забой скважины - 3820м.

Эксплуатационная колонна d 168,3 – 3820м

Искусственный забой – 3762м.

Скважина в интервале забуривания закреплена

- эксплуатационной колонной Ø 168,3 мм – 3815м – цемент до 2200м от устья.
- наличие цементного кольца за обсадной колонной – уточнить после электрометрических работ.

По акту спуска колонны:

Общая длина колонны – 3815,35 м.



Превышение над ротором – 1,4 м.
 Башмак на глубине – 3813,96-3813,72м.
 Стоп – кольцо на глубине – 3792,01 м.
 Всего спущено труб – 358 шт.
 Все трубы импортного производства

Компановка эксплуатационной колонны

Таблица 5.1

Марка стали	Диаметр и толщина стенки, мм	Интервал установки, м	Длина секции, м	Кол-во труб,шт
С-75	Башмак	3813,96-3813,72	0,24	2
	ЦКОД	3813,72-3813,54	0,18	
	168,3*10,59	3813,54-3792,01	21,53	
	Стоп – кольцо	3792,01		
С-75	168,3*10,59	3792,01-3652,80	139,21	13
С-75	168,3*12,06	3652,80-3541,25	111,55	12
С-75	168,3*10,59	3541,25-2967,71	573,54	54
С-75	168,3*8,94	2967,71-2492,51	475,2	43
С-75	168,3*12,06	2492,51-2414,35	78,16	7
С-75	168,3*8,94	2414,35-901,12	1513,23	146
С-75	168,3*10,59	901,12-340,22	560,9	42
С-75	168,3*12,06	340,22-0	340,22	36

Проекты на строительство скважин предусматривают, что после достижения проектных глубин в скважину спускается и цементируется колонна диаметром 168,3мм с последующим проведением работ по перфорации и испытанию перспективных горизонтов.

Интервалы перфорации – куммулятивный.

Таблица 5.2

Интервалы, м	Количество дыр, шт	Диаметр дыр,мм
3741-3733	120	8-10
3729-3725	60	8-10
3717-3715	30	8-10
3702-3692	150	8-10
3680-3677	45	8-10
3647-3643	60	8-10
3637-3626	165	8-10
3617-3596	315	8-10
Итого:	945	

Раздельный КРП 23.03.2007г. (извлечение СБТ, ИВГ, ГИС, RMT)
 Аварийная скважина: Управление "АМС" допустила "полет аварийного инструмента" работы прекращены.

После КРС в скважине осталось:



Пакер КГЛ + КФ139,7мм + ТФ139,7мм + СБТ235шт + МБУ45*70 + МЭС76 дл.0,26м с переводником + печать Ø135мм + СБТ73слои

Время остановки скважины 23.03.2007г.

Оставленная компоновка снизу-вверх: пакер КГЛ + КФ Ø139,7мм + СБТ 235шт. + МБУ45*70 + МЭС76 длина 0,26 м с переводником + печать Ø135мм + СБТ 73слои. Доход до глубины 1402,55м.

Силами ОАО «Компания ГИС» запись ГК и МЛ в интервале 1404,8-940м. Запись каверномера в интервале 1401-1300м. Заключение в интервале 1397,9-1400м отмечается разрыв обсадной колонны в муфтовом соединении.

Извлечение оставленного в скважине инструмента перед ее ликвидацией — обязательный этап, предотвращающий загрязнение недр и осложнения при цементации. Для подъема используются специальные ловильные инструменты: труболовки, метчики, колокола, магнитные ловители, при необходимости инструмент фрезеруют.

5.4. Ликвидации скважины 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 утвержденного 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^2 (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 Жанажол 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 колонны установить цементные мосты по всей его мощности, и на 50 м выше кровли последнего интервала перфорации ;
- высота цементного моста над башмаком технической колонны $\varnothing 244,5$ 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.

6.2. Буровая (подъемная) установка

6.2.1. 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, XJ-450, XJ-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.

6.3. 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	Крюкоблок	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

6.4. 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.

6.5. 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 Актюбинской 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	
	Подъем цементного раствора на значительно большую высоту, чем проектная, вследствие смешения и образования застойных зон	Применение буферных жидкостей и разделительных пробок, проверка смесей на загустевание.
	Загустевание цементного раствора при остановках циркуляции	
	Образование застойных зон цементного раствора при вымывании его избытка	Проверка рецептуры цементного раствора по показаниям консисометра с учетом температуры и давления.
	Низкая прочность или отсутствие цементного камня в проектном интервале установки моста.	Цементирование с расхаживанием колонны, применение легко разбурываемых 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.	Снижение вязкости и СНС глинистого раствора, уменьшение зон смешения, снижение скорости подъема труб, применение отсоединяемого хвостовика.
	Недостаточная несущая способность и негерметичность моста. Малая высота моста и недостаточное сцепление со стенками.	

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 скважины 2049 месторождения Жанажол.

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 последней и преведущей обсадной колонны должен быть установлен цементный мост на 50 метров выше интервалов перфорации.

Ликвидация скважин разработана без отворота и извлечения частей колонн.

Таблица 7.1

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента, м
	Долота	Колонны		
Направление	660,0	426,0	8	До устья
Кондуктор	444,5	324,0	700	контакт цемента с колонной с глубины 139м по АКЦ
Тех. колонна	311,2	244,5	2501,58	контакт цемента с колонной с глубины 47м по АКЦ
Экс. колонна	215,9	168,3	3813,96	контакт цемента с колонной с глубины 2220 м по АКЦ

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 7.2).

Таблица 7.2

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°C (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 7.3.

Таблица 7.3

Наименование показателя	Значение	
	не менее	не более
Прочность на сжатие через 8 ч твердения, МПа при температуре: -38°C -60°C	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 ликвидируемой 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 1х1х1х



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.

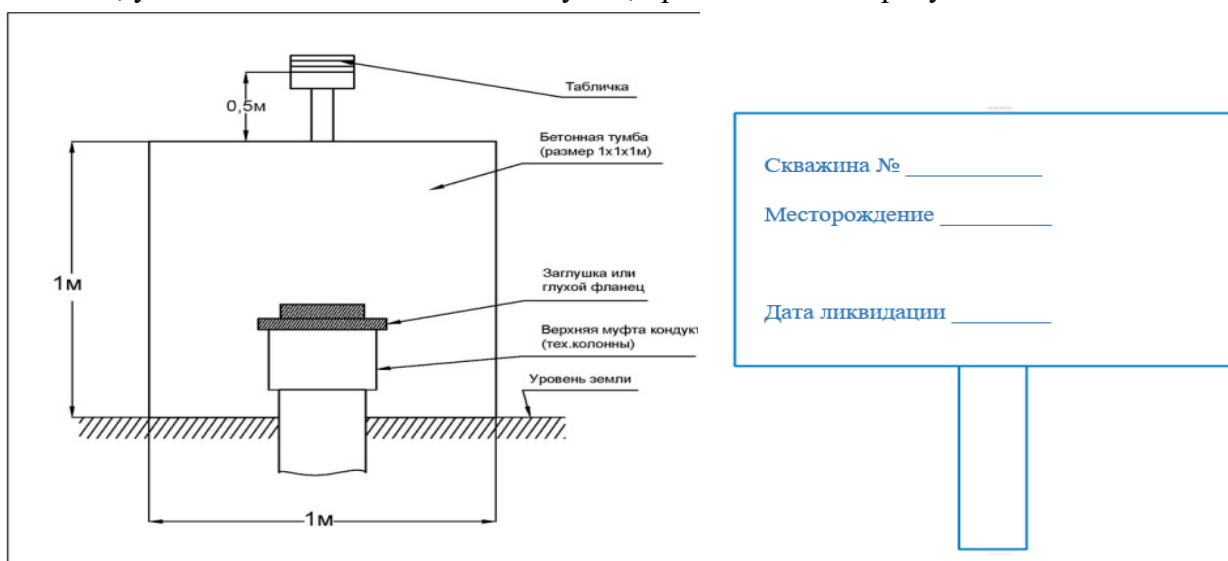


Рисунок 7.1 – Тумба, устанавливаемая на устье скважины при ликвидации

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. Закрывать 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) длиной 216 м чтобы полностью перекрыть перфорированные интервалы: I-мост в инт. 3546-3762 м.
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) на гл. 2550 м. 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 технической колонны 100 м: II-мост в инт. 2450-2550 м.

Таблица 7.4

№	Интервалы установки	I-мост	II-мост
1	Места установки глухого пакера		2550 м
2	Интервал установка цементного моста	3546-3762 м	2450-2550 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 оборудование 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 7.5.

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

№ п/п	Наименование или шифр	Ед. изм.	Потребное количество материала			Суммарное на скважину
			Установка цементного моста, м		Бетонная тумба, размер 1х1х1, м	
			I-мост	II-мост	Устье скважины	
	Объем цементного раствора	м ³	3,52	1,63	1	6,15
1	Цемент класса ПЦТ-G	тн	4,76	2,2	1,23	8,2
2	Щебень (группа 3)	м ³	-	-	0,3	0,3
3	Вода техническая для затворения	м ³	3,8	1,76	0,73	6,3
4	Вода техническая для продавки	м ³	60	41	0	4,0



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 Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Таблица 8.1

Номер в порядке спуска	Обсадная колонна	Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, ТУ,МУ и т.д. стандарт на изготовление Тип и класс материала	Количество, шт	Допустимое рабочее давление, кгс/см ²
	Название				
1	2	3	4	5	6
1	Кондуктор	FN35x35	ГОСТ 13862-2003	Комплект	350
2	Промежуточная	2FZ 35x35			
3	Эксплуатационная				
	Колонная головка	ОКК2-35-168*245*340 1120КГ	API Spec 6A PLS1-3 PR1 DD	Комплект	350
	Фонтанная арматура	АФК 60-80/65*35 К2 2000КГ	PLS3 PR1 EE	Комплект	350



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 (задвижках, 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 патрубок пневматического бурового ключа



Таблица 10.5

Нормы электрической освещенности

№№ пп	Наименование объекта	Разряд и подразряд зрительной работы	Освещенность при общем освещении лампами накаливания, люкс
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 установки 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 выбросит-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	-	
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 III. Организация ликвидации



1. Водоснабжение

Таблица 1.1

Баланс водопотребления технической воды

№	Наименование	Источник заданного вида снабжения	Объем запасных емкостей для воды м ³	Водопотребление, м ³
Вода для технических нужд				
1.	Вода необходимая для ликвидации	Привозная	80-100	100,0
2.	Вода для установления бетонной тумбы			0,74
3.	Вода для цементажа			106,76
4.	2-х кратный запас воды для глушения			82,40
Итого вода для технических нужд				289,90
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 = 131,63м ³ /год		

Таблица 2.1

2. 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		Масла кг/сут	Смазки кг/сут			
	5,0	Зимний период					
	5,0	5,5	50	20	75	ВП Жанажол	18,92



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 №2
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



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:

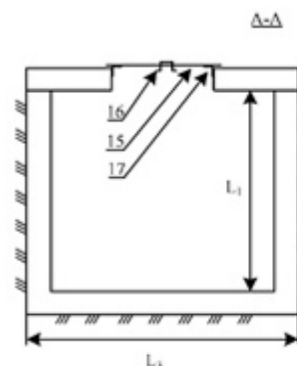
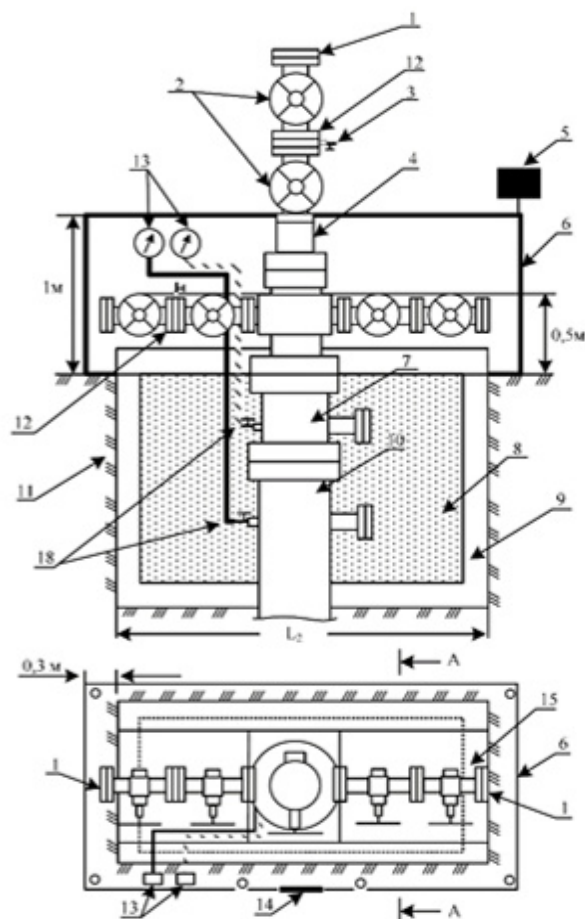
Члены комиссии:

Место печати



Схема №1

Обустройство устья ликвидационных скважин,
законченных строительством и находящихся в эксплуатации



Примечания

- 1 Бетонные плиты устилаются по месту
- 2 Съемные панели из листового металла 3 мм устилаются по месту
- 3 Для каждой скважины данная схема разрабатывается индивидуально
- 4 Каркас ограждения выполняется из уголка 45х45мм, с заполнением сеткой из гладкой арматуры диам. 8мм. Стойки ограждения – труба диам. – 76мм.
- 5 Калитка уставляется на навесах с болтовым замком со стороны
- 6 Размеры L_1 , L_2 и L_3 Могут варьироваться от 2,4 до 3,4м в зависимости от размера шахты

- 1 Глухой фланец
- 2 Задвижка
- 3 Кран высокого давления под манометр
- 4 Адаптор
- 5 Табличка с надписью
- 6 Ограждения
- 7 Трубная головка
- 8 Песок
- 9 Стенки шахты
- 10 Колонная головка
- 11 Грунт
- 12 Фланец для установки манометра
- 13 Манометры
- 14 Калитка
- 15 Листовой металл 3 мм с приваренным к нему уголок 45х45мм, для фиксации
- 16 Утопленная ручка для удаления съемной панели
- 17 Уголок 45х45мм
- 18 Краны высокого давления с трубами для установки манометров

Рис. – Схема №1. Обустройство устья ликвидированных скважин, законченных строительством и находящихся в эксплуатации



Список литературы

1. Закон РК «О недрах и недропользовании», 2010.
2. Единные правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых, 2011.
3. Требования промышленной безопасности нефтегазодобывающей отрасли Республики Казахстан, 2010г.
4. «Требования промышленной безопасности по ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов» (ТПБ ЛКС РК), утвержден МЧС РК 12.09.11г.
5. «Правила ликвидации и консервации объектов недропользования», утвержденного постановлением Правительства РК За № 634 от 06.06 2011г
6. «Уровень защищенности объектов и территорий от чрезвычайных ситуации» (УЗЧС), утверждены Постановлением Правительства РК от 16.04.2003 г. №363;
7. «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны» (СП №1.02. 011-94);
8. « Положение о порядке ликвидации нефтяных, газовых и других скважин и списания затрат на их сооружения». Утверждено приказом № 63/121-П от 02.06.95 Министерства НППГиОН РК



Исходные данные



СОДЕРЖАНИЕ ПРОЕКТА		стр.
Введение		5
Общая пояснительная записка		7
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		15
4.2. Краткая геологическая характеристика по скважине 2049 мест. Жанажол		21
5. Обоснование ликвидации последствий добычи углеводородов		24
5.1. Пояснительная записка		25
5.2. Краткий обзор осуществления ликвидации последствий деятельности		25
5.3. Основные технические данные скважины		26
5.4. Ликвидации скважин при наличии подземного оборудования		27
6. Технологические и технические решения по ликвидации скважин		28
6.1. Основные положения реализуемого проектного документа		28
6.2. Буровая (подъемная) установка		30
6.2.1. Выбор установки (подъемного агрегата) для изоляционных работ		30
6.3. Монтаж бурового оборудования		30
6.4. Подготовка к работам по ликвидации скважин		34
6.5. Порядок оформления документов на ликвидацию скважин		35
7. Планирование работ на ликвидацию скважины		38
7.1. Установка цементных мостов		38
7.2. Требования к свойствам тампонажного раствора и цементного моста		39
7.3. Буровые растворы/Промывочные жидкости, рекомендуемые для проведения работ по ликвидации		40
7.4. Бетонная тумба, устанавливаемая на устье скважины, при ее ликвидации		41
7.5. Порядок проведения работ		41
8. Технологические и технические решения по ликвидации скважин, оборудованию их устья		44
9. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций при ликвидации скважин технологических объектов, включая нефтяных, газовых и нагнетательных скважин различного назначения		45
9.1. Меры по обеспечению безопасности населения и персонала, зданий и сооружений		46
10. Техника безопасности, противопожарные мероприятия и промышленная санитария		48
Раздел II – 11.1. Охрана окружающей среды		56
11.1 Мероприятия по охране недр		56
11.2 Мероприятия охране окружающей среды		56
11.3 Мероприятия по уменьшению возможного негативного воздействия		58
11.4 Оценка воздействия ликвидации объектов недропользования на окружающую среду		59
11.5. Меры по предотвращению загрязнения подземных вод.		59
11.6. Оценка воздействия ликвидации на окружающую среду.		59
11.7. Меры по рекультивации нарушенных земель при проведении ликвидации		59
Раздел III Организация ликвидации		61
1. Водоснабжение		62
2. Потребность в ГСМ		62
3. Схема транспортировки грузов и вахт		63
Список литературы		73
Приложения		
Исходные данные		

