

Товарищество с ограниченной ответственностью
«ИПЦ-МУНАЙ»
Товарищество с ограниченной ответственностью
«SciRes»

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ТОО «ИПЦ-МУНАЙ»
_____ Бермухамбетов А.
« _____ » _____ 2024 г.

**ПРОЕКТ РАСКОНСЕРВАЦИИ СКВАЖИН
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШОЛЬКАРАВ АТЫРАУСКОЙ
ОБЛАСТИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**
*(Договор № ***** от ***** г.)*

Директор ТОО «SciRes» Кожобеков Е.Б.

г. Актау, 2024г

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ.....	2
СОДЕРЖАНИЕ	3
СПИСОК ТАБЛИЦ В ПРОЕКТЕ.....	4
СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ В ПРОЕКТЕ	5
РЕФЕРАТ	6
1 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	7
2 СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ	8
3 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ УЧАСТКА РАБОТ	9
ЛИТОЛОГО – СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	9
ТЕКТОНИКА	12
ГИДРОГЕОЛОГИЯ	16
ИСТОРИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ДОКУМЕНТОВ	19
4 ИНФОРМАЦИЯ ПО СКВАЖИНАМ.....	22
5 ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ ПРИ ВОССТАНОВЛЕНИИ И ИСПЫТАНИИ СКВАЖИНЫ	23
6 ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ	24
7 ВОССТАНОВЛЕНИЕ И ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ	27
8 БУРОВАЯ УСТАНОВКА.....	28
9 ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	32
Обустройство устья скважины.....	32
Испытание, гидродинамические исследования и освоение скважин.....	33
Интенсификация скважины.....	36
Спуско-подъемные операции	37
Глушение скважин	39
10 ОБЩИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГНВП.....	41
11 ОСОБЕННОСТИ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ, ИНЦИДЕНТОВ НА СКВАЖИНАХ.....	42
12 ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА.....	47
13 СВЕДЕНИЯ О ПОТРЕБЛЕНИИ ГСМ.....	48
14 РЕКУЛЬТИВАЦИЯ НАРУШЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ	49
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	52

СПИСОК ТАБЛИЦ В ПРОЕКТЕ

Таблица 1.1 – Список документов, которые являются основанием для проектирования	7
Таблица 2.1– Основные проектные данные	8
Таблица 3.1. Характеристика залежей.....	15
Таблица 3.2. Обоснование водонефтяных контактов.....	15
Таблица 3.3. Свойства и состав пластовых вод	18
Таблица 4.1. Техническое состояние скважин.....	22
Таблица 4.2. Конструкция скважин	22
Таблица 5.1. Объемы технологических жидкостей.....	23
Таблица 5.2. Потребное количество материалов интенсификации объектов в эксплуатационной колонне	23
Таблица 5.3 – Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)	23
Таблица 6.1. - Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)	26
Таблица 7.1. План работ по восстановлению скважин	27
Таблица 8.1 – Комплект бурового и силового оборудования	31
Таблица 12.1 Объемы подготовительных работ к расконсервации скважины (скважин).....	47
Таблица 12.2. Сварочные работы.....	47
Таблица 13.1. Расход ГСМ	48

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ В ПРОЕКТЕ

Приложение 1. Схема оборудования устья при расконсервации скважин	53
---	----

Реферат

Объектом проектирования являются работы по расконсервации (капитальный ремонт) скважин № Sho-P1, Sho-P2 с проведением испытаний и исследовательских работ на месторождении Шолькара, Атырауской область, Республика Казахстан.

Восстановление (капитальный ремонт) из консервации:

Работы по расконсервации скважин (КРС): ревизия устьевого оборудования и в случае необходимости его замена, обследование и очистка ствола скважины до нижних отверстий существующего фильтра с обеспечением зумпфа 5-10 м. При необходимости реперфорация или перфорация по уточненным данным ГИС. Освоение и испытание объектов исследования. По характеру притока возможно интенсификация притока - методом СКО и химических технологий глубокой очистки ПЗП и освоения осложнённых скважин.

Проведение испытания скважин:

После расконсервации скважины провести ГИС с целью уточнения продуктивных интервалов и определения ФЕС и характеристик продуктивной части разреза. Получение дополнительной информации о геолого-физической характеристике залежей, а также для определения устойчивости работы скважины необходимо провести полный комплекс гидродинамических исследований методом установившихся отборов и пустить скважину в работу по оптимальному режиму.

1 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 1.1 – Список документов, которые являются основанием для проектирования

№ п/п	Название документа (проект геолого-разведочных работ, технологические схемы (проект) разработки площадей (месторождений), задание на проектирование, номер, дата, должность, фамилия и инициалы лица, утвердившего документ
1	Техническое задание на разработку проекта «Проект расконсервации скважин месторождения «Шолькара» в Атырауской области Республики Казахстан»
2	ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ ПОДСОЛЕВОГО КОМПЛЕКСА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШОЛЬКАРА

2 СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Таблица 2.1– Основные проектные данные

№П /П	НАИМЕНОВАНИЕ	ЗНАЧЕНИЕ
1	2	3
1	Площадь (месторождение).	«Шолькара»
2	Расположение (суша, море).	Суша
3	Вид привода.	Дизель
4	Тип вышки.	Мачтовая, телескопическая
5	Тип установки для испытания.	УПА 60/80
6	Продолжительность испытания, сут.	12
	в том числе:	
	строительно-монтажные работы	1
	подготовительные работы	1
	работы по расконсервации скважины(разбуривание цементных мостов)	10

3 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ УЧАСТКА РАБОТ

ЛИТОЛОГО – СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Пробуренные, на площади Шолькара, скважины вскрыли разрез пород от кайнозойских до нижнекаменноугольных палеозойского возраста. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза структуры Шолькара приводятся на основании данных глубоких скважин, пробуренных в пределах этой структуры и прилегающих площадях.

Палеозойская группа (Pz)

Каменноугольная система (C)

Нижний отдел (C₁). Разрез представлен нерасчлененными митурнейским, визейским-серпуховским ярусами и сложен преимущественно глинистой толщей, сероцветными полимиктовыми песчаниками и алевролитами. Глинистые породы – темноцветные, тонкослоистые, встречаются черные углистые аргиллиты.

Отмечены грубообломочные гравелиты, конгломераты, песчаники, алевролиты и аргиллиты. Породы обогащены растительными остатками, встречаются тонкие прослои каменного угля, обломочные породы плохо отсортированы, среди обломков много фрагментов кремнистых и вулканогенных пород. Верхняя часть разреза отличается карбонатным составом, преимущественно известняками, встречаются прослои аргиллитов, мергелей. Известняки светло-серые, почти массивные водорослевые.

Нижнекаменноугольные отложения вскрыты на толщину от 29,0 м (скважина Sho-10-1х) до 465,0 м (скважина Г-3).

Средний и верхний отделы карбона (C₂₊₃). В нижней части разреза среднего карбона залегают аргиллиты серые, выше - песчаники с включениями и прослоями гравелитов.

Верхнекаменноугольные отложения представлены аргиллитово-известняковой пачкой. В разрезе средне + верхнекаменноугольных отложений выделено три залежи нефти (А, Б, В).

Толщина нерасчлененных средне-верхнекаменноугольных отложений на месторождении Шолькара изменяется от 245,0 м (скважина Г-8) до 410,0 м (скважина Г-10).

Пермская система (P)

Отложения пермской системы представлены двумя отделами: нижним и верхним.

Нижняя пермь состоит из нерасчлененного разреза трех ярусов: ассельского + сакмарского + артинского и кунгурского ярусов.

Ассельские и *Сакмарские* отложения образуют единую карбонатно-терригенную толщу и представлены чередованием прослоев (20-50 м) глинистых отложений, аргиллитов и обломочных известняков. Аргиллиты горизонтальнослоистые, обогащены обугленной растительной органикой; содержат линзы алевролитов незначительной толщины. Обломочные известняки представлены известняковыми конгломерато-брекчиями, гравелитами. Четких критериев по разделению ассельских и сакмарских отложений по литологическому составу не имеется.

Артинские отложения перекрывают ассельско-сакмарские породы с глубоким угловым и стратиграфическим несогласием. Имеют повсеместное распространение во внутренней части впадины.

Залежи нефти приурочены к нижнепермским отложениям.

Толщина нерасчлененных артинских + сакмарских + ассельских отложений на месторождении Шолькара колеблется от 169,0 м (скважина Г-6) до 210,0 м (скважина Г-10).

Кунгурский ярус. Породы кунгура по литологическому составу разделяются на две толщи: галогенную и сульфатно-терригенную.

Галогенная толща представлена белой, крупно- и среднекристаллической каменной солью, массивной, плотной и крепкой.

Сульфатно-терригенная толща сложена ангидритами серыми и темно-серыми с пропластками соли и прослоями глин.

На месторождении Шолькара толщина кунгурского яруса колеблется от 172,0 м (скважина Г-3) до 2139,0 м (скважина Г-6).

Пермтриас (РТ)

Верхнепермские и триасовые отложения образуют единый седиментационный подкомплекс. Отложения пермтриаса представлены пестроцветной толщей континентального и морского происхождения: аргиллитами, песчаниками плотными и глинистыми известняками.

На месторождении Шолькара толщина пермтриасовых отложений изменяется от 145 м (скважина Г-2) до 1560,0 м (скважина Г-8).

Юрская система (J)

Разрез отложений юрской системы представлен тремя отделами: нижним, средним и верхним.

К *нижнеюрским отложениям* (J_1) отнесена песчано-галечниковая часть разреза, толщиной от 40,0 м до 125,0 м.

Среднеюрские отложения (J₂) нерасчленённые. Литологически представлены песчано-галечниковой толщей с прослоями глин, песчаников, песков и алевролитов, толщиной от 200,0 м (скважина Г-2) до 430,0 м (скважина Г-9).

Разрез **верхней юры (J₃)** литологически представлен терригенными и карбонатными отложениями с преобладанием последних в верхней части разреза.

Толщина среднеюрских отложений колеблется от 107,0 м (скважина Г-9) до 121,0 м (скважина Г-3).

Меловая система (К)

Отложения меловой системы представлены нижним и верхним отделами.

Разрез **нижнего отдела** сложен песчано-глинистыми образованиями неокомского надъяруса, аптского и альбского ярусов.

Толщина изменяется от 481,0 м (скважина Sho-P1) до 563,0 м (скважина Г-9).

Верхнемеловые отложения подразделяются на две части: нижнюю-терригенную и верхнюю-карбонатную.

Отложения **сеноманского яруса** верхнего отдела меловой системы, представленные частым чередованием глин, песков и песчаников, по составу и окраске трудно различимы.

Карбонатные отложения **туронского яруса** и **сеноманского надъяруса** верхнего мела представлены однообразной толщей мергелей с прослоями мела и мергелистых глин.

Общая толщина верхнего мела изменяется от 388,0 м (скважина Sho-P1) до 450,0 м (скважина Г-10).

Кайнозойская группа (Kz)

Палеогеновая система (Р)

Отложения палеогенового возраста нерасчленённых палеоцен, эоцен и олигоцена литологически сложены глинами светло-зелеными, темно-серыми, иногда с прослоями (2-3 м) алевролитов.

Общая толщина колеблется от 173,0 м (скважина Г-9) до 255,0 м (скважина Г-8).

Неогеновая система (N)

Неогеновая система представлена верхнеплиоценовыми породами, представленными морскими песчано-глинистыми образованиями с редкими прослоями мергелей.

Толщина изменяется от 60,0 м (скважина Г-8) до 75,0 м (скважина Г-9).

Четвертичная система (Q)

Отложения четвертичной системы представлены суглинками, супесями и глинами с прослоями песков, толщиной до 10 м.

ТЕКТОНИКА

Район работ расположен на юго-восточном борту Прикаспийской впадины. Юго-восточная прибортовая зона Прикаспийской впадины включает два крупных структурно сопряженных, но генетически разнородных и разнопорядковых тектонических элемента: погребенное Южно-Эмбинское поднятие и краевую часть собственно Прикаспийской впадины (рисунок 3.1).

В своде Южно-Эмбинского погребенного поднятия (Торесай), на доюрскую поверхность выходят преимущественно терригенные породы верхнего девона-нижнего карбона, вскрываемые скважинами на глубину более 2,5 км. Породы в значительной степени дислоцированы (углы падения достигают 60-80°).

На северо-западном склоне Южно-Эмбинского поднятия вскрывается более полный разрез палеозоя. Здесь терригенные породы нижнего карбона перекрываются верхневизейско-нижнепермскими карбонатными отложениями, состоящими из окско-нижнебашкирской, верейско-верхнекаменноугольной и ассельско-сакмарской толщ. Суммарная толщина карбонатного комплекса превышает 2,0 км.

По данным сейсмических исследований, частично подтвержденных бурением, эти карбонатные толщи узкой полосой протягиваются вдоль северо-западного склона Южно-Эмбинского поднятия. На северо-западе зона распространения карбонатов ограничивается уступом, в формировании которого преобладающую роль играли седиментационные процессы.

По простирацию карбонатного уступа в целом отмечается смещение границ более молодых толщ в северном направлении. Выявленные тектоно-седиментационные уступы в каменноугольное и раннепермское время являлись естественным юго-восточным ограничением Прикаспийской впадины, отделявшим ее от Южно-Эмбинского поднятия.

К северо-западу от основного карбонатного уступа, уже в пределах Прикаспийской впадины, где расположены структуры Шолькара и Аккудук, разрез подсолевых отложений приобретает четко выраженное трехчленное строение.

Нижняя, терригенная часть, имеет каменноугольный возраст.

Гипсометрически выше по разрезу залегает терригенно-карбонатная толща среднекаменноугольного возраста, к кровле которой приурочен один из основных подсолевых отражающих горизонтов (П₂).

Верхняя часть докунгурского разреза за бортовым уступом сложена преимущественно грубообломочными породами позднего карбон – ранней перми.

Структура надсолевого комплекса определяется характером деформаций соленосной толщи. В зоне активной соляной тектоники надсолевые отложения осложнены

дизъюнктивными нарушениями. В зоне развития шельфовых палеозойских известняков надсолевой комплекс охватывает мощную толщу отложений от верхнеюрских (J_3) до четвертичных (Q) включительно.

Подсолевая часть разреза структуры Шолькара представляет самостоятельное поднятие, осложненное разломами, начавшими свой рост в нижнем карбоне (C_1) и окончившимися в нижнепермское (P_1) время

Геологическое строение рассматриваемой территории месторождения Шолькара основывается на материалах отчета «О результатах сейсморазведочных работ МОГТ-ЗД, проведенных ТОО «ИПЦ-Мунай» на структурах Шолькара и Торесай за 2009-2010 гг.» (протокол МД «ЗапКазНедра» № 77/2011 от «13» октября 2011 г.) (2).

В результате работ были составлены карты по отражающим горизонтам III – кровля юрских отложений, V – кровля триасовых отложений (подошва юры), VI – кровля кунгурской соли, $П_1$ – кровля подсолевых отложений, $П_2$ – кровля московского яруса среднего карбона, $П_2'$ – кровля визейского яруса нижнего карбона.

В тектоническом отношении, структура **Шолькара** по отражающему горизонту $П_2$ (**кровля C_2m**) представляет собой поднятие, ограниченное с севера тектоническим нарушением F_1 субширотного простирания и осложненное разрывными нарушениями, опережающими основное нарушение и определяющие блоковое строение поднятия.

Структура простирается с юго-запада на северо-восток. По отражающему горизонту $П_2$ (**кровля C_2m**) размеры поднятия в пределах изогипсы «минус» 3650 м равны 10,5 км x 3,2 км, амплитуда порядка 130 м.

На структурной карте по кровле **артинских отложений нижней перми (отражающий горизонт $П_1$)** фиксируется сложное мелкоблоковое строение поднятия Шолькара ограниченного с севера тектоническим нарушением F_1 субширотного простирания. Блоковое строение поднятия обусловлено опережающими нарушениями субмеридионального простирания и ответвляющимися, более мелкими, разнонаправленными нарушениями. Размеры поднятия в пределах изогипсы «минус» 3400 м равны 9,3 км x 3,9 км, амплитуда порядка 100 м.

Надсолевая тектоника заключается в деформации надсолевого комплекса, приводящей к формированию разнообразных ловушек.

По отражающему горизонту V (**кровля триаса**) свод структуры перемещается от района скважины Шолькара 10-1х к разлому субширотного простирания (F_2) и ограничивается с севера этим нарушением. Поднятие представляется как приразломная структура с несколькими гипсометрически повышенными участками триасовых пород, залегающих в субширотном направлении вдоль разлома и ограниченных этим разломом.

Размеры поднятия в пределах изогипсы – 1720 м равны 2,6 км на 1,8 км и амплитуду порядка 100 м.

По кровле юрских отложений (отражающий горизонт III) отмечается приразломное поднятие, экранированное с севера тектоническим нарушением F₂, геологическое строение которого близко к строению поднятия по кровле триаса. Размеры поднятия в пределах изогипсы «минус» 1120 м составляют 4,5 x 2,8 км и амплитуда порядка 100 м.

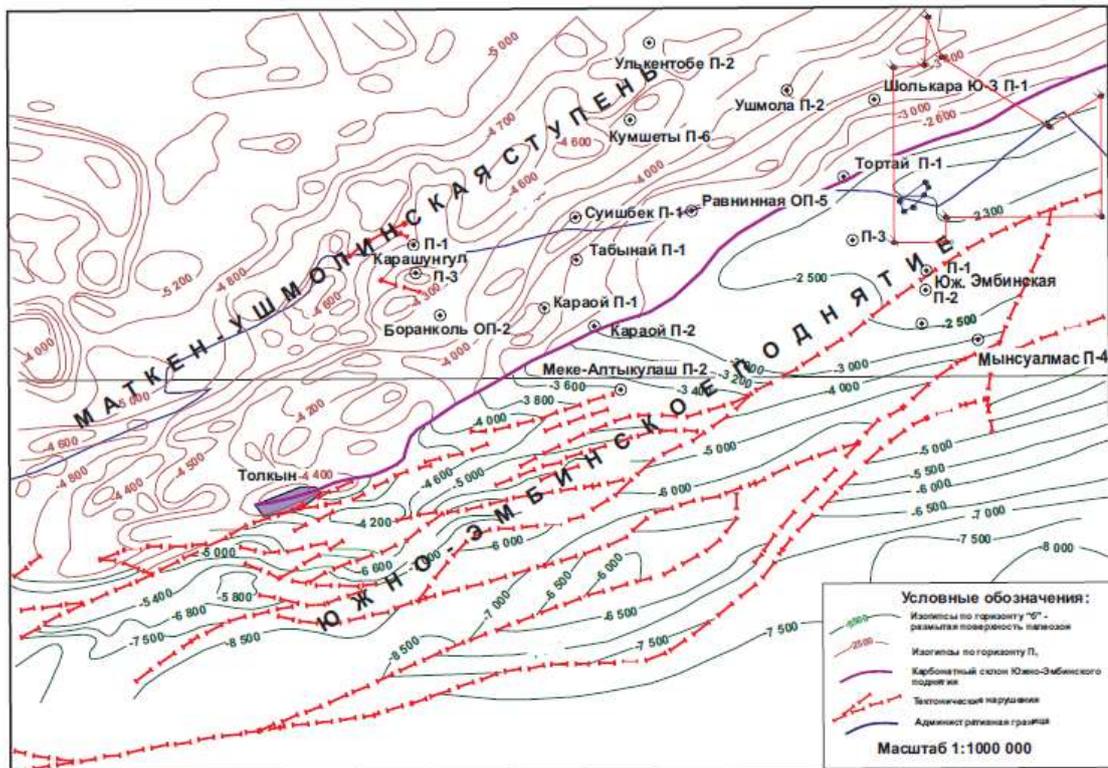


Рисунок 3-1. Схема тектонического строения Южно-Эмбинского поднятия

Нефтегазоносность

Месторождение Шолькара характеризуется блоковым строением, залежи приурочены к районам отдельных скважин.

В разрезе подсолевых отложений месторождения Шолькара установлены два продуктивных горизонта – пермский (P₁ar+s+a) и верхне+среднекаменноугольный (C₃+C₂).

В таблице 3.1 приведена характеристика залежей, в таблице 3.2 – обоснование водонефтяных контактов.

Таблица 3.1. Характеристика залежей

Горизонт	Пачка	Блок	Район скважин	Тип залежей		Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Средне-взвешенная нефтенасыщенная толщина, м	Средняя глубина залегания, м	Водо-нефтяной контакт, м	Высота залежи, м
				по пустотному пространству	по характеру насыщения					
P ₁ г+s+a	-	I	Sho-P2	каверново-поровые	нефтяные	665	1,7	3 400,0	-3 342,3	22,3
	-	II	Sho-P1			1 640	6,0	3 399,2	-3 372,4	52,8
	-	III	Г-3			2 726	7,6	3 542,6	-3 542,0	382,0
C ₃₊₂	A	II	Sho-10-1x	каверново-поровые	нефтяные	3 319	4,0	3 613,0	-3 586,0	40,3
	Б	I	Sho-P1			2 116	3,2	3 681,4	-3 645,0	19,8
		II	Г-3			2 173	3,6	3 781,0	-3 766,8	126,8
	В	I	Sho-P1			3 162	2,1	3 748,6	-3 718,5	38,5

Таблица 3.2. Обоснование водонефтяных контактов

Блок	Скважина	По данным ГИС (в абс.отм.)		Интервалы перфорации по данным опробования (в абс.отм.)			Принятая отметка ВНК, м
		нижняя отметка нефти, м	верхняя отметка воды, м	кровля, м	подошва, м	характер притока	
Продуктивный горизонт P₁г+s+a							
I	Sho-P2	-3342,3	-3342,3	-3333,0	-3341,0	нефть	-3342,3
II	Sho-P1	-3372,4	-	-3326,6	-3365,6	нефть	-3372,4
III	Г-3	-3542,0	-	-3518,2	-3562,2	нефть (I-й ствол)	-3542,0
				-3463,2	-3563,2	нефть (II-й ствол)	
Продуктивный горизонт C₃₊₂. Пачка «А»							
II	Sho-10-1x	-3586,0	-3586,0	-3550,9	-3585,9	вода с «пленкой» нефти	-3586,0
Продуктивный горизонт C₃₊₂. Пачка «Б»							
I	Sho-P1	-3645,0	-	-	-	-	-3645,0
II	Г-3	-3766,8	-	-	-	-	-3766,8
Продуктивный горизонт C₃₊₂. Пачка «В»							
I	Sho-P1	-3718,5	-	-	-	-	-3718,5

ГИДРОГЕОЛОГИЯ

Глубокое погружение юго-востока Русской платформы, вследствие преобладания общей амплитуды нисходящих движений над общей амплитудой восходящих движений, привело к тому, что подземные воды образовали в пределах Прикаспийской впадины замкнутый гидрогеологический бассейн. Тектоническая нарушенность отложений изменила ранее существовавшие условия движения подземных вод, и привела к целому ряду аномалий в химическом составе этих вод и их напорах.

Пользуясь схемой гидрогеологической зональности Н. Игнатовича, который, в основу понимания условия формирования подземных вод, использовал фактор динамичности, рассмотрим основные параметры гидродинамической системы района.

В пределах Прикаспийской впадины установлено, что в одновозрастных водоносных комплексах происходит переход по площади из одной зоны в другую. Это нашло отражение и на химическом составе вод, охарактеризованных согласно генетической классификации В.А. Сулина.

К I-й зоне, характеризующейся преимущественно *сульфатно-натриевым типом вод*, относятся воды четвертичных отложений на всей площади Прикаспийской впадины и воды других отложений, в пределах выхода их на дневную поверхность. При погружении отложений под молодые осадки, водоносные комплексы переходят из I-й гидродинамической зоны во II-ю, которые характеризуются *преимущественно гидрокарбонатно-натриевым типом вод*. Максимальную площадь II-я зона имеет в нижнемеловых и юрских отложениях, однако, вследствие сильной дизъюнктивной нарушенности района, затрудняющей нормальную циркуляцию вод, II-я зона имеет во всех водоносных комплексах ограниченную площадь распространения и быстро переходит в III-ю гидродинамическую зону, *характеризующуюся хлоркальциевым типом вод*.

Гидрогеологические особенности подсолевых отложений в районе проектируемых работ, как с точки зрения динамики подземных вод, так и минералогического состава, изучены довольно слабо.

Воды каменноугольных отложений. Подземные воды из отложений карбона были получены при испытании скважины Г-3 на площади Торесай в интервале 2195-2160 м. Вода хлоркальциевого типа, с минерализацией – 155 г/л.

На месторождении Шолькара в 2011 г. из каменноугольных отложений отобраны две пробы воды из скважины Sho-10-1х. Проба отобранная 18.12.2011 г. отбракована, так как по своим физико-химическим свойствам сильно отличается от пробы воды отобранной 17.12.2011 г. из этой же скважины. В лаборатории ТТНиГ где проведены

анализы проб воды, провели сравнение результатов анализов вод из скважины Г-6 (1979 г.) и Sho-10-1х отобранной 17-го числа и сделали вывод, что вода отобранная из скважины Г-6 – пластовая, а вода из скважины Sho-10-1-х по результатам анализа – не является пластовой. Вода из скважины Г-6 была отобрана с нижнепермских отложений, а из скважины Sho-10-1х с каменноугольных отложений, следовательно стратиграфический возраст глубины и интервала отборов проб воды не совпадают и сравнение является некорректным. Следует учитывать и местоположение скважины Г-6, которая находится за тектоническим нарушением от скважины Sho-10-1х. Исходя из этого считаем, что вода из скважины Sho-10-1х отобранная 17.12.2011 г. пластовая и характеризует воды каменноугольных отложений. Плотность воды равна $1,08 \text{ г/см}^3$, с общей минерализацией $110,4 \text{ г/л}$ и хлоркальциевого типа. Дебит воды из интервала 3596-3631 м составил $80 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Воды пермских отложений. Водоносные горизонты пермских отложений в пределах Эмбинской солянокупольной области залегают под толщей осадков мезозойского возраста. Дебиты скважин колеблются от сотых долей до $1,5 \text{ л/сек}$. Водовмещающими породами служат пески и трещиноватые песчаники. Погружаясь под толщу мезозойских отложений, водоносные горизонты в пределах Северной и Южной Эмбы теряют связь с дневной поверхностью и начинают относиться к III гидродинамической зоне Н. Игнатовича. Вода приобретает напор. По своему химическому составу она относится к хлоркальциевому типу, хлорной группе и натриевой подгруппе. Ионы Ca^{++} в воде преобладают над ионами Mg^{++} . Сульфаты присутствуют в количестве $153,6 \text{ мг/л}$.

На площади Уртатау-Сарыбулак в скважине 5 при забое 2697 м из сульфатно-терригенной толщи кунгурского яруса нижней перми был получен приток пластовой воды плотностью $1,21 \text{ г/см}^3$. По данным института гидрогеологии и гидрогеофизики АН КазССР, здесь обнаружены аномальные содержания (мг/л) лития – 31,0, рубидия – 1,8 и стронция – 620.

На месторождении Шолькара в скважине Г-4 в процессе бурения из кунгурских отложений на глубине 3250 м скважина проявила пластовой водой с удельным весом $1,22 \text{ г/см}^3$, соленостью – 26°Бе , содержанием кальция – 20 г/л , магния – 15 г/л .

В скважине Г-6 в 1979 г. из неразделённой толщи отложений артинского + сакмарского + ассельского ярусов нижней перми с глубины 3765 м отобрана проба воды плотностью $1,22 \text{ г/см}^3$ и минерализацией $257,4 \text{ г/л}$. Преобладает тип воды хлоркальциевый.

Свойства и состав пластовых вод представлен в таблице 3.3.

Таблица 3.3. Свойства и состав пластовых вод

Скважина	Дата отбора	Горизонт	Интервал отбора проб, м	рН	Плотность, г/см ³	Содержание ионов												Минерализация, г/л	Тип по Сулпиу	Жесткость, мг-экв/л
						HCO ₃ ⁻ +CO ₃ ²⁻		SO ₄ ²⁻		Cl		Ca ²⁺		Mg ²⁺		Na ⁺ + K ⁺				
						мг/л	мг-экв./л	мг/л	мг-экв./л	мг/л	мг-экв./л	мг/л	мг-экв./л	мг/л	мг-экв./л	мг/л	мг-экв./л			
Г-5 ¹	29.12.1975 г.	P _{1k}	3187-3192	7,0	-	-	-	3722,9	77,56	46191,9	1301,18	1260,0	63,00	559,4	46,62	30602,6	1275,11	82,3		109,62
Г-3	16.08.1982 г.	P _{1k}	3495-3515	-	1,005	30,5	0,50	62,4	1,30	423,16	11,92	10,8	0,54	7,08	0,59	30,16	12,59	0,56	CH	1,13
Г-3	20.09.1982г.	P _{1k}	3495-3517	-	1,003	41,48	0,68	71,04	1,48	276,55	7,79	7,0	0,35	5,76	0,48	218,88	9,12	0,62	CH	0,83
Г-3	20.09.1982г.	P _{1k}	3495-3517	-	1,005	24,4	0,40	68,64	1,43	393,7	11,09	10,0	0,50	6,84	0,57	284,4	11,85	0,79	CH	1,17
В среднем по горизонту P_{1k}				7,0	1,004	32,13	0,53	67,36	1,40	364,47	10,27	9,27	0,46	6,56	0,55	177,81	11,19	0,66		1,04
Г-3 ⁴	28.10.1981 г.	P _{1ar+s+a}	3575-3590	-	1,003	87,84	1,44	72,0	1,50	210,87	5,94	5,2	0,26	0	0	1858,52	7,73	2,23	ГКН	0,26
Г-3	28.09.1973 г.	P _{1ar+s+a}	3508-3516 3524-3528	-	1,051	41,48	0,68	520,8	10,85	3392,0	95,55	168,2	8,41	33,96	2,83	2443,9	101,83	6,6	-	11,24
Г-6	25.06.1979 г.	P _{1ar+s+a}	3765	-	1,22	508	0,83	1549	3,22	157847	445,26	4972	21,81	5603	46,08	86888,25	381,13	257,4	ХК	715,5
Sho P-2	03.10.2022 г.	P _{1ar+s+a}	3383,5-3391	7,4	1,024	686,6	11,3	3312,0	69,0	18510	522,1	1000	50,0	120	9,9	13020,6	542,5	36,7	CH	59,9
В среднем по горизонту P_{1ar+s+a}				7,4	1,098	412,03	4,27	1793,9	27,7	59916,3	354,3	2046,7	26,7	1919,0	19,6	34117,6	341,8	100,2		262,2
Sho-10-1x	17.12.2011 г.	C ₃ +C ₂	3596-3631	7,0	1,08 ²	878	14,0	485	10,10	66506	1876,05	6513	325,65	243	20,25	35756,9	1554,65	110,4	ХК	354,8
Sho-10-1x ³	18.12.2011 г.	C ₃ +C ₂	3596-3631	7,0	1,01	630	10,32	166	3,46	7980	225,1	660	33	240	20	4229,4	185,9	13,9	ХК	53
В среднем по горизонту C₃+C₂				7,0	1,08²	878	14,0	485	10,10	66506	1876,05	6513	325,65	243	20,25	35756,9	1554,65	110,4		354,8

ИСТОРИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ДОКУМЕНТОВ

В 2010 г. был составлен отчет **«Проект поисковых работ на площади Шолькара в пределах контрактной территории ТОО «ИПЦ Мунай»**, выполненный ТОО «АктюбНИГРИ». Проектным документом предусматривалось бурение трех поисково-разведочных скважин: Sho-10-1х (независимая), Sho-10-12 (зависимая), Sho-10-3х (зависимая), а также проведение сейсморазведки МОГТ-3Д в объеме 150 кв.км.

В 2011 г., согласно вышеназванному проектному документу, пробурена скважина Sho-10-1х, глубиной 3908 м (отложения нижнего карбона). По данным интерпретации материалов ГИС и ГТИ в подсолевых отложениях в интервале глубин 3578,0-3632,0 м выделены продуктивные пласты, но из-за кольтатации их буровым раствором высокой плотности, получить притоков УВС не удалось.

В 2010 г. составлен отчет **«О результатах сейсморазведочных работ МОГТ-3Д, проведенных ТОО «ИПЦ-Мунай» на структурах Шолькара и Торесай за 2009-2010 гг.»** (протокол МД «ЗапКазНедра» № 77/2011 от «13» октября 2011 г.).

В 2013 г. ТОО «АктюбНИГРИ» подготовлен **«Проект поисковых работ на нефть и газ на Контрактной территории ТОО «ИПЦ-Мунай»**.

В 2014 г. ТОО «Научно-производственный центр» разработан **«Проект оценочных работ на площадях Шолькара и Аккудук»** (протокол ЦКРР № 51/15 от «12» сентября 2014 г.). В проектном документе предусматривалось заложение двух проектных оценочных скважин на структуре Шолькара и одной поисково-разведочной скважины на структуре Аккудук. Также в проектном документе обоснован необходимый комплекс исследований в скважинах, отбор керна, опробование перспективных объектов в колонне, определен объем лабораторно-аналитических работ.

В 2016 г. ТОО «Смарт Инжиниринг» разработано **«Дополнение к проекту оценочных работ на площадях Шолькара и Аккудук»** (письмо КГиНМИИР Республики Казахстан № 27-5-31-И от «06» января 2017 г.). В проектным документом было предусмотрено бурение трех проектных оценочных скважин на площади Шолькара, из которых две скважины глубинами 4200 м и одна – 2000 м, а также одной проектной оценочной скважины АКД-4 на площади Аккудук, глубиной 4000 м. Предусмотренный проектным документом объем работ планировалось реализовать в течение 2017 г.

В 2018 г., согласно вышеназванному проектному документу, была пробурена оценочная скважина Sho-P1, с фактической глубиной 4203 м (нижний карбон), где по заключению интерпретации материалов ГИС были выделены пласты-коллекторы в пермском (P₁ag+s+a) и нижнекаменноугольном (C₁m-b и C₁v) отложениях.

В скважине Sho-P1 после бурения, в результате опробования, получены промышленные притоки нефти из артинских отложений нижней перми ($P_{1ar+s+a}$).

В 2018 г. разработано **«Дополнение № 3 к Проекту оценочных работ на площади Шолькара, расположенной в пределах Контрактной территории ТОО «ИПЦ-Мунай»** (утвержден КГиНМИИ ИР Республики Казахстан, письмо № 27-5-972-и от «22» июня 2018 г.).

Согласно вышеназванного дополнения, были перенесены сроки геологоразведочных работ, в связи с полученными новыми данными по обработке сейсмики МОГТ-3Д 2013 г., при которых предусматривалось бурение двух проектных оценочных скважин на структуре Шолькара, с соответствующими глубинами 4200 м и 2000 м.

В 2019 г., согласно вышеназванного дополнения, была пробурена оценочная скважина Sho-P2, глубиной 3450 м (кунгурский ярус нижней перми). В результате опробования скважины получены промышленные притоки нефти из артинских отложений нижней перми ($P_{1ar+s+a}$).

В 2020 г. разработан **«Проект разведочных работ по оценке месторождения Шолькара»** (отправлено в ЦКРР в уведомительном порядке) (8), где было запроектировано проведение дополнительных объемов работ лишь камерального характера, по переобработке и переинтерпретации материалов ранее выполненных сейсморазведочных работ МОГТ-3Д, в объеме 119 кв.км, с учетом бурения и опробования в колонне оценочных скважин Sho-P1 и Sho-P2.

В 2021 г. ТОО «SciRes» подготовлено **«Дополнение к проекту разведочных работ по оценке месторождения Шолькара»** (протокол ЦКРР № 17/11 от «16» сентября 2021 г.) (9), в рамках которого планировалось дополнительное бурение двух проектных оценочных скважин: P-3 – независимая и P-4 – зависимая.

Проектная независимая оценочная скважина не пробурена, а ее реализация запланирована в настоящем проектном документе, в рамках мероприятий по доразведке месторождения.

В связи с завершением периода разведки и невозможностью его продления, недропользователем было принято решение перейти на этап промышленной добычи, минуя стадию пробной эксплуатации, согласно п. 28 «Единые правила...».

Учитывая вышеизложенное, в 2022 г. ТОО «Научно-производственный центр» был составлен отчет **«Подсчет запасов нефти и растворенного газа Пермских и Каменноугольных отложений подсолевого комплекса месторождения Шолькара (по**

состоянию изученности на 01.12.2022 г.)», который был утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 2531-23-У от «27» февраля 2023 г.).

В 2024 году на основании «Подсчета запасов нефти и растворенного газа Пермских и Каменноугольных отложений ...» разработан «Проект разработки подсолевого комплекса месторождения Шолькара», где предусмотрена расконсервация двух скважин Sho-P1 и Sho-P2.

В данном техническом проекте запланированы работы по восстановлению и расконсервации скважин скважин Sho-P1 и Sho-P2 месторождения Шолькара.

4 ИНФОРМАЦИЯ ПО СКВАЖИНАМ

Таблица 4.1. Техническое состояние скважин

№ СКВ.	Sho-P1	Sho-P2
Категория скважины	оценочная	оценочная
Направление ствола	вертикальная	вертикальная
Сроки бурения, начало/окончание	15.10.2016 г./26.06.2018 г.	08.01.2019 г./21.02.2020 г.
Глубина скважины, проектная/фактическая, м	4200/4203	4200/3450
Горизонт	C ₁	P _{1a}
Состояние	Во временной консервации	В опробовании

Таблица 4.2. Конструкция скважин

№ скважин	кондуктор		1 промежуточная		2 промежуточная		эксплуатационная		хвостовик	
	диаметр, мм	глубина спуска, м	диаметр, мм	глубина спуска, м	диаметр, мм	глубина спуска, м	диаметр, мм	глубина спуска, м	диаметр, мм	глубина спуска, м
Sho-P1	426	380	323,9	1850	244,5	3400	177,8	3509	114,3	3450 - 3957
Sho-P2	426	358	323,9	1375	244,5	2495	177,8	3379	114,3	3289 - 3449

Примечание: высота подъема цемента – до устья, хвостовик – до головы хвостовика

5 ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ ПРИ ВОССТАНОВЛЕНИИ И ИСПЫТАНИИ СКВАЖИНЫ

Таблица 5.1. Объёмы технологических жидкостей

Название технологической жидкости	Объём, м ³	Примечание
Жидкость консервации	50	вымывается из скважины - на утилизацию
Раствор для разбуривания мостов и промывки	200	
Перфорационная жидкость	100	
Вода для освоения	100	плотность 1,02 г/см ³

Примечание: готовый раствор для промывки завозится на скважину в необходимом объёме. Запас раствора на поверхности 100 м³ равен двойному объёму скважины в соответствии п. 514 Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности.

Таблица 5.2. Потребное количество материалов интенсификации объектов в эксплуатационной колонне

Объект	Название или шифр	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4
На один объект	Соляная кислота	м ³	4
	Вода	м ³	4,8

Примечание: потребное количество материалов для СКО будет уточняться в программе проведения соляно-кислотной обработки объекта.

Таблица 5.3 – Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)

Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, т	Коэффициент запаса прочности		
номинальный наружный диаметр	тип	марка (группа прочности) стали	толщина стенки, мм	теоретическая масса 1 м, кг			на растяжение	на избыточное давление	
								наружное	внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
73,02	VAM	L-80	5,5	9,2	3500	32	2,0	>1,15	>1,32
60,32	VAM	J-55	5,0	7,0	400	3	5,5	>1,15	>1,32

6 ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

ПВО собирается из узлов и деталей с паспортами, сертификатами и инструкциями по эксплуатации завода-изготовителя.

Независимо от сроков и интенсивности работы ПВО до установки на устье скважины преенторы и фонтанная арматура в базовых условиях опрессовываются водой на рабочее давление, указанное в паспорте с оформлением акта опрессовки.

Монтаж ПВО на устье скважины производится буровой бригадой под руководством ответственного лица, эксплуатирующего оборудования в соответствии с типовой схемой с составлением акта монтажа ПВО с участием АСС.

Площадка под буровой должна иметь твердый настил, обеспечивающий свободный и безопасный доступ к ПВО.

Для управления преенторами и гидравлическими задвижками устанавливаются основной и вспомогательные пульта.

Основной пульт управления - на расстоянии не менее 10 метров от устья скважины в удобном и безопасном месте.

Вспомогательный - непосредственно возле пульта бурильщика. Он включается в режим оперативной готовности при вскрытии продуктивных или газонефтеводопроявляющих пластов.

Привод ручного дублирующего управления находится на расстоянии не менее 10 метров от устья скважины в металлической будке или под навесом, выполненным из металлического листа толщиной не менее 5 миллиметров с освещением во взрывобезопасном исполнении.

На стенке перед каждым штурвалом водостойкой краской указываются:

- 1) стрелки, указывающие направление вращения штурвала на закрытие и открытие;
- 2) цифры, указывающие число оборотов штурвала до полного закрытия;
- 3) метка, совмещение которой с меткой на валу штурвала соответствует закрытию преентора;
- 4) величина давления опрессовки колонны;
- 5) диаметр установленных плашек и порядковый номер преентора снизу вверх.

После монтажа преенторная установка до разбуривания цементного стакана опрессовывается на давление опрессовки обсадной колонны. Работы по опрессовке производится в присутствии представителя АСС с оформлением акта в произвольной форме.

Результат опрессовки оформляется актом.

На пульте дросселирования на видном месте устанавливается табличка с указанием допустимого давления опрессовки колонны, а на манометрах наносятся метки разрешенного рабочего давления.

Манифольды линий дросселирования и глушения ПВО после монтажа опрессовываются на давление опрессовки обсадной колонны.

Опрессовка оформляется соответствующим актом.

Внутренняя полость линий дросселирования и глушения продувается воздухом один раз в неделю. Результаты продувки отводов регистрируются в журнале проверки ПВО. Продувку отводов обеспечивает ответственное лицо.

Плашки превентора, установленные на устье скважины, соответствуют диаметру применяемых бурильных труб.

В случае применения колонны бурильных труб разных диаметров (не более трех размеров) плашки превентора соответствуют диаметру верхней секции колонны бурильных труб.

На мостках буровой должна быть опрессованная аварийная труба, которая по диаметру и прочности соответствует верхней секции бурильной колонны.

На буровой установке при использовании ведущей трубы (квадрата) на мостках должна быть аварийная труба, окрашенная в красный цвет, с обратным клапаном или шаровым краном, находящимся в открытом положении, и переводником под бурильную или обсадную колонну.

При монтаже и эксплуатации ПВО, необходимо:

- 1) колонный фланец устанавливать на резьбе или на клиновом захвате;
- 2) при установке колонного фланца обеспечить расстояние не менее 200 мм от нижнего торца колонного фланца до уровня земли;
- 3) на колонном фланце установить кран с манометрическим фланцем под манометр.

Все узлы обвязки ПВО соединяются фланцами на стандартных трубных резьбах. Разрешается применение сварных соединений узлов и деталей для ПВО, выполненных изготовителями данного оборудования.

Не допускается применение узлов и деталей для обвязки ПВО не предусмотренных заводом-изготовителем.

При получении оборудования от заводов-изготовителей обращать внимание на наличие маркировки на крепежных деталях.

Выкидные линии превенторов изготавливаются из бесшовных труб равнопроходного сечения.

Манометры на линиях глушения и дросселирования и межколонном отводе установлены на катушках или специальных фланцах с кранами высокого давления.

Монтаж, размещение, компоновка превенторной и трапнофакельной установок осуществляется в соответствии с комплектом их поставки и фактической схемой.

Крепежные детали ПВО поставляются в комплекте с оборудованием. Их установка осуществляется в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя.

Линия глушения должна иметь сброс в емкость.

В соответствии с инструкцией по монтажу и эксплуатации все уплотнительные элементы колонной головки опрессовываются с составлением акта.

Таблица 6.1. - Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Название	Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого оборудования и ПВО
1	2
ОП21-180/80х 35	ПревентордвойнойППГ2-180-35
Колонная головка	Колонная головка ОКК 3-35- 426 х 324х245 х 178
Фонтанная арматура	АФК 2-80/65х35

Примечание:Монтаж колонной головки осуществляется без применения сварных соединенийвсоответствиисрекомендациями (техническимиусловиями) завода–изготовителя.

7 ВОССТАНОВЛЕНИЕ И ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ

Таблица 7.1. План работ по восстановлению скважин

№	Объем работ
1.	СМР
2.	Демонтаж тумбы и устья скважины. Монтаж колонной головки. Монтаж преентора ПП2 180 x 350
3.	Сборка и спуск компоновки долото 3-х шарошечное Ø 140 мм+ВЗД-105 на СБТ Ø 73 мм для разбуривание цементных мостов. Спуск до головы ЦМ. Разбуривание моста в до провала. Подъем компоновки.
4.	Спуск перо на СБТ Ø 73 мм до жесткой посадки. Промывка скважины через сетку, пластовой водой плотностью 1,12-1,14 г/см ³ до выхода чистой жидкости. Подъем компоновки.
5.	Спуск компоновки долото 3-х шарошечное Ø104 мм+ВЗД-85 на СБТ Ø 73 + СБТ Ø 60 мм до головы цементного ЦМ. Разбуривание ЦМ моста в до провала. Подъем компоновки.
6.	Спуск перо на СБТ Ø 73 + СБТ Ø 60 мм до жесткой посадки. Промывка скважины через сетку, пластовой водой плотностью 1,12-1,14 г/см ³ до выхода чистой жидкости. Подъем компоновки.
7.	Перфорация (перестрел). Спуск на НКТ Ø 73 мм (+ 60 мм) с воронкой до глубины выше на 10-15м от интервала перфорации. Монтаж фонтанной арматуры АФК 65x 350. Замещение скважины на техническую воду
8.	Проведение работ по ГИС. Свабирование, Профиль притока, КВД, Отбор проб и т.д
9.	Полный подъем компоновки НКТ Ø 73/60 мм с воронкой
10.	Спуск подземного оборудования
11.	Итого общая продолжительность проведения расконсервации 12 суток

8 БУРОВАЯ УСТАНОВКА

Подъемные установки для восстановления скважины (далее - Установка) должны оснащаться:

- 1) пультом управления СПО, снабженным КИПиА, в том числе индикатором веса;
- 2) мачтой (вышкой), с металлической табличкой, укрепленной на видном месте. На табличке указывается: дата изготовления, завод-изготовитель, заводской номер установки, грузоподъемность (номинальная) мачты, сроки следующей проверки технического состояния мачты;
- 3) мачты (вышки) снабжаются устройством для крепления оттяжками из стального каната. Число, диаметр и место крепления оттяжек определяются паспортом Установка;
- 4) лебедкой.

Установка, агрегаты и оборудование, используемые во взрывопожароопасных зонах, применяются во взрывозащищенном исполнении, оснащаются аварийной световой и звуковой сигнализацией, рабочим и аварийным освещением.

На вышке и грузоподъемном механизме устанавливаются металлические таблички изготовителя с указанием типа, грузоподъемности, номера, даты изготовления, срока проверки (освидетельствования).

Расположение Установок, оборудования, вспомогательных объектов соответствует утвержденной схеме. Помещения для персонала располагаются в безопасной зоне от устья скважины на расстоянии не менее высоты мачты (вышки) плюс 10 метров.

Установка комплектуется документацией завода-изготовителя, а также средствами безопасности, блокировки и механизации труда:

- 1) лебедка с ограничителем грузоподъемности на крюке и приводе, обеспечивающим вращение барабана с канатом в установленных диапазонах скоростей и допустимой нагрузкой на канат;
- 2) автоматическим ограничителем высоты подъема талевого блока с блокировкой движения барабана лебедки (противозатаскиватель талевого блока под кронблок);
- 3) устройством контроля положения для установки платформы Установка в горизонтальном состоянии;
- 4) устройством фиксации талевого блока и защиты вышки от повреждений при транспортировке;
- 5) системой подъема вышки с дистанционным управлением и обеспечения безопасности при отказе элементов системы;
- 6) тормозной системой;
- 7) устройством защиты от молний, заземлением и электрическими средствами;
- 8) блокировочным устройством аварийного отключения двигателя;

9) электрическим устройством, трансформатором, выпрямителем постоянного тока для зарядки аккумуляторов и аварийного освещения;

10) ограждениями, лестницами для безопасного подъема и спуска верхового рабочего, устройством для аварийной эвакуации;

11) искрогасителями двигателей внутреннего сгорания и заслонками экстренного перекрытия доступа воздуха в двигатель (воздухозаборник);

12) гидравлическими опорными домкратами с механическими фиксаторами и фундаментными балками;

13) кронблочным роликом под канат вспомогательной лебедки, роликом под канат подвески машинных ключей и устройством для подвески гидравлического ключа;

14) звуковой и визуальной сигнализацией выдвижения и посадки секции мачты;

15) устройством для осушки воздуха;

16) гидравлическим индикатором веса, манометрами, приборами контроля двигателя;

17) освещением со светильниками во взрывобезопасном исполнении, обеспечивающими освещенность ротора - 100 люкс, лебедки - 75 люкс, талевого блока - 30 люкс, приемных мостков - 10 люкс;

18) укрытием рабочей площадки высотой 2,5 метров с одинарными дверьми с каждой стороны платформы и двустворчатой дверью со стороны рабочей площадки;

19) приспособлением на мачте Установки для подвешивания ролика кабеля;

20) устройством вертикальной установки труб с комплектом оборудования и инструмента для работы с НКТ диаметром 60, 73, 89 миллиметров и насосными штангами диаметром 19, 22, 25 миллиметров при установке их за «палец» балкона;

21) механизмом свинчивания и развинчивания труб и штанг, приспособлениями, обеспечивающими безопасность проведения ремонтных работ на скважинах.

Воздушные и кабельные электрические линии, трансформаторы и распределительные устройства, электрические установки и оборудование, диэлектрические средства должны соответствовать правилам по электробезопасности. Места подземной прокладки кабелей обозначаются знаками безопасности, устанавливаемыми на границе опасной зоны, в местах пересечения дорог и коммуникаций.

Работы в опасной зоне электрических линий, нефтегазопроводов и взрывопожароопасных объектов проводятся по наряду-допуску, выданному ответственным руководителем работ по ремонту скважины.

Установка и наземное оборудование, связанное с подачей электроэнергии, использованием электрооборудования должно иметь заземление и молниезащиту.

Персонал, производящий работы на Установке должен иметь соответствующую квалификацию и допуск.

Установки для ремонта скважин устанавливаются на рабочей площадке, в соответствии с указаниями завода-изготовителя.

Установка центрируется относительно устья скважины в соответствии с руководством по эксплуатации. Ввод в эксплуатацию оформляется актом комиссии организации.

Ходовой конец талевого каната крепится на барабане лебедки с помощью приспособления, исключающего деформацию и износ каната в месте крепления. На барабане лебедки при нижнем рабочем положении талевого блока находится не менее трех витков каната.

Неподвижный конец талевого каната закрепляется на устройстве надежно соединенным с металлоконструкциями платформы агрегата.

Коэффициент запаса прочности талевого каната (отношение разрывного усилия каната к силе натяжения ходового конца талевого каната) должен быть не менее двух.

За состоянием каната устанавливается контроль. Частота контрольных осмотров зависит от характера условий работы и определяется техническим руководителем, в соответствии с техническим состоянием каната.

Применять сращенные канаты для оснастки талевой системы Установок, подъема вышек и мачт, изготовления растяжек, грузоподъемных стропов, удерживающих рабочих и использование их в качестве страховых канатов не допускается.

Устройства управления СПО Установки находятся на пульте, оснащенный КИПиА, расположенном на безопасном месте и обеспечивающем видимость вышки, мачты, устья скважины, лебедки и механизмов, установленных на агрегате.

Насосы Установки обеспечиваются запорными и предохранительными устройствами, приборами для регулирования параметров технологического процесса с контролем на пульте управления.

Таблица 8.1 – Комплект бурового и силового оборудования

п/п	наименование оборудования	марка (ед. изм.)	количество
1	2	3	4
1.	Буровая установка	УПА 60/80	1
1.1.	Дизельный двигатель, N-191 кВт	740.30-260	1
2.	Емкости для промывочной жидкости	м ³	130
2.1.	№ 1	м ³	50
2.2.	№ 2	м ³	50
2.3.	№ 3	м ³	30
3.	Электростанция		1
4.	Мерная ёмкость при вызове притока	м ³	25

9 ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Минимальные безопасные расстояния размещения объектов должны соответствовать «Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей»

№ П/п	Объекты	Жилые здания общежития, вахтовые поселки	Общественные здания	Промышленные и сельскохозяйственные объекты	Магистральные нефтегазопроводы	Линии электропередач (вг 6 кв и выше)	Электроподстанции(35/6/110/35 кв)
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Устья нефтяных скважин-фонтанных, газлифтных, оборудованных насосами	300	500	100	СНиП	60	100
2	Устья нефтяных скважин со станками - качалками, устья нагнетательных скважин	150	250	50	СНиП	30	50
3	Здания и сооружения по добыче нефти	300	500	100	СНиП	ПУЭ	80

ОБУСТРОЙСТВО УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

До установки оборудования на устье скважины производится опрессовка на давление, предусмотренное паспортом, а после окончания монтажных работ на устьевой площадке производится испытание и опрессовка устьевого оборудования скважины на давление опрессовки эксплуатационной колонны, с участием АСС, с составлением акта приемки. Время опрессовки не менее 10 минут.

Оборудование устья, трубопроводы, установка замера и сепарации продукции скважины должны обеспечивать полную герметичность и возможность безопасного отключения скважины в аварийной ситуации, устойчивость от воздействия опасных и вредных веществ на период эксплуатации.

Проверка технического состояния и осмотр производится по графику, утвержденному техническим руководителем организации с регистрацией в вахтовом журнале.

Регулирующая арматура (дрессели) и запорная арматура обеспечивается устройствами ручного и автоматического управления в соответствии с технической документацией изготовителя и обеспечивает возможность безопасной замены КИПиА без остановки скважины и наземного оборудования.

Газоопасные и грузоподъемные работы на устьевой площадке и в опасной зоне выполняются по наряду-допуску.

Не допускается отогревать обвязку устья скважины и аппаратуры, а также трубопровод, находящийся под давлением, открытым огнем.

Фланцевые соединения обвязок устья скважины и фонтанной арматуры должны монтироваться с полным комплектом шпилек и на уплотнителях предусмотренных, техническими условиями завода изготовителя.

ИСПЫТАНИЕ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

Испытание и освоение скважины должны проводиться после оборудования устья по утвержденной схеме, компоновки внутрискважинного оборудования с колонной НКТ, монтажа и опрессовки наземного оборудования.

После окончания подготовительных работ проводится проверка готовности скважины с составлением акта. В состав комиссии включаются работники организаций проводившей работы, представители заказчика и АСС.

Освоение и исследование скважин производится в присутствии ответственного лица.

В случаях негерметичности устья, эксплуатационной и промежуточных колонн, наличия межпластовых перетоков и межколонного давления, несоответствия интервалов цементирования должны приниматься меры по устранению дефектов до начала работ по испытанию и освоению.

Перед перфорацией и вызовом притока выполняются мероприятия по предотвращению неконтролируемых ГНВП и ОФ, совместно с АСС составляется акт готовности скважины. Дальнейшие работы производятся по письменному разрешению руководителя организации.

В комплексе работ по испытанию и освоению скважин ведется учет и сбор пластового флюида (нефть, конденсат, вода) в емкости.

В ПЛА при испытании и освоении скважин предусматриваются мероприятия и безопасные действия персонала в случае возникновения опасных и аварийных ситуаций связанных с технологией работ, с возможной утечкой пластового флюида и отрицательного воздействия на окружающую среду, производственный персонал и население, находящееся в опасной зоне.

Освоение скважин и связанные с ним работы производятся по ПОР, утвержденному организацией недропользователем с указанием руководителя работ, технологии, оборудования.

Работы по освоению и испытанию скважин начинаются при наличии акта о готовности скважины к выполнению этих работ и обеспечении следующих условий:

- 1) эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой, герметична при максимально ожидаемом давлении на устье скважины;
- 2) устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии со схемой;

3) установлены сепаратор и емкости для сбора флюида. Применение гибких рукавов в обвязке устья сепаратора и емкостей не допускается;

4) после принятия мер по устранению дефектов, в случаях установления негерметичности устья, эксплуатационной и промежуточных колонн, наличия межпластовых перетоков и межколонного давления, несоответствие цементирования.

Перед перфорацией колонны на устье устанавливается перфорационная задвижка, проверенная до установки на прочность и герметичность в открытом и закрытом состоянии опрессовкой на пробное давление фонтанной арматуры. На скважинах с фонтанной добычей перед перфорацией на устье устанавливается ПВО.

Для замера давлений устанавливаются манометры с запорными и предохранительными устройствами, позволяющими производить замену без остановки скважины.

Манометры и расходомеры устанавливаются в соответствии с утвержденной схемой оборудования устья скважины.

Для управления и обслуживания арматуры на высоте устанавливается стационарная или передвижная площадка с лестницей.

При неопределенном пластовом давлении перфорировать скважину допускается после заполнения промывочной жидкостью с плотностью применения при вскрытии пласта в процессе бурения.

Перед перфорацией и вызовом притока выполняются мероприятия по предотвращению неконтролируемых ГНВП и ОФ, охране недр и окружающей среды, составляется акт готовности скважины к перфорации и выдается письменное разрешение руководителя работ.

Во время перфорации устанавливается наблюдение за уровнем жидкости на устье скважины. Его снижение не допускается.

Фонтанная арматура до установки на устье скважины опрессовывается на величину пробного давления, а после установки - на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны.

Фонтанная арматура соединяется с двумя продувочными отводами, направленными в противоположные стороны. Каждый отвод длиной не менее 100 метров от устья скважины и соединяется с факельной установкой с дистанционным розжигом. На факельной линии устанавливается огнепреградитель.

Типы резьбовых соединений труб и отводов соответствуют ожидаемым давлениям, монтируются и испытываются на герметичность опрессовкой на величину 1,25 кратное от максимального давления.

Отводы крепятся к бетонным или забетонированным металлическим стойкам, при этом не допускается поворотов и провисов. Способ крепления отвода исключает возможность возникновения местных напряжений. Диаметр отводов не менее 89 миллиметров.

Перед опрессовкой установка освобождается от заполняющей среды и отключается от трубопроводов, соединяющих ее со скважиной при помощи заглушек.

Перед освоением скважины буровая установка обеспечивается запасом бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины соответствующей плотности без учета объема раствора, находящегося в скважине.

Вызов притока и исследования проводятся в светлое время при направлении ветра от ближайших населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных объектов, под руководством лица контроля.

На время вызова притока из пластов и глушения обеспечивается:

- 1) постоянное круглосуточное дежурство ответственного лица контроля из числа ИТР;
- 2) круглосуточное дежурство транспорта для эвакуации;
- 3) постоянная готовность к работе цементировочных агрегатов;
- 4) готовность персонала, к действиям в случае аварийного выброса.

Выхлопные трубы от двигателей внутреннего сгорания, в том числе автомобилей, тракторов и техники, находящейся около скважины, оборудуются искрогасителями.

Для замеров и продувки пользуются крайними задвижками на узле отвода, открывая или закрывая их полностью. Работа через не полностью открытую задвижку не допускается.

Смена диафрагмы на устройстве для регулирования потока жидкости производится через 15 минут после закрытия скважины с предварительным проведением анализа воздуха рабочей зоны.

В ожидании освоения скважины и пуска ее в эксплуатацию задвижки на струнах фонтанной арматуры и задвижка на рабочем отводе крестовины закрываются. Персонал должен периодически следить за изменением давления в затрубном пространстве.

Свабирование скважин производится при наличии герметизирующего устройства, предотвращающего разлив жидкости, возникновение ГНВП и ОФ.

При свабировании скважины с использованием подъемного устройства устанавливается оттяжной ролик.

При спуске и подъемесваба контролируется состояние каната, не допускается ослабление и превышение нагрузки.

Для каждой скважины, подлежащей освоению, составляется ПОР с назначением лиц, обеспечивающих их выполнение.

О проведенных работах по освоению и испытанию скважины руководителем работ ежедневно составляется рапорт.

Работы с испытателями пластов выполняются геофизическими или специализированными организациями по заказу буровых организаций в присутствии представителей геологической и технологической служб заказчика.

При глушении скважины в процессе освоения обеспечивается наличие промывочной жидкости в количестве не менее двух объемов скважины, с периодическим перемешиванием, контролем и регистрацией параметров, соответствующих ПОР.

При обнаружении признаков ГНВП или возникновении опасной ситуации, производится отключение электроэнергии, герметизация устья скважины и последующие действия выполняются согласно ПЛА по указанию руководителя работ.

При остановке работ в процессе освоения производится герметизация устья с контролем давления в скважине и межколонном пространстве.

Предохранительные и регулирующие устройства, обратные клапаны, запорная арматура, трубопроводы и сепараторы до монтажа проверяются и устанавливаются согласно схемы и документации изготовителя с последующим тестированием и испытанием на прочность и герметичность, согласно настоящих Правил.

Передвижные компрессоры и установки размещаются на расстоянии не менее 25 метров от устья, с учетом преобладающего направления ветра и рельефа местности.

В случае отклонения от проектной документации, решение о проведении испытания и освоении принимается заказчиком по согласованию с проектной организации, при условии разработки и выполнения дополнительных мероприятий, позволяющих обеспечить надежное управление скважиной, включая её глушение и ликвидацию, безопасность персонала. Копия решения направляется в АСС.

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ СКВАЖИНЫ

В целях повышения продуктивности и приемистости скважин, улучшения их гидродинамической связи с пластом, выравнивания профилей притока и приемистости, ускорения их освоения и ввода в эксплуатацию недропользователями планируются и осуществляются различные методы воздействия на призабойную зону скважин и прискважинную часть пласта (различные виды кислотных обработок скважин, гидравлический разрыв пласта, виброобработка, тепловые методы, методы гидродинамического воздействия и различные их комбинации).

Выбор конкретного метода воздействия осуществляется недропользователями на основе комплекса исследований, направленных на изучение состояния призабойной зоны пласта, состава пород и жидкостей, а также систематического обобщения и изучения результатов применения различных методов воздействия по скважинам и рассматриваемому объекту подрядными или сервисными организациями по ремонту скважин.

Интенсификация скважин с целью повышения нефтегазоотдачи пластов проводится по ПОР.

Фактическая схема оборудования устья с учетом используемого метода интенсификации пласта в целях предупреждения неконтролируемых ГНВП и ОФ направляется в АСС.

Обработка призабойной зоны и интенсификация притока в скважинах с негерметичным устьевым оборудованием и обсадными колоннами, заколонными перетоками и межколонным давлением не допускается.

Оборудование, трубопроводная система от скважины и предохранительных устройств закрепляются и выводятся на безопасное расстояние в соответствии со схемой обвязки и опрессовываются..

На период обработки скважины и интенсификации притока устанавливается и обозначается опасная зона в радиусе не менее 50 метров.

Установка различного оборудования, емкостей, КИПиА не предусмотренных проектной документацией в пределах опасной зоны не допускается.

При гидроразрыве пласта для обеспечения безопасного состояния обсадной колонны применяются пакерные устройства.

При проведении гидрокислотных разрывов пласта применяются ингибиторы коррозии.

От воздействия кислоты и вредных веществ персонал обеспечивается СИЗ, СИЗ ОД, СКЗ, ведется контроль вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

СПУСКО-ПОДЪЕМНЫЕ ОПЕРАЦИИ

Пульт управления СПО подъемного агрегата для ремонта скважин располагается в безопасном месте, с которого хорошо видны: мачта, вышка, устье скважины, лебедка и механизмы, установленные на агрегате и рабочей площадке.

Не допускается без индикации (индикатора) веса поднимать из скважины или спускать в скважину НКТ, вести ремонтные работы, связанные с расхаживанием и натяжкой труб, независимо от глубины скважины. Исправность индикатора веса проверяется перед началом ПРС.

Не допускается проведение СПО при:

- 1) неисправных оборудований и инструментах, контрольно-измерительных приборов (пишущий прибор, манометры);
- 2) с просроченным сроком государственной поверки индикатора веса, КИПиА;
- 3) при отсутствии члена вахты, участвующий в процессе СПО;
- 4) скорости ветра более 15 метров в секунду и отсутствия видимости при тумане и снегопаде;
- 5) ГНВП;

б) отсутствие ПОР.

Во время СПО при обнаружении ГНВП бригада ПРС повторно глушит скважину, и далее действует в соответствии с ПОР. При невозможности повторного глушения, устье скважины герметизируются и далее действуют по ПЛА.

Для предотвращения и ликвидации возможных ГНВП агрегат для промывки скважины или емкость долива во время СПО должны быть постоянно подключены к затрубному пространству, а на устье скважины установлено ПВО.

Перед спуском НКТ в скважину каждую трубу шаблонируют. Перед свинчиванием труб резьбу очищают металлической щеткой и покрывают защитным слоем, предусмотренным ПОР (графитовые смазки, сурик, специальный герметик).

НКТ свинчивают на всю резьбовую часть трубы и крепят плотно до упора.

Скорость подъема и спуска НКТ определяет ответственное лицо во время работы в зависимости от веса, технического состояния НКТ, от скорости долива жидкости глушения в скважину, излива жидкости из скважины, скорости ветра.

При подъеме НКТ замеряют общую длину НКТ и количество поднятых труб. При спуске НКТ замеряют глубину спуска НКТ и количество спущенных труб, данные замеров заносятся в журнал измерения бурильной колонны. В журнале измерения бурильной колонны по форме утвержденной техническим руководителем организации указывают диаметр, толщину стенки и длину каждой трубы.

Во избежание задевания торцов муфт за внутреннюю стенку эксплуатационной колонны, тройников и крестовиков пользуются направляющими воронками.

Дефектные трубы отбраковываются и до окончания ремонта удаляются с мостков.

При длительных перерывах в работе по подъему и спуску НКТ устье скважины герметизируется (закрывается).

При СПО на мостках устанавливают специальный лоток для предохранения резьбы от повреждения.

Перед СПО проверяется исправность и надежность действия тормозной системы.

Подъемный крюк имеет стопорный болт и исправный безопасный автоматический затвор, предотвращающий соскакивание штропов с крюка.

Спуск на мостки и подъем труб с мостков выполняется плавно и на скоростях, не превышающих допустимые. Рабочий, работающий на тормозе лебедки, стоит в стороне от линии движения тормозной рукоятки, чтобы не получить от нее удара.

При подтаскивании трубы с мостков к устью скважины, во избежание травмирования рук, направлять и удерживать руками ее нижний конец не допускается.

Не допускается находиться на пути или вблизи подтаскиваемой трубы.

ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИН

Перед глушением наземное оборудование снабжают трубопроводами для глушения скважины длиной не менее 10 метров. Трубопроводы оборудуют обратными клапанами и устройствами для подключения контрольно-регистрающей аппаратуры. Трубопроводы и арматуру на устье скважины опрессовывают водой давлением в 1,5 раза больше ожидаемого максимального давления. Нагнетательные линии монтируются из труб с быстросъемными соединениями.

Промывочный шланг Установки страхуется стальным мягким канатом диаметром не менее 8 миллиметров с петлями через каждые 1-1,5 метра по всей длине шланга. Концы каната крепятся к ответным фланцам шланга. Для предупреждения разрыва шланга на насосном агрегате должен устанавливаться предохранительный клапан на давление ниже допустимого на шланг на 25 процентов.

Болтовые соединения исключают возможность самопроизвольного раскрепления.

Перед глушением скважины предусматривается запас жидкости глушения необходимых параметров в объеме, равном двум объемам ремонтируемой скважины. Запас хранят на скважине или в непосредственной близости для оперативного подключения к трубопроводу глушения.

При глушении скважины создают гидростатическое динамическое давление (при вытеснении нефти из скважины жидкостью глушения), не превышающее давление гидроразрыва пласта или давление поглощения жидкости пластом.

После установки ПВО его опрессовывают водой давлением, равным максимально ожидаемому, но не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны. Опрессовку ПВО проводят с учетом технического состояния эксплуатационной колонны, состава пластового флюида (газового фактора) и паспорта оборудования, в присутствии представителя АСС.

При появлении признаков НГВП ремонт скважины прекращают, скважину повторно глушат. Возобновление работ разрешает технический руководитель организации.

При перерывах в работе устье скважины надежно закрывают (герметизируют).

Для предотвращения и ликвидации возможных ГНВП устанавливают блок долива жидкости глушения и обвязывают его с устьем скважины с таким расчетом, чтобы обеспечивался самодолив или принудительный долив с помощью насоса (агрегата для промывки скважин). Подъем труб из скважины проводят с доливом и поддержанием уровня на устье. Доливную емкость оборудуют уровнемером с градуировкой.

Перед демонтажом устьевого арматуры скважины давление в трубном и затрубном пространстве уменьшают (стравливают) до атмосферного.

Разборку устьевого арматуры проводят после визуального установленного прекращения выделения газа из скважины и проверки в ней постоянства уровня жидкости. В ПОР

указывают продолжительность времени технологического простоя, после разборки устьевого арматуры, для проверки отсутствия притока жидкости из скважины.

Персонал бригады ведет постоянный контроль признаков обнаружения ГНВП и производит герметизацию устья скважины.

Для герметизации трубного пространства на мостках находится компоновка трубы с переводником, шаровым краном, обратным клапаном или аварийной задвижкой в открытом состоянии, опрессованная на установленное давление и окрашенная в красный цвет.

10 ОБЩИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГНВП

Персонал буровой установки обучается методам раннего обнаружения ГНВП, практическим действиям по герметизации устья скважин и ее глушению, правилам эксплуатации ПВО, использования СИЗ, оказанию доврачебной помощи.

Перед вскрытием продуктивного пласта на буровой имеется:

- 1) запас химреагентов и утяжелителя
- 2) два шаровых крана (один под квадратом, второй на аварийной трубе или подвешенный на тросике в буровой);
- 3) обеспечено круглосуточное дежурство цементирующего агрегата, автомашины, ответственного лица из числа ИТР, связь буровой (с предприятием).

При обнаружении прямых признаков ГНВП немедленно приступить к герметизации устья скважины.

В процессе проведения СПО постоянно контролировать соответствие объемов доливаемого (вытесняемого) бурового раствора объему поднимаемых (спускаемых) бурильных труб.

После долива необходимо убедиться, что уровень на устье и скважина не переливает.

При наличии перелива определить его характер и немедленно загерметизировать скважину. Дальнейшие работы проводить по ПОР.

При продолжительных ремонтных работах (более 5 суток) принять меры по предупреждению ГНВП.

11 ОСОБЕННОСТИ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ, ИНЦИДЕНТОВ НА СКВАЖИНАХ

Перед вскрытием продуктивного горизонта или пластов с возможными флюидопроявлениями выполняются мероприятия по предупреждению аварий и инцидентов:

- 1) инструктаж персонала по практическим действиям при ликвидации ГНВП согласно ПЛА;
- 2) инструктаж персонала геофизической и подрядных организаций, работающих на территории буровой установки;
- 3) проверка состояния буровой установки, устьевого и ПВО, инструмента и приспособлений для герметизации скважины и ликвидации ГНВП;
- 4) проверка средств контроля загазованности, системы раннего обнаружения прямых и косвенных признаков ГНВП, СИЗ, СИЗ ОД, СКЗ персонала;
- 5) проверка систем противоаварийной, противofонтанной и противопожарной защиты, маршрутов эвакуации персонала;
- 6) проведение учебных тренировок, тревог по графику, утвержденному техническим руководителем организации;
- 7) оценка готовности объекта к вскрытию продуктивного горизонта с составлением акта, соответствия объемов и параметров бурового раствора, средств очистки, дегазации и обработки;
- 8) проверка системы геолого-технического контроля и регистрации параметров режима бурения, показаний концентрации газов в буровом растворе и газоанализаторов;
- 9) результаты выполненных мероприятий записываются в вахтовом журнале с предложениями по устранению выявленных нарушений.

Организацию работ и производственного контроля по предупреждению и ликвидации ГНВП осуществляет руководитель объекта.

При опасности ГНВП производится герметизация устья, трубного пространства и выполняются действия по ПЛА для ликвидации опасной ситуации по указанию руководителя работ.

Превентор закрывается с пульта управления при подвешенной на талевой системе колонне труб, открытой выкидной линии, при нахождении резьбового соединения ниже плашек и высоте колонны над устьем 0,8-1 метр с фиксацией плашек и тормоза лебедки.

В вахтовом журнале регистрируются время обнаружения ГНВП, показания манометров на манифольде, промывке скважины и в межколонном пространстве, вес трубной колонны, параметры бурового раствора, показания концентрации газов в буровом растворе, прямые и косвенные признаки по системе раннего обнаружения ГНВП.

После герметизации скважины регистрируется и контролируется давление, визуально проверяется состояние устья, ПВО, манифольда и вводится пропускной режим.

Не допускается превышение давления на устье герметизированной скважины более 80 процентов от давления опрессовки обсадной колонны. При определении допустимого давления учитывают степень износа и коррозии обсадной колонны по данным геофизических исследований, толщинометрии и воздействия опасных факторов.

Снижение давления производится постепенно, 0,3-0,4 мегаПаскаля в минуту.

Для ликвидации ГНВП и ОФ привлекаются АСС.

Вспомогательные работы выполняются производственным персоналом после инструктажа, при непосредственном участии руководителя работ.

Не допускается находиться в опасной зоне работникам, не принимающим участия в выполнении аварийных и вспомогательных работ.

Оборудование, технические устройства, инструменты, материалы, спецодежда, средства страховки и индивидуальной защиты для ликвидации ГНВП находятся в постоянной готовности на складах аварийного запаса организаций и АСС.

Дислокация складов и перечень оснащенности указываются в ПЛА.

Для ликвидации технологических аварий и осложнений составляется ПОР с указанием руководителя работ, мероприятий безопасности на объекте, который утверждается руководителем организации и доводится до сведения персонала при дополнительном инструктаже.

При вскрытом продуктивном горизонте назначаются работники для контроля работ и предупреждения ГНВП.

При подъеме аварийного инструмента трубы развинчивают без применения ротора и динамической нагрузки.

Перед работами, связанными с освобождением прихваченного инструмента с подъемного крюка снимаются штропы, роторные вкладыши скрепляются болтами, на шинопневматических муфтах для предупреждения проскальзывания устанавливаются аварийные болты.

При применении нефтяных и кислотных ванн для ликвидации прихвата в бурильном инструменте под заливочной головкой устанавливается обратный клапан.

Для установки заливочной головки длина бурильного инструмента подбирается с условием, чтобы при наворачивании исключалась работа на высоте. При невозможности выполнить это условие устраивается площадка с лестницей.

В процессе ловильных работ в скважинах с потенциальной опасностью флюидопроявлений длина бурильной колонны подбирается из расчета нахождения гладкой части трубы против плашек превентора, ведущей трубы - в роторе.

При снижении гидростатического давления ниже пластового работы по расхаживанию бурильной колонны проводятся с загерметизированным затрубным пространством, установленным на бурильных трубах шаровым краном, с разработкой и осуществлением дополнительных мер безопасности при участии АСС.

При возникновении сифона или поршневания производится промывка скважины и расхаживание бурильной колонны, ограничивается скорость подъема и обеспечивается полный долив скважины для предупреждения ГНВП и воздействия на пласт.

При обнаружении ГНВП буровая вахта герметизирует устье скважины, канал бурильных труб, информирует ответственных лиц, АСС. Дальнейшие действия проводятся в соответствии с ПЛА.

После вызова притока не допускается перфорация обсадных колонн в интервалах возможного разрыва пластов давлением газа, нефти, в интервале проницаемых непродуктивных пластов при проведении ремонтно-изоляционных работ.

Работы по освобождению прихваченного бурильного инструмента с применением взрывных устройств (торпеды, детонирующие шнуры) проводятся при обеспечении безопасности персонала и оборудования.

Перед спуском в скважину аварийного инструмента подготавливается эскиз компоновки с указанием размеров.

До спуска ловильного инструмента определяется глубина нахождения «головы» оставшегося в скважине предмета.

При спуске ловильного инструмента все замковые соединения бурильных труб крепятся машинными или механизированными ключами. Доведение ловильного инструмента до «головы» слома производится с одновременной промывкой.

Во время ловильных работ закрепление метчика, колокола и, ловильных инструментов с оставшейся в скважине частью бурильной колонны производится ротором с использованием ведущей трубы. Не допускается окончательно закреплять ловильный инструмент до восстановления циркуляции бурового раствора.

В скважинах, где в процессе ловильных работ возникают проявления в виде переливов и выбросов, длина бурильных труб при спуске подбирается таким образом, чтобы в плашках превентора находилась бурильная труба, а в роторе - ведущая труба.

С целью предупреждения прихватов бурового инструмента используются добавки веществ в буровой раствор, обладающих повышенной смазывающей способностью.

При извлечении оставленного в скважине каротажного кабеля не допускается спуск в скважину ловильного инструмента без ограничителя для предупреждения его заклинивания.

Диаметр труб с левой резьбой, спускаемых в скважину для отвинчивания, соответствует или больше диаметра извлекаемых труб с учетом проходимости в открытом

стволе. При этом плашки одного из превенторов соответствуют диаметру применяемых труб с левой резьбой.

При явных признаках начала ОФ буровая обесточивается и производится остановка двигателей. На территории, прилегающей к фонтанирующей скважине, потушить технические и бытовые топки, остановить двигатели внутреннего сгорания, запретить курение и пользование открытым огнем. Не допускать движение транспорта и пешеходов, вызвать АСС, противопожарную службу, принять меры к сбору жидкости, изливающейся из скважины. Если эта операция не связана с риском для здоровья и жизни, оповестить организации согласно ПЛА.

После закрытия превенторов устанавливается наблюдение за возможным возникновением грифонов, угрожающих разрушением устья скважины и производится разрядка скважины через выкидные линии превентора с одновременной закачкой жидкости в бурильные трубы.

Аварии, связанные с прихватом кабеля, скважинного прибора или груза, ликвидируются при непосредственном участии руководителя геофизических работ по согласованию с руководителем объекта и при участии работников буровой или ремонтной бригады в соответствии с ПЛА.

Для персонала, привлеченного для ликвидации аварии, руководители работ проводят дополнительный инструктаж и осуществляют постоянный контроль, не допуская воздействия опасных факторов.

Нагрузка на кабель в процессе освобождения от прихвата не допускается более 50 процентов от максимальной разрывной нагрузки, указанной в документации изготовителя.

Освобождение и извлечение кабеля, приборов, ПВА, источников РВ и источников ионизирующего излучения (далее - ИИИ) производится методами, указанными в ПЛА, с использованием аварийных технических средств.

Перед спуском в скважину на компоновку бурильного и аварийного инструмента составляется эскиз с указанием размеров, соответствующих фактическому состоянию и технической документации.

Для извлечения из скважины кабеля, прибора, аппарата, груза применяется ловильный инструмент, соответствующий конструкции кабеля и геофизических приборов ПВА, ИИИ, РВ.

Ловильный инструмент предоставляет геофизическая и буровая организация с техническим паспортом и руководством по эксплуатации.

Для ПВА, ИИИ и РВ обеспечивается предупреждение механического разрушения и воздействия на окружающую среду.

При извлечении кабеля предусматривается исключение повреждения обсадной колонны.

Поднятая из скважины ПВА, не подлежащая разборке и разряжению вследствие деформации корпуса, уничтожается в безопасном месте с соблюдением условий, предусмотренных эксплуатационной документацией.

Заряд, оставленный в скважине, ликвидируется подрывом дополнительного заряда.

При обнаружении признаков ГНВП устье скважины герметизируется, кабель обрубается специальным устройством.

При ликвидации аварий с источниками РВ, ИИИ производится постоянный дозиметрический контроль скважинного прибора и промывочной жидкости с регистрацией в журнале учета долива при СПО и расходов химических реагентов.

12 ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

Таблица 12.1 Объемы подготовительных работ красконсервации скважины (скважин)

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)		
1	2	3	4
1	Рытье траншеи (желобов) для стока отработанной воды из-под вышечно-агрегатного и насосного блоков гл. 0,8м. 0,8х 0,5 х 150 м и вокруг блоков	100 м	1
2	Устройство насыпи для подъезда к блоку ГСМ и площадки химреагентов с перемещением грунта на 30м	100 м ³	1
3	Обваловка площадки ГСМ (15м х 2+35м х 2) х 1,25м с перемещением грунта до 10м	100 м ³	1
4	Установка емкости на концах отводов ПВО		

Таблица 12.2. Сварочные работы

Наименование работ	Потребность на весь объем	
	электросварочный аппарат, маш/час	электроды, кг
Топливопровод линейный Спускные линии Задвижки Монтаж: циркуляционной системы К-0,1 ПВО Обвязка емкостей: для запаса воды для запаса топлива Обвязка оборудования в т. ч.: водопроводом топливопроводом Стойки под выкид. линии ПВО Контур заземления	12	30

13 СВЕДЕНИЯ О ПОТРЕБЛЕНИИ ГСМ

Таблица 13.1. Расход ГСМ

Агрегат	Двигатель	Количество двигателей	Мощность двигателя, N (кВт)	Удельный расход топлива, q (г/кВт*час)	Удельный расход масла, q _м (г/кВт*час)	Продолжительность работы двигателя (сут)	Общий расход топлива (тн)	Общий расход масла (тн)
сварочный агрегат АДД-3124У1	Д144-81-1	1	37	133	0,399	0,5	0,0591	0,0002
Работы по восстановлению и испытанию								
УПА-60/80	ЯМЗ	1	191	207	0,621	12	11,387	0,034
Цементировочный агрегат	ЯМЗ	1	206	207	0,621	10	10,234	0,031
Дизель-генераторная станция	САТ	1	398	199	0,597	12	22,810	0,068

14 РЕКУЛЬТИВАЦИЯ НАРУШЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ

Снятие плодородного слоя почвы и его нанесение по окончании строительства скважин необходимо осуществлять, как правило, в безморозный период времени (при незамерзшей почве).

Плодородный слой почвы снимается в соответствии с требованиями ГОСТа 17.4.3.02-85. Эта работа выполняется с помощью бульдозера, не допуская при этом смешивания плодородного слоя почвы с минеральный грунтом. При большой мощности плодородного слоя он снимается послойно, а его складирование осуществляется таким образом, чтобы обеспечить в последующем послойное его нанесение на поверхность грунта с целью сохранения его плодородности. Плодородный слой складировается в бурты (в соответствии с ГОСТом 17.5.3.04-83) длиной до 80 - 100 м и высотой до 3 - 4 м с углом откоса не более 25 - 30°. Бурты располагаются на специально отведенной площадке, предусмотренной схемой расположения бурового оборудования. В целях предупреждения ветровой и водной эрозии складированный плодородный слой должен засеиваться многолетними травами.

В соответствии со статьями 106, 107 Закона РК «О земле» рекультивация земель, восстановление плодородия, других полезных свойств земли, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ является одним из наиболее важных природоохранных мероприятий.

Рекультивация земель - комплекс мероприятий, направленных на восстановление продуктивности и хозяйственной ценности нарушенных и загрязненных земель, а также на улучшение условий окружающей среды.

В процессе проведения планировки площадок бурения, строительного-монтажных работ, буровых операции происходит нарушение почвенно-растительного слоя на отведенных участках земли. Поэтому по мере завершения работ необходимо в соответствии с данным проектом проводить техническую рекультивацию отчуждаемой территории.

В соответствии с требованиями ГОСТ 17.5.3.04-83 рекультивация нарушенных земель осуществляется в два последовательных этапа: технический и биологический.

Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки. Сроки и поэтапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Рекультивация нарушенных земель, как правило, проводится в два этапа: техническая и биологическая.

В соответствии с ст. 217 Экологического Кодекса Республики Казахстан «Природопользователи при разработке полезных ископаемых, проведении геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

При выборе направления рекультивации нарушенных земель должны быть учтены:

- характер нарушения поверхности земельного участка;
- природные и физико-географические условия района расположения объекта;
- социально-экономические особенности расположения объекта с учетом перспектив развития района и требований охраны окружающей среды;
- необходимость восстановления основной площади нарушенных земель под пахотные угодья в зоне распространения черноземов и интенсивного сельского хозяйства;
- необходимость восстановления нарушенных земель в непосредственной близости от населенных пунктов под сады, подсобные хозяйства и зоны отдыха, включая создание водоемов в выработанном пространстве и декоративных садово-парковых комплексов на отвалах вскрышных пород и отходов обогащения;
- выполнение на территории промышленного объекта планировочных работ, ликвидации ненужных выемок и насыпи, уборка строительного мусора и благоустройство земельного участка;
- овраги и промоины на используемом земельном участке, которые должны быть засыпаны или выположены;
- проведение в обязательном порядке озеленения территории.

По окончании бурения на скважине должна быть проведена техническая и биологическая рекультивация.

Рекультивация земель включает в себя два этапа: технический и биологический. При проведении технического этапа рекультивации земель должны быть выполнены следующие работы:

- очистка площадки от бетонных и металлических отходов, оставшихся по завершении строительства скважины, засыпка нагорных водоотводных канав, выполаживание или террасирование откосов, засыпка амбаров, планировка площадки;
- строительство подъездных путей к рекультивированным участкам, строительство въездов и дорог на них с учетом прохода сельскохозяйственной и другой техники;
- мелиорация токсичных пород и загрязненных почв, если невозможна их засыпка слоем потенциально плодородных пород;
- создание при необходимости экранирующего слоя;
- покрытие земель слоем потенциально плодородных пород или плодородной почвы.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включать в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель.

По окончании бурения и опробования скважин, демонтажа и вывоза оборудования работу по рекультивации земель необходимо проводить в следующей последовательности.

- Демонтировать сборные фундаменты и вывезти их для последующего использования.
- Очистить участок от металлолома и других материалов с последующей их утилизацией.
- Снять загрязненные нефтью и химреагентами грунты, обезвредить их и Звывезти в специально отведенные места, согласованные с контролирующими органами.
- Провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены.
- Нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят.
- Провести рекультивацию земель на площадях, которые были заняты временными дорогами, или передать их постоянному землепользователю на согласованных с ним условиях.

Работы по техническому этапу рекультивации должны выполняться буровым подрядчиком. Кроме того, на предварительном этапе рекультивационных работ в случае необходимости организуется экстренный поверхностный сбор и удаление нефти. А также применяются разнообразные дренажные траншеи и ловушки, контролирующие направление нефтяного потока с учетом макро- и мезорельефа территории.

Биологический этап рекультивации проводится после завершения технического этапа и включает комплекс работ по восстановлению плодородия земель.

Биологическая рекультивация предполагает мероприятия по восстановлению нарушенных земель, их озеленение.

Биологическая рекультивация включает в себя целый комплекс мер. В результате деятельности месторождения, почвенно-растительный покров может утратить свои первичные качества и неизменно потребуются проведение биологической ремедиации (реанимирования) с внесением в почву аборигенной микрофлоры (или ее стимулирования с помощью внесения азотно-фосфорных удобрений, аэрации и пр.) с целью удаления остатков углеводородов и заселению почвы характерными для нее видами микроорганизмов. Также необходимо провести фитомелиорацию с внесением удобрений и посадкой растений с целью предотвращения эрозии почв.

Биологический этап рекультивации проходит в 4 этапа и включает следующие работы: подбор ассортимента многолетних трав, подготовку почвы, посев и уход за посевами.

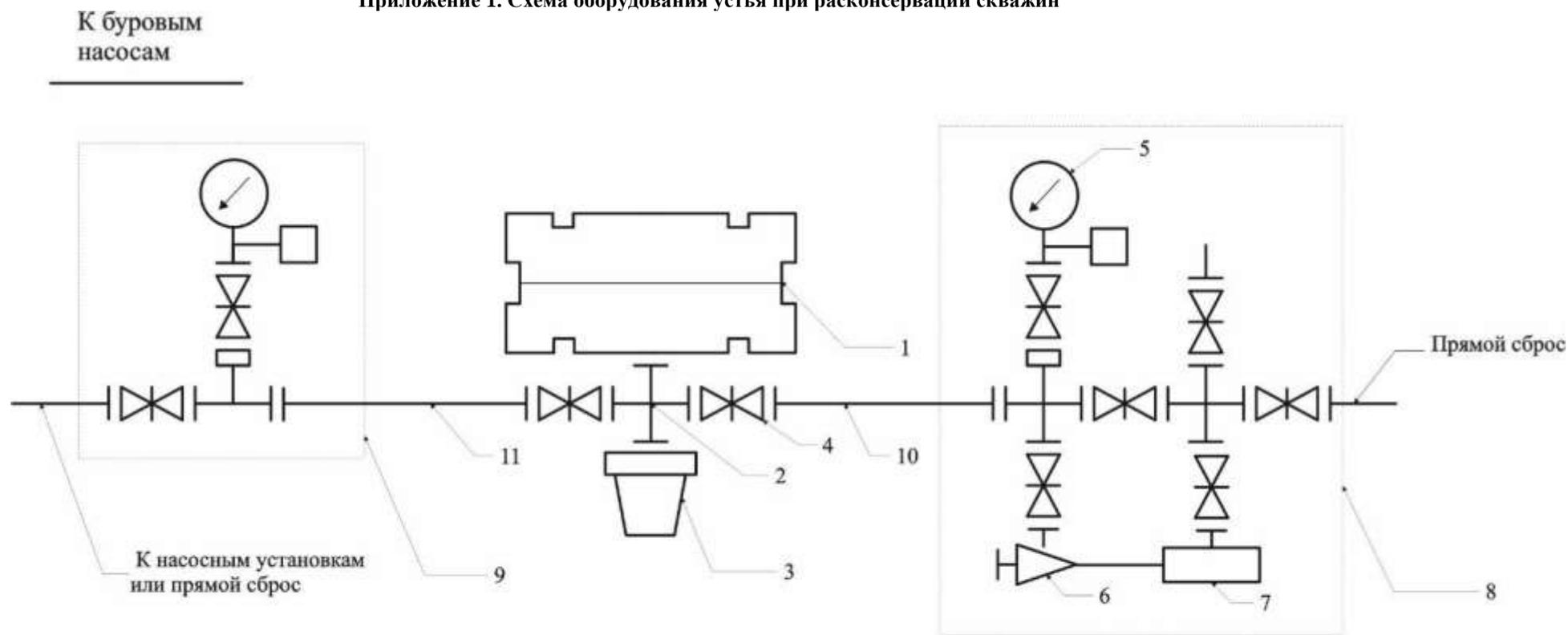
Биологическая рекультивация не предусматривается, в связи со слабо развитым слоем гумуса, и почва, выровненная и очищенная, оставляется для самозаращания.

Используемая техника:

- планировочные работы бульдозер- 1 шт. - 48 часов;
- выемочно-разгрузочные работы экскаватор–1 шт.- 24 часа;
- автосамосвал 1 шт.- 48 часов;

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Схема оборудования устья при расконсервации скважин



Типовая схема ОП21: 1 - плащечный двоянный превентор; 2 - устьевая крестовина; 3- устье скважины; 4 - задвижка с ручным управлением; 5 - манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; 6 - регулируемый дроссель с ручным управлением; 7 - гаситель потока; 8 - блок дросселирования; 9 - блок глушения; 10 - линия дросселирования; 11 - линия глушения

