СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 10

1 ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ 12

1.1 Орогидрография 12

1.2 Тектоника и стратиграфия 13

1.3 Характеристика продуктивных горизонтов 21

1.4 Состояние разработки месторождения 25

2 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ 27

2.1 Конструкция скважин 27

2.2 Причины ликвидации скважин 29

2.3 Оборудование устьев и стволов нефтяных, газовых и других скважин при их ликвидации 34

2.4 Оборудование комплекса «Непрерывная труба» 40

2.5 Технология ликвидации скважин при помощи комплекса «Непрерывная труба» 45

2.6 Расчёт параметров установки цементного моста при ликвидации скважины 48

3 ОХРАНА ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ 54

3.1 Требования безопасности при эксплуатации комплекса «Непрерывная труба» 54

3.2 Противопожарные мероприятия 57

4 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ 59

4.1 Охрана недр при ремонте скважин 59
4.2 Охрана окружающей среды 61
5 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ 64
5.1 Организация проведения капитального ремонта скважин 64
5.2 Организация оплаты труда рабочих бригады КРС 67
5.3 Расчёт сметы затрат на ликвидацию скважины 71
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 83
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 85

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время во всем мире при бурении, заканчивании, эксплуатации и ремонте скважин все большую популярность приобретает использование установок «Непрерывная труба». Установка способна производить спуск и подъем из скважины «непрерывной трубы» с сопутствующим технологическим оборудованием, обеспечивая временную или постоянную циркуляцию, при этом скважина может находиться в эксплуатации. Благодаря высоким эксплуатационным качествам, легкой приспосабливаемости к работе и преимуществам экологического характера эти установки становятся эффективным средством решения множества задач по ремонту скважин. Достоинства «непрерывной трубы» сказываются и на экономических показателях, обеспечивая существенную экономию затрат.

Ремонт скважин с применением установок «Непрерывная труба» в ПАО «Сургутнефтегаз» был начат в феврале 1994 г. На протяжении двух лет работы велись одной установкой производства фирмы «Стюарт и Стивенсон». Накопленный опыт определил перспективы их применения в «Сургутнефтегаз».

В последующие годы количество установок «Непрерывная труба» постоянно увеличивалось, при этом расширилась номенклатура ремонтов. Основной объём ремонтов с помощью комплекса приходится на промывки гидратно-парафиновых пробок и забоев, кислотные обработки призабойных зон, ремонтно-изоляционные работы, освоение скважин, геофизические исследования на нефтяных и нагнетательных скважинах.

Комплекс «Непрерывная труба» может применятся для проведения ремонтных работ по ликвидации скважин. При ликвидации скважин производится тампонирование интервалов перфорации, интервалов негерметичности эксплуатационной колонны, установка цементных мостов. Комплекс «Непрерывная труба» позволяет достигать целей ремонта с наименьшими затратами времени.

1 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Орогидрография

Восточно-Сургутское месторождение находится в Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО) в 10 км к востоку от г Сургут. В географическом отношении площадь месторождения располагается в центральной части Западно-Сибирской низменности, в пойме широтного течения реки Оби и ее притоков. Административно эта территория относится к Сургутскому району Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

Территория представляет собой слабовсхолмленную, сильно заболоченную равнину с абсолютными отметками рельефа от +34 м до +45 м. Болота не замерзают до конца января и считаются непроходимыми.

Река Обь является основной водной артерией, которая ограничивает территорию с севера. На территории очень много озер. Озера мелкие (до 2 м глубиной), часто встречаются заболоченные. Вода поверхностных источников для технических и питьевых нужд не используется ввиду сильного ее загрязнения. Для бытовых и технических нужд используются подземные воды четвертичного водоносного горизонта.

Через месторождение проходят нефтепровод диаметром 400 мм и газопровод диаметром 325 мм, соединяющие Фаинское и Восточно-Сургутское месторождения с Южно-Сургутским ППН-2. Месторождение связано с г. Нефтеюганском дорогой с асфальтов-бетонным покрытием. На отдельные объекты проложены дороги с бетонным и гравийным покрытием. Месторождение пересекается железной дорогой, здесь, на расстоянии 18 км от нефтепромысла, находится грузо-пассажирская станция Островная.

1.2 Тектоника и стратиграфия

В тектоническом отношении месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской плиты в зоне сочленения Сургутского свода и Юганской впадины - крупных структур I порядка разноименного знака. Оно приурочено к моноклинали, погружающейся с северо-запада на юго-восток в направлении Ярсомовского прогиба. На южном погружении моноклинали выделяется зона, осложненная небольшими локальными куполами (рисунок 1). Направление погружения моноклинали выдержано по всему разрезу осадочного чехла с северо-запада на юго-восток. Амплитуда погружения по поверхности тюменской свиты составляет около 450 м, угол наклона оси 30. Моноклиналь сложена несколькими структурными элементами как положительного, так и отрицательного характера. Выявленные структурные поднятия имеют различную амплитуду. Наиболее крупным из них является Широковское поднятие, расположенное в юго-восточной части площади.

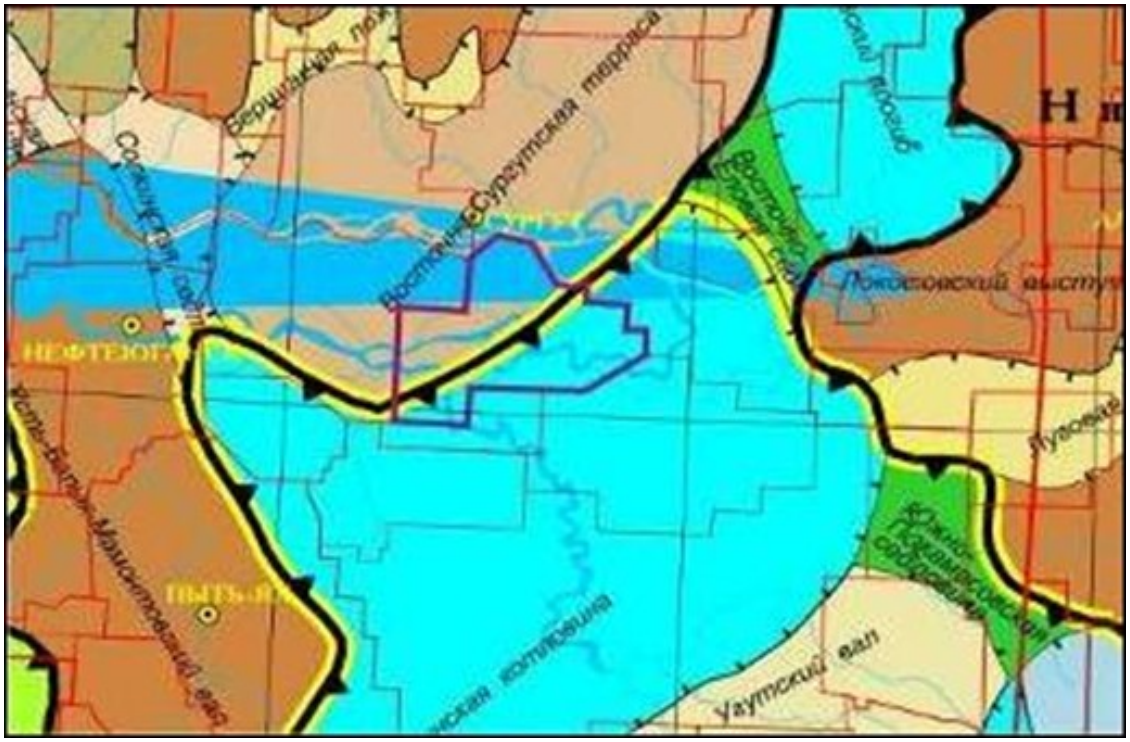

Рисунок 1 - Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты

Предположительно на границе верхняя юра - нижний мел происходила активизация в тектоническом режиме района. В результате этого амплитуда некоторых участков увеличилась. Данные бурения и керна также позволяют сказать о значительной тектонической активности в данном районе, выразившейся в изменениях осадконакопления и к оползневым явлениям. Мощность отложений баженовской свиты в юго-восточной части площади увеличивается до 120 м.

Для моноклинали, в пределах которой располагается Восточно-Сургутское месторождение, также как и для всех структурных элементов Западно-Сибирской низменности, присущ унаследованный характер, с постепенным уменьшением амплитуды структур снизу вверх по разрезу.

Стратиграфическое описание палеозойских отложений дано по «Региональной стратиграфической схеме палеозойских образований Западно-Сибирской равнины», утверждённой МСК России в 2000 году. В основу стратиграфического расчленения разреза мезозойских отложений положены «Региональные стратиграфические схемы триасовых и юрских отложений Западной Сибири», утверждённые МСК РФ в 2004 году и «Региональная стратиграфическая схема мезозойских отложений Западной Сибири», утверждённая МСК в 1991 году. Стратиграфическое описание палеогеновых и неогеновых отложений проведено по «Унифицированной региональной стратиграфической схеме палеогеновых и неогеновых отложений Западно-Сибирской равнины», принятой на Межведомственном региональном стратиграфическом совещании 28 сентября 2000 г. (г.-Новосибирск) и утверждённой МСК России 2 февраля 2001 г.

Геологический разрез в пределах Сургутского свода сложен мощной толщей (более 3000 м) осадочных терригенных пород, подстилаемых эффузивами триасового возраста. Максимально вскрытый разрез при поисково-разведочном бурении отмечается в скважинах №160Р, 4467Р, 4469Р, вскрывших отложения средней юры.

Платформенный чехол сложен осадками юрской, меловой и палеогеновой систем, перекрытых четвертичными отложениями.

Мезозойская группа (Mz). Отложения юрской системы (J) на соседних месторождениях несогласно залегают на породах коры выветривания и представлены тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Тюменская свита (J_{2a-k}) подразделяется на нижнюю, среднюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита сложена песчаниками серыми мелкозернистыми, крепкосцементированными, иногда алевритистыми, слабоизвестковистыми с остатками растительного детрита с тонкими глинистыми пропластками. Отложения средней подсвиты представлены неравномерным чередованием уплотнённых глин, иногда углистых с глинистыми песчаниками, алевролитами, прослоями углей. Верхняя подсвита сложена, в основном, песчаными разностями. Песчаники и алевролиты серые, с коричневым оттенком, средне- и мелкозернистые, с прослоями углистых аргиллитов. Аргиллиты тёмно-серые, плотные, излом неровный, слюдистые, волнисто-слоистые, известковистые, встречаются текстура типа «рябчик», вертикальные наклонные трещины (50 %), выполненные кальцитом. В кровле отложений тюменской свиты залегает нефтенасыщенный пласт ЮС2/1, литологически представленный переслаиванием маломощных песчаников, алевролитов и аргиллитов. Толщина свиты достигает 280 м. К кровле тюменской свиты приурочен отражающий горизонт «Т».

Васюганская свита (J_{2k}–J_{3o}) сложена прибрежно-морскими песчано-глинистыми породами и представлена нижней и верхней подсвитами: нижняя, преимущественно глинистая, сложена аргиллитами тёмно-серыми, тонкослоистыми; верхняя – алевролитами и песчаниками с подчинёнными прослоями аргиллитов. Песчаники и алевролиты тёмно-серые, мелкозернистые, слюдистые, с карбонатно-глинистым цементом. Встречаются включения пирита, известковой органики, зёрна глауконита и обуглившиеся остатки растительности. Песчаники свиты регионально нефтеносны – к ним приурочен продуктивный пласт ЮС1/1. Толщина свиты изменяется от 40 до 80 м.

Георгиевская свита (J_{3km}) представлена тёмно-серыми, почти чёрными слабо битуминозными аргиллитами, внизу с зеленоватым оттенком, с прослоями и линзами алевролита и песчаника, с многочисленными включениями пирита и сидерита. Аргиллиты плотные, крепкие, в разной степени алевритистые. Толщина свиты составляет 2–4 м.

Отложения баженовской свиты (J_{3v}) представлены переслаиванием аргиллитов чёрных, плитчатых с аргиллитами битуминозными с коричневым оттенком, часто встречаются включения и прослои пирита, углистый детрит, углистые остатки. В аргиллитах отмечаются прослои и линзы алевролитов светло-серых, слюдистых, крепкосцементированных, с раковистым изломом. Толщина свиты составляет 25–30 м. К отложениям свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт «Б».

Отложения меловой системы (К) представлены двумя отделами – нижним и верхним. В составе нижнего отдела (K_1) выделяются сортымская, усть-балыкская, сангопайская, алымская и нижняя часть покурской свиты.

Сортымская свита (K_{1b-v}) согласно залегает на аргиллитах баженовской свиты и представляет собой толщу песчано-глинистых отложений, в нижней части преимущественно глинистую, в верхней части – переслаивание песчаников и алевролитов. В основании свиты выделяется глинистая подачимовская пачка (толщина – до 25 м), представленная тёмно-серыми, почти чёрными аргиллитами плотными, массивными, с прослоями глинистых известняков, содержащих фауну аммонитов, пелеципод и фораминифер берриасского яруса. Выше залегает ачимовская толща (толщина – от 40 до 60 м), представленная переслаиванием аргиллита тёмно-серого, хрупкого, алевролита светло-серого, неравномерно песчаного, с намывами глинистого материала и песчаника мелкозернистого, алевритового с прослоями глинистых известняков. Встречается фауна аммонитов, пелеципод и фораминифер. Песчаные пласты, по наличию которых выделяется ачимовская толща, не выдержаны по простиранию. Нефтеносность песчаников ачимовской толщи в пределах Восточно-Сургутского месторождения

установлена в пласте БС22 по единичной скважине. Верхняя часть сортымской свиты сложена тёмно-серыми аргиллитами, часто алевритистыми, гидрослюдистыми с прослоями светло-серых, крупнозернистых алевролитов и реже мелкозернистых песчаников, к которым приурочены на большинстве площадей Сургутского свода промышленно-нефтеносные пласты БС10–БС12 (на месторождении залежи нефти связаны с пластом БС10/0). Встречаются неопределимые остатки ростров белемнитов и раковин пелеципод. Завершается разрез сортымской свиты пачкой тёмно-серых аргиллитоподобных глин, с прослоями слабоалевритистых алевролитов и мелкозернистых песчаников, которая имеет региональное распространение и в стратиграфической схеме выделена как чеускинская, в пределах свиты встречается фауна аммонитов и фораминифер берриасского и валанжинского ярусов. Общая толщина сортымской свиты достигает 500 м.

Усть-балыкская свита (K_{1v-g}) представлена комплексом пород валанжин-готеривского возраста толщиной до 205 м и делится на нижнюю (песчаные пласты БС8–БС9) и верхнюю подсвиты (пласты БС1–БС7). Свита сложена чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники мелко- и крупнозернистые, иногда известковистые. Алевролиты серые и светло-серые, аркозовые, наблюдаются зёрна глауконита. Аргиллиты гидрослюдистого и хлорито-гидрослюдистого составов. В разрезе свиты выделены две глинистые пачки – сармановская, которая является зональным репером Широтного Приобья, и пимская. Сармановская пачка сложена аргиллитоподобными глинами от серых до тёмно-серых, преимущественно однородными, в верхней части она опесчанивается. Пимская пачка, залегающая в кровле усть-балыкской свиты, представлена тёмно-серыми аргиллитоподобными глинами и изредка наблюдающимися прослоями алевролита и буровато-жёлтого глинистого сидерита.

Сангопайская свита (K_{1g-br}) подразделяется на две подсвиты – нижнюю (песчаные пласты АС7–АС12) и верхнюю (песчаные пласты АС4–АС6), отложения которых формировались в условиях мелководья или в замкнутых

континентальных бассейнах. Нижняя подсвита представлена ритмичным чередованием светло-серых песчаников и алевролитов тёмно-серых, с прослоями уплотнённых глин, с остатками двустворок. Верхняя часть свиты сложена тёмно-серыми аргиллитами и зеленовато-серыми глинами, с прослоями серых песчаников. Аргиллиты плотные, слюдистые, с неровным изломом, иногда встречается оолитовая текстура. Песчаники мелко- и среднезернистые, в основном, полимиктовые, косослоистые, с включениями углистого и растительного детрита, участками буровато-серого глинистого сидерита. Возраст сангопайской свиты – готерив-барремский. Общая толщина свиты составляет 165–180 м.

Отложения алымской свиты (K_{1a}) представлены глинами и аргиллитами тёмно-серыми, почти чёрными, с линзами и тонкими прослойками алевролитов, плотных, с неровным изломом, слюдистых. Осадки свиты накапливались в сильно опреснённом морском бассейне и резко отличаются от зеленоватых и пестроцветных глин готерив-баррема. В верхней части свиты выделяется кошайская пачка глин, представленная аргиллитами тёмно-серыми. К ней приурочен отражающий горизонт «М». Толщина свиты достигает 120 м.

Покурская свита (K_{1a}–K_{2s}) (нижняя и средняя подсвиты) завершает разрез нижнего мела. В пределах описываемого района граница между верхним и нижним отделами меловой системы проводится очень условно, так как она проходит внутри покурской свиты, представляющей собой мощную толщу (до 820 м) довольно неравномерного переслаивания песчано-глинистых пород. Нижняя подсвита представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Алевролиты серые и светло-серые, песчаники с прослоями алевритовых глин, глинистых известняков, отмечается растительный детрит, реже отпечатки растений, сидерит, прослои углей. Средняя подсвита сложена переслаиванием тёмно-серых глин, светло-серых песчаников, светло-серых алевролитов. Встречаются обугленные растительные остатки.

Верхний отдел (K_2). Верхняя часть покурской свиты сложена песчаниками и алевролитами серыми, светло-серыми, полевошпатово-кварцевыми, с

глинистым, редко карбонатным цементом, с прослоями глин зелёных, серых и тёмно-серых. Характерной чертой является наличие включений янтаря и слабая уплотнённость пород по сравнению с нижезалегающими. К кровле покурской свиты приурочен отражающий горизонт «Г». Общая толщина свиты составляет 795–820 м. Кузнецовская свита (K_{2t}) (10–20 м) представлена глинами туронского возраста, выдержанными по площади и разрезу и являющимися региональным репером в пределах Западной Сибири. Глины серые и зеленовато-серые, алевритистые с редкими включениями зёрен глауконита. Отложения берёзовской свиты (K_{2k-km}) (толщина – до 130 м) подразделяются на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя подсвита сложена преимущественно опоками и глинами. Опоки светлые, голубовато-серые, прослоями до чёрных, плотные, слабоглинистые. Глины тёмно-серые, прослоями до чёрных, плотные, алевритистые. В породах фауна радиолярий, фораминифер коньяк-сантонского яруса. Верхняя подсвита представлена светлыми зеленовато-серыми глинами с мелкораковистым изломом и редкими прослоями опок и опоковидных глин. В породах содержатся обломки известковой фауны сантонского и кампанского ярусов. Отложения ганькинской свиты (K_{2m}–P_{1d}) толщиной от 60 до 80 м завершают разрез меловой системы. Литологически свита представлена глинами желтовато- и зеленовато-серыми, иногда с бурыми пятнами сидерита, тонкослоистыми, прослоями известковистыми, пиритизированными. В породах встречаются зёрна глауконита. Фауна фораминифер маастрихтского яруса. Датский выделяется по положению в разрезе условно, так как свидетельства перерыва осадконакопления между верхнемеловыми и палеогеновыми породами не встречены.

Кайнозойская группа (Kz). Палеогеновая система (P) подразделяется на три отдела: палеоценовый, эоценовый и олигоценовый. В рассматриваемом районе выделяются морские осадки талицкой, люлинворской, тавдинской и континентальные отложения атлымской, новомихайловской и туртасской свит. Талицкая свита (толщина – от 85 до 100 м) представлена глинами тёмно-серыми, почти чёрными, монтмориллонитовыми в нижней части, плотными,

аргиллитоподобными, иногда тонколистоватыми. В верхней части глины обогащены линзовидными включениями алевритового материала. Люлинворская свита (толщина – 200–220 м) подразделяется на три подсвиты. В целом отложения представляют собой толщу светло-серых, прослоями почти белых глин. В нижней части – опоковидных, с гнёздами глауконита, в средней – диатомовых, плотных, с зеленоватым оттенком и раковистым изломом. Верхняя подсвита сложена глинами зеленовато- и желтовато-серыми, алевритистыми, с прослоями диатомитов серых и светло-серых. По возрасту эти отложения относятся к нижнему-среднему эоцену. Тавдинская свита (от 140 до 170 м) завершает разрез морского палеогена, представлена глинами серыми, зеленовато-серыми, тонкослоистыми до листоватых, прослоями алевритистыми, с линзовидными включениями алевролита. Атлымская свита (толщина – до 90 м) сложена песками светло-серыми, мелкозернистыми, преимущественно кварцевыми, с прослоями линзовидных включений песчанистых глин. Иногда встречаются обломки и стволы лигнитизированной древесины, комплексы спор и пыльцы, плодов и семян, отпечатки растений. Новомихайловская свита (90–120 м) представлена неравномерным переслаиванием песков (серых, тонко- и мелкозернистых, полевошпатово-кварцевых с включением растительных остатков) и глин (коричневато-серых, песчанистых, часто комковатых, с включением слабоуплотнённых алевритов и бурых углей); наблюдаются обломки древесины, отпечатки растений. Туртасская свита сложена алевритами, глинами и песками. Глины и алевриты зеленовато-серые, тонкослоистые, с прослоями диатомитов и кварцево-глауконитовых тонкозернистых песков. Толщина свиты 40–50 м.

Четвертичная система (Q). Отложения системы толщиной до 50 м несогласно залегают на породах верхнего олигоцена. Литологически представлены аллювиальными и озёрно-аллювиальными песками серыми и зеленовато-серыми, с растительным детритом, глинами, супесями и суглинками, на заболоченных участках покрыты торфом.

1.3 Характеристика продуктивных горизонтов

По результатам эксплутационного и разведочного бурения промышленная нефтеносность Восточно-Сургутского месторождения установлена в верхней части сортымской свиты − пласт $БС_{10}$, в меловых отложениях ачимовской толщи (пласты $БС_{16}$-$БС_{22}$), в пласте $ЮС_1$ васюганской свиты и в пласте $ЮС_2$ тюменской свиты. Основные запасы углеводородов на Восточно-Сургутском месторождении сосредоточены в отложениях тюменской свиты (пласт $ЮС_2$). Залежь в пласте $ЮС_2$ без разрыва поля нефтеносности охватывает западную и северную площадь лицензионного блока.

Залежь пласта $ЮС_2$.

Пласт $ЮС_2$ залегает в кровельной части тюменской свиты, и его кровля уверенно выделяется по методу ИК характерным минимумом сопротивлений. Отличительной особенностью отложений являются: обилие углистого детрита, остатки корней, стеблей и листьев растений, погребенной почвы.

Пласт $ЮС_2$ состоит обычно из 2-4 песчаных прослоев в пачке песчано-алевролитовых отложений толщиной до 22 м. Аргиллиты имеют подчиненное значение.

Определенной закономерности изменения толщины пласта $ЮС_2$ не наблюдается − наибольшая толщина отложений (19-22 м) может быть, как на приподнятых (скв.66), так и на погруженных (скв.71) участках, в среднем составляя 16-17 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина песчаников не превышает 11 м в среднем составляя 4,4м. Редкая сетка разведочных скважин не позволяет с допустимой точностью оценить площади распространения нефтенасыщенных коллекторов с определенной толщиной, однако коллектора с толщиной 6-7 м тяготеют к пойме р. Оби, к территории деятельности ПАО «Сургутнефтегаз».

На рассматриваемой территории наблюдаются значительные площади с нефтенасыщенными толщинами 2-4 м, хотя разбуривание опытного участка

показало, что пласт характеризуется частым литолого-фациальным замещением и на расстоянии сетки скважин – 500 м может изменять толщину от 2 до 8 м.

Водонефтяной контакт в пределах площади не вскрыт. Наиболее низкая отметка нефтенасыщенного коллектора вскрыта в скв. 62р на абсолютной отметке -2997 м. Наиболее высокая отметка залегания коллектора - 2817 м зафиксирована в скв. 42р (север). Следовательно, высота залежи пласта $ЮС_2$ составляет 180 м, ее размеры 3125 км. Площадь нефтенасыщенных коллекторов при доразведке может быть увеличена в юго-восточном направлении.

Водонасыщенные коллекторы вскрыты на соседнем Асомкинском месторождении. В ближайших скважинах: 7р, 13р, 14р, 15р, расположенных в 4-6.5 км к югу и юго-востоку от скв. 39р, кровля водонасыщенных коллекторов пласта $ЮС_2$ имеет отметку от - 2967 до - 3015 м. Очевидно, что ВНК залежи может быть зафиксирован в районе прогиба, выделенного по сейсморазведке между этими скважинами. Здесь отметки кровли тюменской свиты составляют - 3000-3015 м.

Залежи пласта $ЮС_2$ низкодебитные. Фонтанный приток нефти через штуцер получен лишь в одной скважине 42р – 25,9 $м^3$/сут (6 мм). В остальных скважинах дебит определен по динамическим уровням и составляет от 0.2 до 11.2 $м^3$/сут при уровнях 800-1400 м. Скважин, в которых получен дебит нефти более 10 $м^3$/сут три - 41р, 42р, 81р, от 5 до 10 м3/сут семь - 29р, 45р, 66р, 78р, 80р, 81р, 96р.

Залежи пласта $ЮС_1$.

В отчете по подсчету запасов, представленном ГКЗ, в пределах площади Восточно-Сургутского месторождения было две залежи в районах скв. 28 и 36, запасы которых утверждены по категории С1 и также две в районах скв. 66 и 56 соответственно по С2. Согласно совместного протокола между «Сургутнефтегаз» и «Юганскнефтегаз», правобережная часть залежи района скв. 56р от р. Оби отнесена к первой организации, соответственно левобережная − ко второй.

В процессе доразведки, эксплуатационного разбуривания и опытно-промышленной эксплуатации границы залежей в районах скв. 28 и 36 уточнились, а

по залежам, выявленным в районах скважин 66 и 56, буровых работ не производилось, состояние их не изменилось.

Дополнительно к ранее установленным залежам в пласте $ЮС_1$ в лицензионных границах участка месторождения выявлены новые залежи в районах вновь пробуренных разведочных скважин - 90р, 96р.

В 2012 году в северной части лицензионного блока была пробурена скважина № 1269, вскрывшая отложения пласта $ЮС_2$. По ГИС и керну нефтенасыщенными оказались коллектора пластов $ЮС_2$ и, что особенно важно − пласт $ЮС_1$. По предварительным данным при испытании последнего получен приток нефти дебитом 13 $м^3$/сут через 6 мм штуцер.

Залежь района скв. 28р. В пределах залежи пробурено три эксплуатационных скважины: 130, 131 и 134, которые находятся в эксплуатации с 2009 года. Накопленная добыча нефти с начала эксплуатации на конец 2012 г. составляет: по скв. 130- 5.4; 131- 2.8; 134 - 1.1 тыс. т., воды в продукции нет. Накопленная добыча нефти по залежи - 9.3 тыс.т.

Уровень ВНК залежи - 2810 м, размеры 2.52.0 км, высота - 20 м. Тип залежи - пластовый, сводовый.

Залежь района скв. 36р. Находится в эксплуатации с 2006 года. Северная ее половина разбурена по эксплуатационной сетке, пробурено 32 скважины.

Уровень ВНК по вертикальным скважинам установлен на отметке - 2865 м, размеры залежи 5.04.5 км, высота 45 м. По типу относится к пластовым сводовым.

Залежь района скв. 90р. Выявлена при доразведке месторождения в 2007 г. При испытании скв. 90р в интервале глубин 2862-2868 м (2822-2828 м) получен дебит нефти 4.3 т/сут на динамическом уровне 1175 м. Залежь полностью подстилается водой, ВНК принят на отметке - 2831 м. Ее размеры 4.01.5 км, высота 6 м. Тип залежи – пластовый, сводовый.

Залежь района скв. 96р. Выявлена при доразведке месторождения в 2007 г. При испытании скважины 96р в интервале глубин 2898-2903 м (2858.5-2863.5м)

получен дебит нефти 4.5 т/сут. через 6 мм штуцер. Залежь водоплавающая, ВНК принят на отметке - 2867 м. Размеры залежи 4.52.0 км, высота 6 м. Тип - структурно-сводовый.

Залежь района скв. 1269р. Как уже отмечалось залежь установлена бурением скв. 1269р. в 1998 году. По заключению ГИС пласт в интервале глубин 2825-2828м. нефтенасыщен, с глубины 2829 м. − водонасыщен. Испытана скважина в сентябре 2009 года. При испытании интервала глубин 2824-2827 м. получен приток нефти с водой (20 %) дебитом 15,8 м^3/сут. Появление воды в продукции скважины объясняется за счет подтягивания пластовой воды из неперфорированной водоносной части пласта с глубины 2838 м.

Сводная геолого-физическая характеристика основного объекта разработки $ЮС_2$ приведена в таблице 1.

Таблица 1 − Геолого-физическая характеристика пласта $ЮС_2$ Восточно-Сургутское месторождение

Параметры	Значение
Средняя глубина залегания кровли (абс. отм), м	2794
Тип залежи	ЛС
Тип коллектора	Поровый
Средняя общая толщина, м	17,7
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5,2
Коэффициент пористости, доли ед.	0,16
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,73
Проницаемость (ГИС), $\cdot 10^{-3}$ мкм^2	7
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,34
Вязкость нефти, мПа·с	1,21
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м^3	0,79
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м^3	0,861
Содержание серы в нефти, %	1,34
Содержание парафина в нефти, %	2,14
Давление насыщения нефти газом, МПа	11,5
Содержание сероводорода, %	-

1.4 Состояние разработки месторождения

На Восточно-Сургутской площади Сургутской нефтеразведочной экспе-

дицией Главтюменьгеологии было открыто в 1977 году Восточно-Сургутское месторождение. В 1986 году месторождение введено в разработку. Первый проектный документ выделял один эксплуатационный объект − $БС_{10/0}$, система разработки – площадная пятиточечная. В 1987 году в разработку введён пласт $ЮС_{2/1,}$ который является основным по запасам нефти. Утвержденный проектный документ предусматривал разделение площади объекта $ЮС_{2/1}$ на шесть участков, отличающихся реализуемыми системами разработки и годом ввода в эксплуатацию. В 1987 году в эксплуатацию был введен участок № 1, затем в период 2003–2010 гг. активно разбуривались и вводили в разработку остальные пять участков.

Наиболее интенсивно объект $ЮС_{2/1}$ начал разрабатываться с 2003 года. На объекте происходит рост эксплуатационного фонда скважин, с самого начала разработки проводится комплекс ГТМ, что позволило значительно увеличить долю добытой на объекте нефти. С 2014 года и по настоящее время объект $ЮС_{2/1}$ является основным на Восточно-Сургутском месторождении, на его долю приходится свыше 90% накопленной и текущей добычи нефти.

Согласно действующему проектному документу на участках объекта $ЮС_{2/1}$ реализованы следующие системы разработки – площадные пяти- или девятиточечные, и трёхрядная с применением боковых горизонтальных стволов (БГС).

По состоянию на 01.01.2019 г. на месторождении в разработке находятся объекты $БС_{10}$, Ач, $ЮС_1$ и $ЮС_2$. В период времени с 1989 г. по 2004 г. добыча нефти была стабильной и находилась на невысоком уровне (240…450 тыс. т). С 2003 года начал интенсивно разрабатываться объект $ЮС_{2/1}$, что обусловило дальнейший рост добычи нефти, начиная с 2004 года. Максимальный уровень добычи нефти (1596,2 тыс. т) приходится на 2009 год. В последующие годы месторождение перешло в третью стадию разработки – стадию падающей добычи нефти.

По состоянию на 01.01.2019 г. на месторождении отобрано 18601,3 тыс.т нефти. Накопленная добыча жидкости составила 33713,6 тыс.т; накопленный

водонефтяной фактор – 2,4 д.ед. Закачано 42024,4 тыс.м^3 воды, что компенсирует на 100,2% отбор жидкости в пластовых условиях. Годовая добыча жидкости – 3155,6 тыс. т., добыча нефти – 736,3 тыс.т, годовая закачка воды составила 4463,8 тыс.м^3. Текущая компенсация отбора закачкой – 133%. Основные показатели разработки приведены в таблице 2.

Таблица 2 − Основные технологические показатели разработки Восточно-Сургутского месторождения по состоянию на 01.01.2019 г

Показатели	Значения
Годовая добыча нефти, тыс.т	736,3
Годовая добыча жидкости, тыс.т	3155,6
Накопленная добыча нефти, тыс.т	11601,3
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	27713,6
Годовая закачка, тыс.м^3	4463,8
Накопленная закачка воды, тыс.м^3	32024,4
Средний дебит нефти, т/сут	11,9
Средний дебит жидкости, т/сут	91,5
Приемистость, м^3/сут	359,2
Текущий ВНФ	4,0
Накопленный ВНФ	1,4
Обводненность, %	89,8
Текущая компенсация, %	133,4
Накопленная компенсация, %	100,2

2 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

2.1 Конструкция скважин

Направление − диаметр 324 мм, глубина спуска 30…50 м. Трубы отечественного или зарубежного производства с резьбой типа ОТТМ. В интервалах, требующих повышенную герметичность колонны, применяются трубы с резьбой типа ОТТГ или БТС. Цементируется раствором нормальной плотности до устья.

Кондуктор − диаметр 245 мм, в нагнетательных скважинах и добывающих скважинах с возможным переходом под нагнетание глубина спуска на 20 м ниже подошвы люлинворской свиты. Трубы − с резьбой типа ОТТМ. В интервалах, требующих повышенную герметичность колонны, применяются трубы с резьбой типа ОТТГ или БТС. Цементируется до устья. Верхняя часть кондуктора цементируется цементным раствором с уменьшенной плотностью, а нижняя − цементным раствором нормальной плотности.

Эксплуатационная колонна − диаметр 146 (168, 178) мм, глубина спуска на 50 м ниже подошвы эксплуатационного объекта и цементирование с перекрытием башмака кондуктора цементным раствором не менее чем на 150 м (по вертикали).

Тип резьбовых соединений обсадных труб в эксплуатационной колонне − ОТТМ. В интервалах, требующих повышенную герметичность колонны, рекомендуется применять трубы с резьбой типа ОТТГ или БТС. В интервале продуктивных отложений, а также башмака кондуктора, колонна центрируется. В оснастку эксплуатационной колонны необходимо включать заколонный пакер ПГПМ или ПГМД и устанавливать его на отметке контакта различных по насыщению пластов.

Горизонтальные скважины.

Направление − диаметр 324 мм, глубина спуска 30…66 м, цементирование до устья; кондуктор – диаметр 245 мм, глубина спуска 1740…1583 м (по

вертикали до 1800 м), высота подъема цемента от устья 0…27 м; эксплуатационная колонна − диаметр 168 мм, глубина спуска 1951...3332 м, высота подъема цемента за колонной от 38 до 448 м от устья скважины. Спускается «хвостовик» диаметром 102 мм длиной от 198 до 492 м со скважинными фильтрами ФС-102 в количестве от 26 до 45 шт., подвеска «хвостовика» нецементируемая.

При строительстве горизонтальных скважин применяется открытый тип конструкции эксплуатационного забоя, что, при условии качественного первичного вскрытия, обеспечивает сохранность коллекторских свойств эксплуатационного объекта.

Конструкция наклонно-направленной скважины показана на рисунке 2.

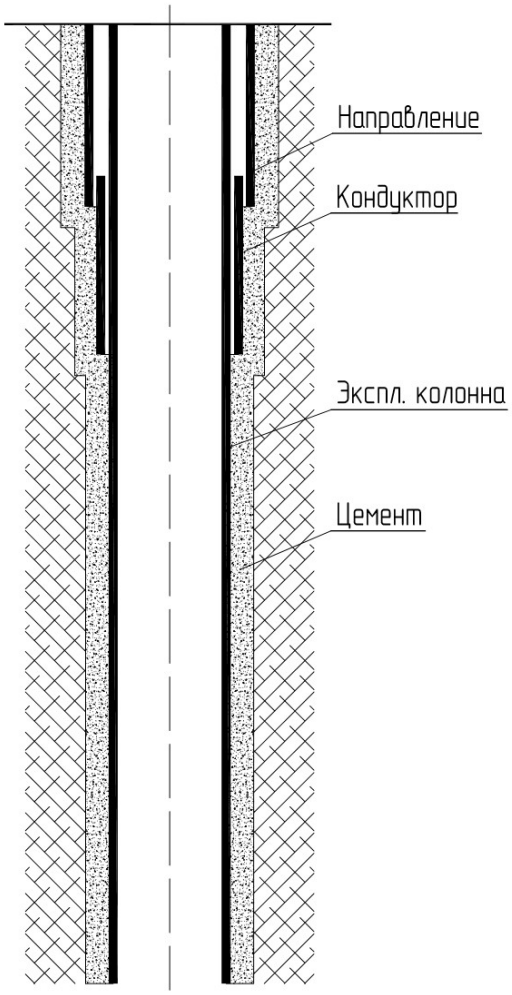

Рисунок 2 – Конструкция наклонно-направленной скважины

2.2 Причины ликвидации скважин

Ликвидация нефтяных скважин предусматривает окончательное списание скважины с ее закрытием по причине невозможности дальнейшей эксплуатации.

Ликвидация скважины согласуется с органами Госгорнадзора и предполагает проведение на скважине работ.

Порядок ликвидации и консервации скважин определяется инструкцией о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов.

В зависимости от указанных причин предусмотрено деление скважин на соответствующие категории.

Причины, по которым может потребоваться ликвидация, могут носить технологический характер (аварийные ситуации, проблемы с бурением и пр.) или вызваны геологической структурой пластов района расположения скважины. Наиболее частые основания для ликвидации скважин:

− авария сложного характера, в результате исследования последствий которой было официально доказано, что устранить их нельзя;

− невозможность применения скважины для новых целей − отсутствие возможности возврата на другой продуктивный горизонт, нельзя использовать в качестве нагнетательной, наблюдательной, пьезометрической;

− отсутствие нефтенасыщенных пластов, вскрытых этой скважиной, и невозможность использования скважины для других целей (углубление, переход и т.д.);

− высокий уровень содержания пластовых вод, изолировать которые нельзя по технологическим особенностям;

− дебит ниже предела рентабельности, возникший вследствие истощения запасов в зоне дренирования скважины.

− отсутствие или прекращение достаточного значения приемистости (для нагнетательных скважин.

Все ликвидируемые скважины в зависимости от причин ликвидации подразделяются на 4 категории:

I − скважины, выполнившие свое назначение;

II − скважины, ликвидируемые по геологическим причинам;

III − скважины, ликвидируемые по техническим причинам;

IV − скважины, ликвидируемые по технологическим, экологическим и другим причинам.

I категория - скважины, выполнившие свое назначение. К ним относятся:

I-а) скважины, выполнившие задачи, предусмотренные проектом строительства, проектами (технологическими схемами) и другими технологическими документами на разработку месторождений;

I-б) скважины, достигшие нижнего предела дебитов, установленных проектом, технологической схемой разработки или инструкцией по обоснованию нижнего предела рентабельности эксплуатационных скважин, разработанной и утвержденной в установленном порядке, обводнившиеся пластовой, закачиваемой водой, не имеющие объектов возврата или приобщения, в случае отсутствия необходимости их перевода в контрольный (наблюдательный, пьезометрический) фонд;

I-в) скважины, пробуренные для проведения опытных и опытно-промышленных работ по испытанию различных технологий, после выполнения установленных проектом задач;

I-г) скважины, пробуренные как добывающие, а после обводнения переведенные в контрольные, нагнетательные и другие, при отсутствии необходимости их дальнейшего использования;

I-д) скважины, выполнившие свое назначение на подземных хранилищах нефти и газа и месторождениях термальных и промышленных вод.

II категория - скважины или часть их ствола, ликвидируемые по геологическим причинам. К ним относятся:

II-а) скважины, доведенные до проектной глубины, но оказавшиеся в неблагоприятных геологических условиях, то есть в зонах отсутствия коллекторов, законтурной области нефтяных и газовых месторождений, давшие непромышленные притоки нефти, газа, воды, а также скважины, где были проведены работы по интенсификации притока, которые не дали результатов;

II-б) скважины, прекращенные строительством из-за нецелесообразности дальнейшего ведения работ по результатам бурения предыдущих скважин;

II-в) скважины, не вскрывшие проектный горизонт и не доведенные до проектной глубины из-за несоответствия фактического геологического разреза проектному, вскрытия в разрезе непреодолимых препятствий (катастрофические зоны поглощения, обвалы, высокопластичные породы);

II-г) скважины, законченные строительством на подземных хранилищах нефти, газа и месторождениях теплоэнергетических и промышленных вод и оказавшиеся в неблагоприятных геологических условиях ("сухими", не давшие притока и т.п.);

II-д) скважины нагнетательные, наблюдательные, эксплуатационные, йодобромные, теплоэнергетические, бальнеологические, а также скважины, пробуренные для сброса промысловых вод и других промышленных отходов, для эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа, оказавшиеся в неблагоприятных геологических условиях, при отсутствии необходимости их использования в иных хозяйственных целях.

III категория - скважины или часть их ствола, ликвидируемые по техническим причинам (аварийные). К ним относятся скважины, где прекращены строительство, работы по капитальному ремонту или эксплуатация вследствие аварий, инцидентов и осложнений, ликвидировать которые существующими методами невозможно или экономически нецелесообразно:

III-а) скважины, на которых возникли открытые фонтаны, пожары, следствием которых явилась потеря ствола скважины, а также аварии с бурильным инструментом, техническими или эксплуатационными колоннами,

внутрискважинным и устьевым оборудованием, геофизическими приборами и кабелем, аварии из-за некачественного цементирования. В случаях, когда в исправной части ствола скважины (выше аварийной части) имеются продуктивные горизонты промышленного значения, подлежащие в соответствии с технологическими документами на разработку месторождений отработке этой скважиной, ликвидируется в установленном порядке только аварийная часть ствола, а исправная передается добывающему предприятию;

III-б) скважины, где произошел приток пластовых вод при освоении, испытании или эксплуатации, изолировать которые не представляется возможным;

III-в) скважины, на которых выявлена негерметичность эксплуатационной колонны в результате ее коррозионного износа вследствие длительной эксплуатации в агрессивной среде;

III-г) скважины с разрушенными в результате стихийных бедствий (землетрясения, оползни) устьями или возникновением реальной опасности оползневых явлений или затопления;

III-д) скважины при смятии, сломе обсадных колонн в интервалах залегания солей, глин, многолетнемерзлых пород;

III-е) скважины, пробуренные на морских месторождениях в случае аварийного ухода буровых установок, разрушения гидротехнических сооружений, технической невозможности и экономической нецелесообразности их восстановления;

III-ж) скважины, пробуренные с недопустимыми отклонениями от проектной точки вскрытия пласта.

IV категория - скважины, ликвидируемые по технологическим, экологическим и другим причинам. К ним относятся:

IV-а) скважины, законченные строительством и непригодные к эксплуатации из-за несоответствия прочностных и коррозионностойких характеристик эксплуатационной колонны фактическим условиям;

IV-б) скважины, непригодные к эксплуатации в условиях проведения тепловых и газовых методов воздействия на пласт;

IV-в) скважины, законсервированные в ожидании организации добычи, если срок консервации составляет 10 и более лет и в ближайшие 5 лет не предусмотрен их ввод в эксплуатацию, или по данным контроля за техническим состоянием колонны и цементного камня дальнейшая консервация нецелесообразна;

IV-г) скважины, расположенные в санитарно-защитных зонах населенных пунктов, водоохранных зонах рек, водоемов, запретных зонах, по обоснованным требованиям уполномоченных органов;

IV-д) нагнетательные скважины при прекращении их приемистости, скважины на подземных хранилищах и скважины, предназначенные для сброса промысловых вод и отходов производства при невозможности или экономической нецелесообразности восстановления их приемистости;

IV-е) скважины - специальные объекты, ликвидация которых по мере выполнения поставленных задач проводится в соответствии с требованиями законодательства и настоящей Инструкции;

IV-ж) скважины, расположенные в зонах, где изменилась геологическая обстановка, повлекшая за собой изменение экологических, санитарных требований и мер безопасности, и возникло несоответствие эксплуатации скважин статусу этих зон;

IV-з) скважины, не вскрывшие проектный горизонт и не доведенные до проектной глубины из-за возникновения форс-мажорных обстоятельств длительного действия, банкротства предприятия, отсутствия финансирования, прекращения деятельности предприятия, окончания срока действия лицензии на пользование недр.

2.3 Оборудование устьев и стволов нефтяных, газовых и других скважин при их ликвидации

Главные требования, которые выдвигаются к технологиям по ликвидации скважин − это надежная изоляция пластов, содержащих нефтяные и газовые продукты, водоносных слоев, достигается надёжной герметизацией обсадных и эксплуатационных колонн путём установки цементных мостов. Цементные мосты могут быть непрерывными либо прерывающимися в зависимости от того, насколько далеко располагаются изолируемые слои в глубине скважине. Мосты перекрывают все части перфорации, места нефтеводогазопроявлений, интервалы негерметичности и пр.

Все работы по ликвидации скважин должны проводиться в соответствии с требованиями действующей нормативно-технической базы и индивидуальным планом изоляционно-ликвидационных работ по каждой скважине, разработанным в соответствии с проектом на ликвидацию скважин для данной площади или месторождения с учетом требований инструкции РД 08-492-02.

Конкретный план действий по ликвидации скважин в процессе строительства и скважин, законченных строительством на континентальном шельфе, разрабатывается пользователями недр с учетом местных условий, требований инструкции РД 08-492-02 и других нормативных документов и согласовывается с территориальным органом Госгортехнадзора России.

Осложнения и аварии, возникшие в процессе проведения изоляционно-ликвидационных работ или в процессе исследования технического состояния скважин, ликвидируются по дополнительным к проектной документации к ликвидации планам, согласованным с региональными органами Госгортехнадзора России.

Ликвидация скважин с межколонным давлением, заколонными перетоками, грифонами допускается только после их устранения по согласованному с территориальным органом Госгортехнадзора России плану с

оформлением акта на проведенные работы и результаты исследований по проверке надежности выполненных работ и вывода постоянно действующей комиссии о непригодности скважины к ее дальнейшей безопасной эксплуатации.

Ликвидация скважины без эксплуатационной колонны в зависимости от горно-геологических условий вскрытого разреза производится путем установки цементных мостов в интервалах залегания высоконапорных минерализованных вод (Ка = 1,1 и выше) и слабопродуктивных, не имеющих промышленного значения, залежей углеводородов. Высота цементного моста должна быть на 20 м ниже подошвы и на столько же выше кровли каждого такого горизонта.

Над кровлей верхнего пласта с минерализованной водой, а также на границе залегания пластов с пресными и минерализованными водами (если они не перекрыты технической колонной) устанавливается цементный мост высотой 50 м.

В башмаке последней технической колонны устанавливается цементный мост с перекрытием башмака колонны не менее чем на 50 м.

Наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием, не превышающим предельно допустимую удельную нагрузку на цементный камень. Установленный в башмаке последней технической колонны цементный мост, кроме того, испытывается методом гидравлической опрессовки. Результаты работ оформляются соответствующими актами.

Извлечение верхней части технической колонны с незацементированным затрубным пространством допускается при отсутствии в разрезе напорных и углеводородосодержащих горизонтов. В этом случае в оставшейся части технической колонны устанавливается цементный мост высотой на 50 м выше и 20 м ниже места извлечения колонны. Оставшаяся часть технической колонны заполняется нейтральной жидкостью, кондуктор-нейтральной незамерзающей жидкостью.

При ликвидации скважин в результате аварии с бурильным инструментом (категория III-а) в необсаженной части ствола и невозможности его извлечения необходимо произвести торпедирование или отворот неприхваченной части инструмента. При нахождении верхней части оставшегося в скважине инструмента ниже башмака технической колонны необходимо произвести установку цементного моста под давлением с перекрытием головы оставшегося инструмента на 50 м. После ожидания затвердения цемента следует определить разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб верхний уровень цементного моста. В башмаке технической колонны необходимо также установить цементный мост высотой 50 м и проверить его наличие разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб и опрессовкой.

При аварии с бурильным инструментом, когда его верхняя часть осталась в интервале ствола, перекрытого технической колонной, необходимо произвести его торпедирование или отворот на уровне башмака колонны и цементирование под давлением с установкой цементного моста на уровне не менее 100 м над башмаком технической колонны. Устье скважины необходимо оборудовать заглушкой (или глухим фланцем с вваренным патрубком и вентилем), установленной на кондукторе (технической колонне).

На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером 1 х 1 х 1 м с репером высотой не менее 0,5 м и металлической таблицей (именуемой далее по тексту "таблицей"), на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), предприятие - пользователь недр, дата ее ликвидации.

При расположении скважины на землях, используемых для сельскохозяйственных целей, устья скважины углубляются не менее чем на 2 м от поверхности, оборудуются заглушкой, установленной на кондукторе (технической колонне), и таблицей с указанием номера скважины, месторождения (площади), предприятия - пользователя недр и даты ее

ликвидации. Заглушка покрывается материалом, предотвращающим ее коррозию, и устье скважины засыпается землей.

На рисунке 3 показана примерная схема установки цементных мостов для ликвидируемой скважины.

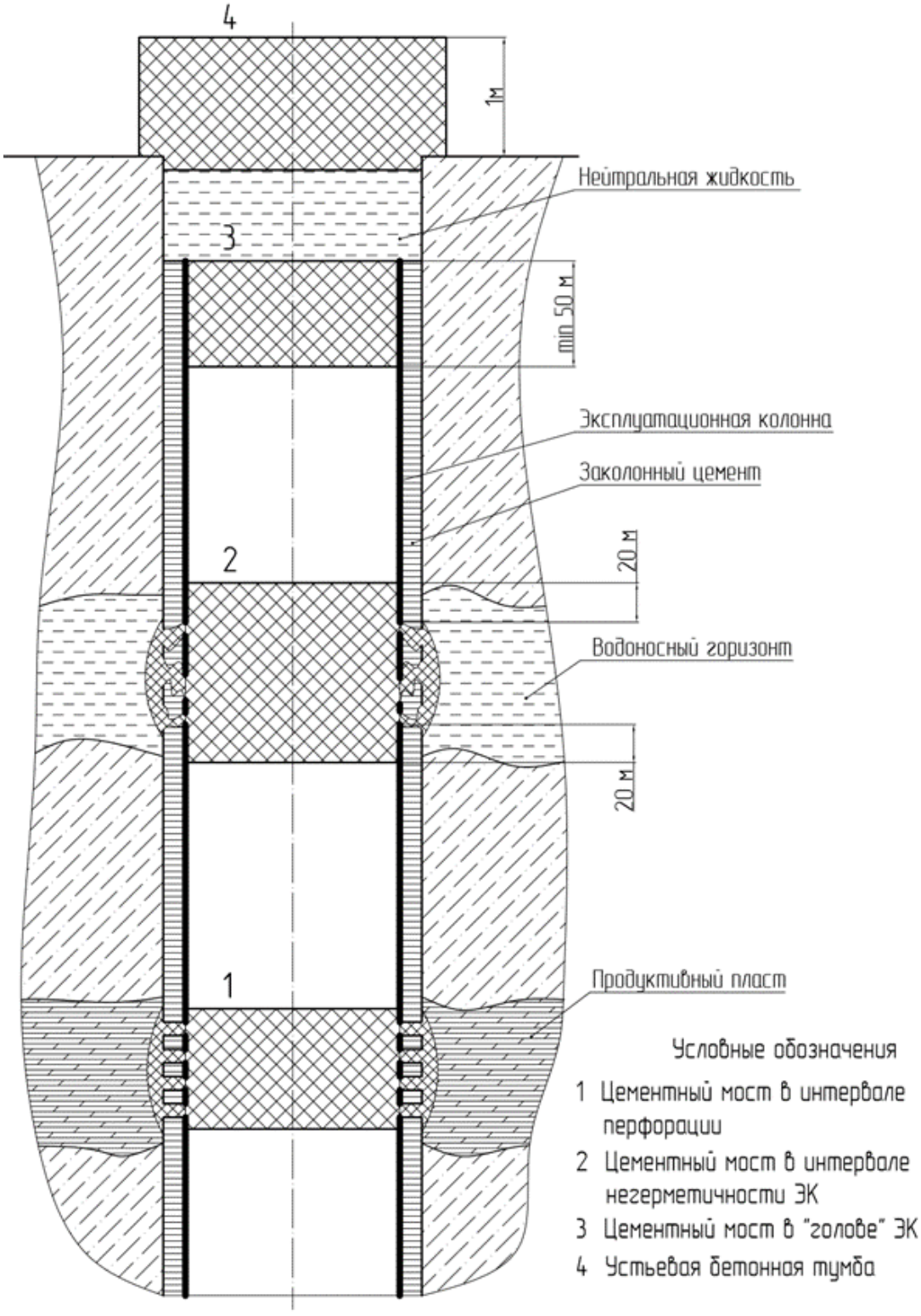

Рисунок 3 − Примерная схема установки цементных мостов для ликвидируемой скважины.

Выкопировка плана местности с указанием местоположения устья ликвидированной скважины передается землепользователю, о чем делается соответствующая отметка в деле скважины и акте на рекультивацию земельного участка.

По скважинам, ликвидированным по III категории, а также скважинам всех категорий, пробуренным в пределах внешнего контура нефтегазоносности и максимального размера искусственной залежи газохранилища, цементные мосты устанавливаются в интервале и на 20 м ниже и выше мощности всех продуктивных горизонтов, продуктивность которых установлена в процессе строительства скважин, разработки месторождения, эксплуатации хранилища.

Оборудование устьев и стволов при ликвидации скважин со спущенной эксплуатационной колонной

Оборудование стволов при ликвидации скважин со спущенной эксплуатационной колонной производится следующим образом. При подъеме цемента за эксплуатационной колонной выше башмака предыдущей колонны (технической колонны или кондуктора) устанавливаются цементные мосты против всех интервалов перфорации, интервалов негерметичности, установки муфт ступенчатого цементирования, в местах стыковки при секционном спуске эксплуатационной и технической колонн, интервале башмака кондуктора (технической колонны). Если по решению пользователя недр производится отворот незацементированной части эксплуатационной колонны, то устанавливается цементный мост высотой не менее 50 м на "голове" оставшейся части колонны. Оставшаяся часть скважины заполняется незамерзающей нейтральной жидкостью. При отсутствии цементного камня за эксплуатационной колонной ниже башмака кондуктора или технической колонны, если в этот промежуток попадают пласты-коллекторы, содержащие минерализованную воду или углеводороды, то производится перфорация колонны и цементирование под

давлением с установкой цементного моста в колонне, перекрывающего указанный интервал, и на 20 м ниже и выше с последующей опрессовкой, проведением исследований по определению высоты подъема цемента и качества схватывания.

При ликвидации скважин с нарушенной колонной из-за аварии или корродирования эксплуатационной колонны вследствие длительных сроков эксплуатации проводятся исследования по определению наличия и качества цемента за колонной, цементирование в интервалах его отсутствия и установка цементного моста в колонне с перекрытием всей прокорродировавшей части колонны и на 20 м выше и ниже этого интервала, с последующей опрессовкой оставшейся части колонны.

Ликвидация скважин со смятой эксплуатационной колонной производится путем установки цементных мостов в интервалах перфорации и смятия колонн и на 20 м ниже и на 100 м выше этих интервалов перфорации и смятия колонн.

Устья ликвидируемых скважин со спущенной эксплуатационной колонной оборудуются по аналогии с ликвидированными скважинами без ЭК.

При нахождении скважины на территории подземного газового хранилища допускается (с целью контроля за межколонными пространствами) оборудование устья без установки тумбы по схеме, согласованной с территориальными органами Госгортехнадзора России.

По скважинам, вскрывшим малодебитные, низконапорные пласты (Ка <= 1,1), допускается принимать консервационные цементные мосты в качестве ликвидационных при условии, что мост перекрывает верхние отверстия перфорации не менее чем на 50 м.

2.4 Оборудование комплекса «Непрерывная труба»

Основное оборудование для проведения операций на скважине с применением комплекса «Непрерывная труба» должно выполнять следующие функции:

− транспортные операции по доставке оборудования на место проведения работ;

− спуск и подъем колонны гибких труб;

− подготовка технологической жидкости, применяемой при ремонте скважины, – доставка жидкости, ее подогрев и т.д.;

− собственно подземный ремонт – спуск-подъём гибкой трубы, закачка технологических жидкостей и газа.

Перечень оборудования, необходимого для проведения ремонтных работ с помощью колонны гибких труб:

− автомобиль-буксировщик для перевозки оборудования;

− энергетический блок, который служит источником гидравлической энергии для привода и управления механизмами для работы с гибкими НКТ (приводной двигатель инжекторной головки, двигатель барабана), также в состав блока входят резервуары, гидронасос, задвижки, трубопроводы;

− колонна гибких труб (ГНКТ);

− барабан с ГНКТ;

− укладчик ГНКТ – служит для укладки ГНКТ на барабан;

− направляющий желоб для ГНКТ;

− инжектор – служит для подачи ГНКТ в скважину;

− герметизатор устья;

− превентор – служит для перекрытия устья скважины в аварийных ситуациях;

− опора инжектора;

− оборудование устья скважины.

Колтюбинговая установка (рисунки 4, 5).

Колтюбинговая установка служит для перевозки и подачи гибкой трубы в скважину. Колтюбинговая установка представляет собой комплексную установку, смонтированную на полуприцепе с седельным тягачом повышенной проходимости.

Колтюбинговая установка включает в себя: барабан с гибкой трубой; механизм подачи трубы (инжектор); направляющий желоб с изменяющимся радиусом для подачи труб в инжектор; кабину оператора с панелью управления; силовой блок для обеспечения энергией барабана, инжектора и органов управления поста оператора.

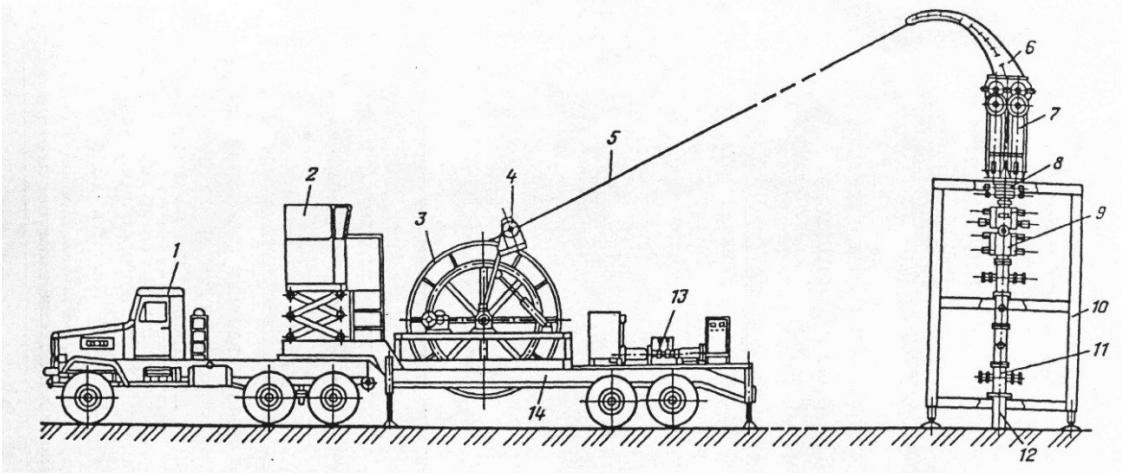

Рисунок 4 – Общий вид колтюбинговой установки М-40: 1 – автомобиль-буксировщик; 2 – кабина оператора; 3 – барабан с ГНКТ; 4 – укладчик ГНКТ; 5 – колонна гибких труб; 6 – направляющий желоб; 7 – инжектор; 8 – герметизатор устья; 9 – превентор; 10 – опоры инжектора; 11– оборудование устья скважины; 12 – устье скважины; 13 – силовой блок (гидравлическая станция для привода барабана и инжектора).

Кроме колтюбинговой установки в состав комплекса входит: устьевое сборное основание под инжектор с самоподъемной вышкой; комплект устьевого противовыбросового оборудования с шлюз-лубрикатором.

Вышка и шлюз-лубрикатор предназначены для проведения работ по спуску

и подъему компоновки низа бурильной колонны в скважину под давлением.



Рисунок 5 – Колтюбинговая установка в рабочем положении на скважине.

Техническая характеристика колтюбинговой установки М-40.

Базовое шасси	Камаз 53228
Двигатель	40.13.260
Мощность двигателя, КВт (л. с.)	191 (260)
Масса полная, кг	24000
Максимальная скорость передвижения км/час	50
Максимальное давление на устье скважины Мпа	35,0
Максимальное давление закачки жидкости, МПа	35,0
Максимальное тяговое усилие инжектора, тонн	10
Диаметр гибкой трубы, мм	19…38,1
Максимальная длина ГТ на барабане, м:	
− при диаметре ГТ 25,4 мм	2800
Допустимая масса на барабане,	4200

Скорость перемещения ГТ при СПО, м/с	
− минимальная	0,01
− максимальная	0,5
Привод исполнительных механизмов	гидравлический
Отбор мощности на привод	от базового шасси
Макс. грузоподъёмн. установщика оборудования, кг	4000

Оборудование устья скважины (рисунок 6).

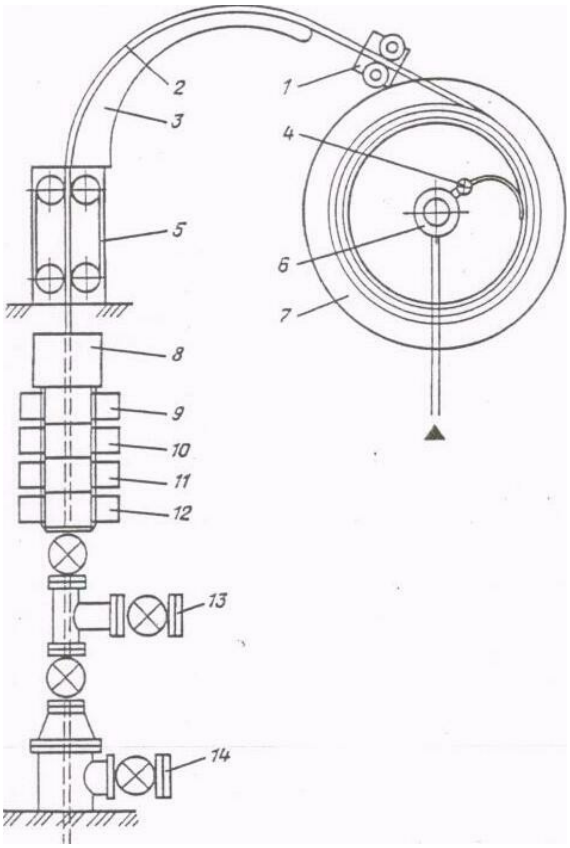

Рисунок 6 – Схема оборудования устья скважины при выполнении работ с гибкой трубой: 1 – укладчик трубы со счетчиком; 2 – колонна гибких труб; 3 – направляющий желоб; 4 – КВД; 5 – инжектор; 6 – вертлюг; 7 – барабан с ГТ; 8 – герметизатор устья, секции превентора; 9 – глухие плашки; 10 – срезные плашки; 11 – удерживающие плашки; 12 – герметизирующая плашка; 13 – линейная задвижка; 14 – затрубная задвижка.

Оборудование устья скважины при проведении работ с использованием

колонны гибких труб содержит эксплуатационную арматуру, используемую на данной скважине. Это может быть фонтанная арматура, эксплуатационная арматура установки электроцентробежного насоса, арматура нагнетательной скважины, штанговая скважинная установка с эксцентричной планшайбой и обвязка трубопровода.

Превентор должен обеспечивать свободный пропуск колонны гибких труб в скважину. При возникновении аварийной ситуации он либо герметизирует полость колонны насосно-компрессорных труб, в которую спущена гибкая труба, либо удерживает последнюю в подвешенном состоянии, либо перерезает ее, либо перекрывает поперечное сечение скважины. Чаще всего используют плашечные превенторы с ручным и гидравлическим приводом дистанционного управления с пульта.

На верхнем фланце превентора монтируют герметизатор с уплотнительным элементом. Он служит для обеспечения герметичности полости колонны насосно-компрессорных или эксплуатационных труб при работе с гибкой трубой в штатной ситуации.

Над герметизатором устанавливают инжектор основной узел колтюбинговой установки обеспечивающий принудительное перемещение колонны гибких труб вверх или вниз.

2.5 Технология ликвидации скважин при помощи комплекса «Непрерывная труба»

При использовании на практике комплекса «Непрерывная труба» по сравнению с традиционным капитальным ремонтом газовых и нефтяных скважин выявлен ряд преимуществ. К ним относятся:

– обеспечение герметичности устья скважины на всех этапах выполнения скважинных операций;

– возможность осуществления работ в газовых и нефтяных скважинах без их предварительного глушения;

– отсутствие необходимости освоения и вызова притока скважин, в которых выполнялись работы с использованием колонны гибких труб;

– безопасность проведения спускоподъемных операций;

– оптимизация условий труда работников бригад капитального ремонта при исполнении всего комплекса операций;

– уменьшение времени на спуск и подъем скважинного оборудования на проектную глубину;

– обеспечение возможности бурения, спуска забойных инструментов и приборов, а также выполнение операций капитального ремонта в горизонтальных и очень покосившихся скважинах;

– соблюдение более высоких требований в области экологии при проведении всех операций по ремонту и бурению скважин, в том числе за счет меньших размеров комплексов оборудования для этих целей по сравнению с традиционными;

– существенный экономический эффект в результате применения колонн гибких труб как во время ремонта, так и при проведении буровых работ.

При ликвидации, в стволе скважины устанавливаются цементные мосты в различных интервалах. Цементный мост образуется за счет закачки необходимого объема цемента в полость эксплуатационной колонны на заданной

глубине.

Технология установки цементного моста в скважине при её ликвидации с помощью комплекса «Непрерывная труба».

Оборудование и материалы: комплекс «непрерывная труба»; цементировочный агрегат; емкость для цементного раствора; цементный раствор; жидкость глушения.

Последовательность операций установки цементного моста.

Заполняют скважину жидкостью глушения.

Монтируют оборудование устья скважины для спуска гибкой трубы. В скважину спускают НКТ с пакером. Во избежание в дальнейшем прихвата НКТ цементным раствором, нижний срез НКТ должен располагаться на расстоянии не менее 150 м от верней границы цементного моста. Обвязывают цементировочный агрегат с колтюбинговой установкой. Трубное пространство НКТ соединяют с ёмкостью для слива скважинной жидкости.

Приготавливают расчётное количество цементного раствора.

Спускают гибкую трубу на уровень нижней границы устанавливаемого цементного моста.

Запускают цементировочный агрегат. Закачивают цементный раствор в объёме гибкой трубы.

После заполнения объёма гибкой трубы, её поднимают со скоростью, соответствующей производительности насоса, не прекращая закачки цементного раствора. Таким образом, обеспечивается минимальное погружение трубы под уровень цемента находящегося в эксплуатационной колонне и исключается опасность цементирования гибкой трубы по периметру. Во время закачки цемента линейная задвижка должна быть открыта − через неё происходит вытеснение жидкости глушения, заполняющую скважину.

После закачки расчётного объёма цемента, оставшийся в гибкой трубе цемент продавливают жидкостью глушения (не прекращая подъёма). По окончании продавки цемента, конец гибкой трубы должен располагаться в верхней части це-

ментного моста.

Поднимают гибкую трубу на высоту 1 метр от верхней расчётной границы моста, проводят промывку через гибкую трубу в режиме циркуляции для удаления остатков цемента. При промывке контролируют содержание цемента в жидкости на выходе.

Поднимают гибкую трубу на безопасную высоту (100 м).

Ожидание затвердевания цемента (ОЗЦ) – 24…48 часов.

После ОЗЦ спускают гибкую трубу до головы цементного моста и испытывают его на прочность, прикладывая нагрузку транспортером колтюбинговой установки через гибкую трубу усилием, не превышающим 4,0-5,0 кН.

Проводят гидравлическую опрессовку цементного моста.

Извлекают гибкую трубу из скважины.

Технологический процесс установки цементного моста изображен на рисунке 7.

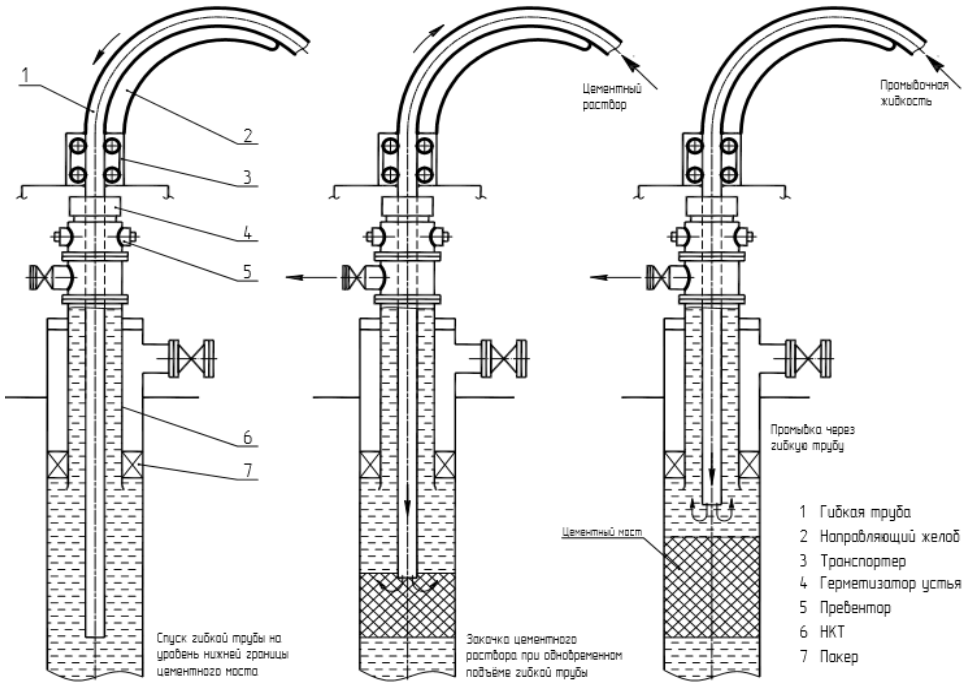

Рисунок 7 − Технологический процесс установки цементного моста комплексом «Непрерывная труба».

2.6 Расчёт параметров установки цементного моста при ликвидации скважины

Исходные данные для расчёта:

Интервал установки цементного моста	1130…1280 м.
Внутренний диаметр эксплуатационной колонны	d=152 мм.
Наружный диаметр гибкой трубы	$d_к$=38 мм.
Внутренний диаметр гибкой трубы	$d_{кв}$=31 мм.

Высота цементного моста:

$$H=1280-1130=150 \text{ м}$$

Определим количество цемента и жидкости затворения (воды), необходимых для создания цементного моста.

Количество тампонажного цемента, требующееся для приготовления 1 м^3 раствора:

$$q=\frac{\rho_т \cdot \rho_в}{\rho_в + m \cdot \rho_т}, \quad (1)$$

где $\rho_т$ – плотность тампонажного цемента, $\rho_т$=3,15 т/м^3;

$\rho_в$ – плотность жидкости затворения, $\rho_в$ =1,02 т/м^3;

m – водоцементное отношение, m =0,45

$$q=\frac{3,15 \cdot 1,02}{1,02+0,45 \cdot 3,15}=1,32 \ \frac{т}{м^3}$$

Объём цементного моста (расчётный объём цементного раствора):

$$V_{цр}=\frac{\cdot d^2}{4} \cdot H, \quad (2)$$

где H – высота цементного моста, H=150 м.

$$V_{цр}=\frac{3,14\cdot 0,152^2}{4}\cdot 150=2,72\ м^3$$

Общее количество сухого тампонажного цемента, необходимого для приготовления тампонажного раствора:

$$G=K_ц\cdot q\cdot V_{цр}, \quad (3)$$

где $K_ц$ – коэффициент, учитывающий потери цемента, $K_ц$ = 1,03

$$G=1,03\cdot 1,32\cdot 2,72=3,7\ т$$

Общий объём воды, необходимый для затворения всего тампонажного цемента:

$$V_в= K_в\cdot G\cdot m/\rho_в, \quad (4)$$

где $K_в$ – коэффициент, учитывающий потери воды, $K_ц$ = 1,08

$$V_в=1,08\cdot 3,7\cdot 0,45/1,02=1,763\ м^3$$

Объём цементного раствора, необходимого для заполнения гибкой трубы:

$$V_{ц1}=\frac{\cdot d_{кв}^2}{4}\cdot L_{гк} \quad (5)$$

где $L_{гк}$ - длина гибкой трубы

$$L_{гк} = H_1 + L_{гку} \quad (6)$$

где $L_{гку}$ - длина гибкой трубы на установке, $L_{гку}$=800 м;

H_1 – нижняя граница цементного моста, H_1 =1280 м

$$L_{гк} = 1280+800=2080 \text{ м}$$

$$V_{ц1} = \frac{3,14 \cdot 0,031^2}{4} \cdot 2080 = 1,57 \text{ м}^3$$

Объём цементного раствора, который необходимо закачать в процессе подъёма гибкой трубы:

$$V_{ц2} = V_{цр} - V_{ц1} \quad (7)$$

$$V_{ц2} = 2,72-1,57=1,15 \text{ м}^3$$

Скорость подъёма гибкой трубы $v_{под}$ при закачке цементного раствора определим из условия равенства этой скорости, скорости подъёма цементного раствора в эксплуатационной колонне.

Величина подачи цементного раствора насосом цементировочного агрегата ЦА-320: $Q_{цр}$=12,6 м^3/ч=0,0035 м^3/с, тогда

$$v_{под} = \frac{Q_{цр}}{S} \quad (8)$$

где S – площадь сечения эксплуатационной колонны

$$S = \frac{\cdot d^2}{4} \quad (9)$$

$$S = \frac{3,14 \cdot 0,152^2}{4} = 0,0181 \text{ м}^2$$

$$v_{под} = \frac{0,0035}{0,0181} = 0,193 \text{ м/с}$$

Допустимый диапазон скоростей подъёма гибкой трубы установки «Непрерывная труба» находится в интервале 0,01-0,5 м/с. Рассчитанное значение скорости подъёма попадает (0,193 м/с) в допустимый интервал.

Объём продавочной жидкости для продавки остатков цементного раствора из гибкой трубы:

$$V_{прод} = \frac{\cdot d_{кв}^2}{4} \cdot \left(L_{гк} - v_{под} * \frac{V_{ц2}}{Q_{цр}} \right) \quad (10)$$

$$V_{прод} = \frac{3{,}14 \cdot 0{,}031^2}{4} \cdot (2080 - 0{,}193 \cdot \frac{1{,}15}{0{,}0035}) = 1{,}52 \ \text{м}^3$$

Определим объём промывочной жидкости, необходимой для удаления излишков цементного раствора из скважины. Принимаем равным половине объёма эксплуатационной колонны выше цементного моста:

$$V_{пром} = 0{,}5 \frac{\cdot d^2}{4} \cdot H_2 \quad (11)$$

где H_2 – верхняя граница цементного моста, H_2 =1130 м

$$V_{пром} = 0{,}5 \cdot \frac{3{,}14 \cdot 0{,}152^2}{4} \cdot 1130 = 10{,}2 \ \text{м}^3$$

Определим время закачки цементного раствора и продавочной жидкости:

$$T_{цр} = \frac{V_{цр} + V_{прод}}{60 \cdot Q_{цр}}, \quad (12)$$

$$T_{цр} = \frac{2{,}72 + 1{,}52}{60 \cdot 0{,}0035} = 20 \text{ мин}$$

Определим время промывки скважины для удаления излишков цементного раствора:

$$T_{пр} = \frac{V_{пр}}{60 \cdot Q_{пр}}, \quad (13)$$

где $Q_{пр}$ - подача цементировочного агрегата при промывке, $Q_{пр}$ = 0,0052 м^3/с

$$T_{пр} = \frac{10,2}{60 \cdot 0,0052} = 33 \text{ мин}$$

Машинное время на закачку цементного раствора и промывку при установке цементного моста составит:

$$T = T_{цр} + T_{пр} \quad (14)$$

$$T = 20 + 33 = 53 \text{ мин}$$

Параметры закачки при установке цементного моста согласно расчёту:

1. Спуск гибкой трубы на уровень нижней границы цементного моста – 1280 м;

2. Закачка цементного раствора в объёме гибкой трубы − 1,57 м^3 при подаче цементировочного агрегата 0,0035 м^3/с;

3. Подъём гибкой трубы со скоростью 0,193 м/с при непрерывной закачке цементного раствора в объёме 1,15 м^3 (подача цементировочного агрегата 0,0035 м^3/с).

4. Подъём гибкой трубы со скоростью 0,193 м/с при закачке продавочной жидкости в объёме 1,52 м^3 (подача цементировочного агрегата 0,0035 м^3/с).

5. Подъём гибкой трубы на высоту 1 метр от верхней расчётной границы моста (1130 м);

6. Закачка промывочной жидкости в неподвижную гибкую трубу в объёме 10,2 $м^3$ (подача цементировочного агрегата 0,0052 $м^3/с$).

3 ОХРАНА ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

3.1 Требования безопасности при эксплуатации комплекса «Непрерывная труба»

Подземный ремонт скважин отличается многообразием и трудоёмкостью выполняемых работ, наличием многих опасных моментов. Основные причины несчастных случаев – неправильные или опасные приёмы работы, неисправность оборудования и инструмента, плохая подготовка рабочего места, неудовлетворительная организация обучения и исправность инструмента рабочих, отсутствие надлежащего технического надзора за работой.

Подземный ремонт всегда сопровождается множеством факторов опасностей, основные из которых:

− возможность нефтегазопроявлений;

− проведение спуско-подъёмных операций;

− эксплуатируемый фонд скважин расположен в непосредственной близости от места подземного ремонта;

− наличие на ремонтной площадке большого количества специальной техники;

− суровые климатические условия.

Одновременное наличие множества факторов опасности требует непрерывного контроля состояния рабочей площадки и соблюдения норм и правил безопасного проведения ремонтных работ.

При спуско-подъёмных операциях колонны гибких во избежание аварийных ситуациях и обеспечения безопасных условий труда необходимо соблюдать следующие правила.

1. Спуск-подъем гибкой трубы в скважину со всеми видами инструмента и оборудования производится при прямой циркуляции рабочей жидкости

(обратная циркуляция через гибкую трубу запрещена). В ряде случаев (геофизические исследования, спуск перфораторов, отдельные виды специального инструмента и специального оборудования) спуск-подъем гибкой трубы может проводиться без циркуляции рабочей жидкости по специальному плану на ремонт скважины.

2. Ремонт скважины с помощью колонны гибких труб (КГТ) начинается с первичного спуска-подъема пера до глубины, указанной в плане работ.

3. Перед спуском в скважину геофизических приборов, НКТ и эксплуатационная колонна ниже воронки НКТ должны быть прошаблонированы шаблоном, длиной не менее длины геофизического прибора, диаметром на 10 мм больше диаметра геофизического прибора. При наличии в скважине подвески НКТ-60 мм, диаметре геофизического прибора 42 мм, допускается проведение шаблонирования НКТ шаблоном диаметром не менее 48 мм.

4. Перед спуском в скважину забойных двигателей, пакеров, перфораторов, гидравлических и механических яссов, гидрожелонок, овершотов, другого ловильного инструмента и оборудования, провести шаблонировку НКТ шаблоном, длиной не менее длины спускаемого инструмента или оборудования, диаметром на 2мм больше диаметра спускаемого инструмента или оборудования.

5. Скорость спуска-подъема гибкой трубы перед выходом из воронки НКТ и входом в воронку НКТ должна быть снижена до 0,5 м/мин за 20 метров до воронки.

6. Скорость спуска гибкой трубы с печатью, забойным двигателем, всеми видами ловильного инструмента должна быть снижена до 0,5 м/мин за 20 метров до «головы» аварийного инструмента, оборудования, цементного моста, места нарушения эксплуатационной колонны, НКТ, жесткой посадки пера, и т.п.

7. Скорость спуска гибкой трубы при промывке забоя от песка, асфальтопарафиновых и прочих отложений в интервале за 10 метров от текущего забоя до искусственного (за 10 метров от верхних дыр интервала перфорации до искусственного забоя, если в план-заказе не указан текущий забой) не должна пре-

вышать 2 м/мин.

8. При первичном спуске пера, спуске шаблона, через каждые 100 метров спуска производится контрольный подъем гибкой трубы на высоту не менее 20 метров, со скоростью подъема 5 м/мин.

9. При промывках лифта НКТ через каждые 20 метров промывке производится контрольный подъем гибкой трубы на высоту не менее 10 метров со скоростью подъема 5 м/мин.

Первичный спуск пера проводится со скоростью 15 м/мин, подъем – 17 м/мин. В интервалах ствола скважины с зенитными углами 60 и более градусов скорость спуска – 11 м/мин, подъема – 13 м/мин.

Спуск шаблона проводится со скоростью 14 м/минуту, подъем – 17 м/мин. В интервале ствола скважины с зенитными углами 60 и более градусов скорость спуска – 9 м/минуту, подъема – 12 м/минуту.

Повторный спуск пера, спуск печати проводится со скоростью 19 м/мин, подъем – 20 м/мин. В интервалах ствола скважины с зенитным углом 60 и более градусов скорость спуска – 13 м/мин, подъема – 15 м/мин.

10. Спуск забойного двигателя, компоновки ловильного инструмента, пакера, другого инструмента и оборудования проводится со скоростью 15 м/мин, подъем – 18 м/мин. В интервалах ствола скважины с зенитными углами 60 и более градусов скорость спуска – 10 м/мин, подъема – 13 м/мин.

11. При промывке гидратной пробки скорость спуска «пера» в интервале промывки 0,5 м/мин. При промывке парафиновых отложений скорость спуска пера в интервале промывки 2,0 м/мин. Скорость подъема пера в интервале промывки 9,5 м/мин.

12. При проведении геофизических исследований скорость спуска-подъема гибкой трубы в интервале исследования регламентируется скоростью записи необходимых параметров и типом приборов. Спуск прибора до интервала исследований проводится со скоростью 10 м/мин, подъем – 13 м/мин. В интервалах ствола скважины с зенитным углом 60 и более градусов скорость спуска – 8

м/мин, подъема – 10 м/мин.

3.2 Противопожарные мероприятия

Работы на скважинах характеризуется взрыво- и огнеопасностью нефти и газа. К основным причинам пожаров относятся следующие:

− нарушение технологического процесса и неисправность технологического оборудования;

− короткое замыкание электрических проводов и перегрев электрооборудования;

− нефте- и газопроявления из устья скважины;

− нарушение правил пожарной безопасности персоналом.

На месторождении мероприятия по противопожарной безопасности проводятся в соответствии с указаниями, приведенными в ОНТП 03/170/567-2005 «Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса» и СНиП 2.01.02-85 «Противопожарные нормы».

Для обеспечения взрыво- и пожаробезопасности предусмотрены следующие мероприятия:

− использование во взрывоопасных зонах и помещениях взрывозащитного оборудования, аппаратов и приборов;

− обеспечение согласно нормам воздухообмена, использование принудительной механической вентиляции;

− безопасное расстояние и расположение объектов, соответствующая планировка и т.д.;

− обеспечение объектов автоматикой и безопасности;

− обеспечение объектов средствами первичного пожаротушения;

− подача пены и воды для тушения пожара на основные производственные объекты;

− обеспечение пожарной и охранной сигнализацией;

− обеспечение двухсторонней телефонной и радиосвязью.

При обслуживании скважин определенная пожарная опасность возникает в

процессе закачки технологических жидкостей, так как при этом возможно открытое фонтанирование скважины, разливы нефти, выбросы газа. Для предотвращения этих явлений арматура устья должна быть оборудована превентором, который позволяет оперативно перекрыть устье скважины.

4 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

4.1 Охрана недр при ремонте скважин

Бурение, ремонт и проведение других технологических операций на скважинах неизбежно сопровождается механическим, химическим, тепловым воздействием на геологические структуры недр. Мероприятия по охране недр должны направлены на сведение к минимуму отрицательных воздействий на разрабатываемые залежи, на продуктивные пласты и залежи, не вовлеченные в разработку. Для выполнения этого должны быть соблюдены следующие основные условия:

− применение технологии бурения, обеспечивающей предупреждение выбросов, поглощений, обвалов и других аварийных ситуаций;

− вскрытие продуктивных интервалов с применением промывочных жидкостей, обеспечивающих минимально возможное загрязнение призабойной зоны;

− выбор конструкции скважин, обеспечивающей безаварийную и эффективную эксплуатацию;

− обеспечение надежной изоляции всех нефтегазоводопроявляющих (поглощающих) интервалов и герметизации заколонного пространства для предотвращения неконтролируемых заколонных перетоков флюидов;

− выбор способа вторичного вскрытия, обеспечивающего максимальную продуктивность залежи и сохранность технического состояния скважин;

− проведение комплекса исследований (геолого-технических, геофизических, гидродинамических) для качественной и безаварийной проводки скважины и получения полного и достоверного объема информации о свойствах объектов разработки, пластовых флюидов, пластовых условиях.

Основной объём загрязнений недр происходит вследствие нарушения технического состояния скважин. Добывающие скважины рассчитаны на

длительный срок эксплуатации. Нарушение герметичности эксплуатационных колонн может привести к образованию грифонов, межпластовых перетоков и открытому фонтанированию. На случай аварийного состояния коллекторов в групповых замерных установках предусматривается устройство автоматической блокировки скважин.

Также, причиной потери герметичности обсадных колонн может быть электрохимическая коррозия наружной поверхности труб. Защита промыслового оборудования от коррозии проводится с использованием ингибиторов коррозии, применением оборудования из коррозионностойких сталей и защитных металлических и неметаллических покрытий. Для предотвращения коррозионного разрушения применяется цементирование колонн до устья скважин.

В процессе эксплуатации скважин приповерхностная зона ствола скважин подвержена максимальным нагрузкам на верхние секции эксплуатационных колонн и интенсивным температурным напряжениям, ухудшающим условия крепления ствола скважин и герметичность обсадных колонн.

В целях охраны недр при эксплуатации скважин контроль за условиями крепления ствола скважин и герметичностью обсадных колонн проводится на уровне обязательных технологических решений, выполняемых нефтедобывающим управлением.

В процессе эксплуатации проводят ремонтно-изоляционные работы, направленные на устранение дефектов обсадных и эксплуатационных колонн, заколонного цемента.

При необходимости ликвидации скважин выполняются изоляционно-ликвидационные работы. Своевременное выполнение изоляционно-ликвидационных работ в скважинах, подлежащих ликвидации, предупреждает их негативное влияние на сохранность и рациональное использование природных ресурсов.

4.2 Охрана окружающей среды

При ремонтных работах на скважинах наиболее вероятен контакт пластовых флюидов (нефть, газ, пластовая вода) с окружающей средой (почва, вода, атмосфера). В подготовительно-заключительный период ремонтных работ из-за нарушений режимов глушения скважины или ее освоения возможны выбросы скважиной вплоть до неуправляемого фонтанирования. Кроме того, подготовленные для операции рабочие жидкости, обработанные химреагентами, также представляют угрозу окружающей среде.

В целях предотвращения загрязнения среды необходимо принять все меры, исключающие попадание нефти и растворов в почву и воду, а газов в воздух. Для этого необходимо иметь приспособление, улавливающее жидкости (например, поддоны, откачивающие насосы) и утилизирующее их. Попадание газа в атмосферу (особенно с сероводородом) должно быть прослежено с помощью индикаторов. Особенно опасны разливы нефти, которые еще и пожароопасны.

Предотвращение загрязнения окружающей среды при проведении работ по ремонту скважин достигается проведением следующих мероприятий:

1. Сбор, вызов или обезвреживание на месте продуктов ремонта (углеводороды, оказавшиеся на территории вокруг скважины должны быть собраны и утилизированы либо сожжены, если утилизация невозможна);

2. Обваловка площадки вокруг скважины, особенно в случаях возникновения неуправляемого фонтанирования;

3. Применение устьевых малогабаритных противовыбросовых устройств;

4. Рекультивация территории, примыкающей скважине, для сельско-хозяйственного и иного пользования, в случае причинения ущерба передвижением тяжелых автомобильных и тракторных агрегатов.

При ремонте и ликвидации скважин необходимо соблюдать общие правила охраны земель.

Почво-грунты при аварийных разливах отбирают на содержание нефтепро-

дуктов и хлоридов (которые являются основными загрязнителями). Полученные результаты, по содержанию нефтепродуктов и хлоридов, сравниваются с фоновыми концентрациями, т.к. ПДК по почве нет. Фоновая проба отбирается в радиусе 3 км от участка загрязнения.

Учитывая, что основное загрязнение земель происходит при утечках и аварийных разливах, необходимо строго придерживаться регламентов технической эксплуатации системы сбора, подготовки и транспорта нефти (газа и воды), а также одновременно проводить планово-предупредительный ремонт.

Замена прокладок и запорной арматуры на трубопроводах допускается только после освобождения от продуктов, продувки, отключения трубопровода от действующих трубопроводов задвижкой с установкой заглушек.

Запрещается оставлять открытой запорную арматуру на неработающих трубопроводах. Выключенные из технологической схемы трубопроводы должны быть заглушены.

За состоянием подвесок и опор трубопроводов, проложенных над землей, должен быть обеспечен технический надзор во избежание опасного провисания и деформации, могущих вызвать аварию и пропуск продукта. Всякие неисправности в состоянии подвесок и опор трубопроводов должны немедленно устраняться. При обнаружении течи в швах или в основном металле трубопровод должен быть освобожден от продукта и подготовлен к ремонту. Площадки печей подогрева для сбора и отвода нефти в аварийных ситуациях должны иметь ограждения (бордюры) с выводом в отдельную емкость или земляной амбар, расположенный на безопасном расстоянии.

Во избежание механических повреждений сборных и магистральных трубопроводов и разлива нефти все работы производятся только после ознакомления производителей работ со схемой коммуникаций, получения наряда-допуска и под присмотром ответственного представителя эксплуатирующей организации.

Земельные участки, представленные во временное пользование (на период

строительства или ремонта) возвращаются землепользователям после окончания и приемки земляных работ в соответствии с действующим законодательством. Вдоль трасс трубопроводов предусматриваются противоэрозионные сооружения: организация стока поверхностных вод, крепление оврагов и промоин, размы-ваемых берегов водных преград и др.

В местах прохождения трасс трубопроводов в районе водных объектов, а также в местах с понижениями рельефа и на участках с возможным направлением стока вод от коридоров коммуникаций, трассы трубопроводов должны иметь обвалование, предохраняющее от возможного распространения аварийного разлива на близлежащие территории. Для нефтепроводов, проложенных в земляных насыпях через балки, овраги, ручьи, обязательно устройство водопропусков, обеспечивающих пропуск расчетного объема воды.

Земли или лесные угодья, нарушенные или загрязненные при сборе, подготовке и транспорте нефти, газа и воды) или других работах, связанных с нарушением почвенно-растительного покрова, приводятся в пригодное состояние согласно составленному и утвержденному техническому проекту рекультивации земель.

Рекультивация предусматривает работы по удалению всех временных устройств и сооружений, уборке строительного мусора, выравнивание всех ям, котлованов и траншей, внесение плодородного слоя на оголенные участки, микрофлоры и биопрепаратов, посев многолетних трав или стимулирование естественного зарастания путем внесения удобрений.

Запрещается сжигание разлившейся нефти непосредственно на поверхности почвы. Запрещается засыпать загрязненные участки пахотных земель песком. На старых нефтезагрязненных землях допускается рекультивация с использованием (подсыпкой) чистого плодородного слоя или торфяно-песчаной смеси.

5 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

5.1 Организация проведения капитального ремонта скважин

Капитальный ремонт скважин включает в себя наиболее сложные работы, подразделяющиеся на шесть категорий:

I – изоляция объекта от посторонних вод;

II – изоляция объекта от подошвенных и нижних вод;

III – возвраты на верхние или углубление на нижние горизонты;

IV – ликвидация скважин;

V – ликвидация аварий;

VI – прочие ремонтно-исправительные работы.

Каждая из перечисленных категорий подразделяется на типы (всего их около 53) в зависимости от технологии проведения работ.

В зависимости от объема и вида работ на скважинах устанавливаются следующие категории сложности:

1 категория сложности ремонта − возврат на выше или нижележащие горизонты, кислотно-смоляная обработка призабойной зоны скважины, все виды ремонтов, не перечисленные во 2 категории, в скважинах глубиной до 1500 метров;

2 категория сложности − изоляция эксплуатационного горизонта от чуждых вод (включая ликвидацию скважин), оправка эксплуатационной колонны, гидроразрыв и гидропескоструйная перфорация, зарезка и бурение второго ствола скважины, вырезка труб эксплуатационной колонны, ловильные работы, все виды работ на скважинах с сильными газовыми проявлениями и наклонно-направленных, все работы на скважинах глубиной 1500 м.

В состав работ по капитальному ремонту скважин входят:

1) подготовительные работы;

2) ремонт (или монтаж), разборка вышек и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж механического и энергетического оборудования;

3) собственно капитальный ремонт скважины;

4) заключительные работы, опробование (освоение) скважины на приток нефти после ремонта.

Подготовительные работы к капитальному ремонту включают следующее:

1) при работе с подъемника – подведение к скважине освещения, водяной и, если нужно, нефтяной линий; прокладку линии от промывочного агрегата или стационарного насоса к манифольду, позволяющему закачивать жидкость в трубное, кольцевое или затрубное пространство; заготовку всех необходимых материалов, оборудования, инструмента; монтаж контрольно-измерительных приборов; проверку и ремонт вышки, кронблока, полов, мостков, стеллажей и т. д.;

2) при работе со станка – всё перечисленное выше и, кроме того, установку станка, насоса, емкости для промывочной жидкости; подведение силовой электролинии и монтаж электрооборудования; установку всех приспособлений малой механизации, ускоряющих процесс работы и способствующих безаварийной и безопасной работе.

Основные работы – это работы, связанные, прежде всего, с обследованием состояния колонны и фильтровой части скважины, местонахождением и состоянием оставшихся в скважине насосно-компрессорных труб (НКТ), штанг, насосов и других посторонних предметов.

К основным видам работ относятся также спуско-подъемные операции насосно-компрессорных и бурильных труб, очистка и промывка скважин от песчаных пробок, исследовательские работы.

Для выполнения работ бригада капитального ремонта получает наряд, в котором указываются данные по скважине, категория и тип ремонта, дата его начала, продолжительность и сдельная расценка. Продолжительность

капитального ремонта устанавливают на основании действующих норм с учетом коэффициента производительного времени. Технологические работы по капитальному ремонту скважины выполняются по предварительно составленному плану, в котором указываются виды работ и мероприятия, обеспечивающие безопасность их проведения.

Основной производственной единицей, выполняющей работы по капитальному ремонту скважин, является бригада капитального ремонта. Бригады образуются в соответствии с приказом по НГДУ. В бригаду объединяют рабочих для совместного и согласованного выполнения общего производственного задания. В зависимости от условий производства и организации труда бригады могут быть комплексными или специализированными. Специализированные бригады объединяют рабочих одной профессии, занятых на однородных технологических процессах.

Комплексные бригады организуют из рабочих различных профессий для выполнения комплекса технологически разнородных, но взаимосвязанных работ, охватывающих полный цикл производства для взаимозаменяемости и расширения совмещения профессии рабочие комплексных бригад должны уметь выполнять работы по одной или нескольким смежным профессиям.

В состав бригады входит мастер по капитальному ремонту или мастер по сложным работам. Мастер по ремонту скважин организует проведение работ в соответствии с планом, обеспечивает безопасность проводимых работ, соблюдение условий охраны недр и окружающей, среды, ведет учет выполненных бригадой работ.

5.2 Организация оплаты труда рабочих бригады КРС

Рабочие бригады КРС оплачиваются по сдельно-премиальной системе. Тарифные ставки для рабочих бригад по капитальному ремонту скважин утверждены решением ПАО «Сургутнефтегаз».

Для бригад, работающих по договору с администрацией НГДУ, доводится нормативный состав бригады и создается коллективный фонд оплаты (тарифный и премиальный). Бригаде рассчитывается коллективный премиальный фонд за месяц в процентах от тарифной заработной плате. В зависимости от фактически отработанного времени и фактических (табельных) значений премий определяется экономия премиального фонда. От сэкономленной суммы бригада может распределить 50%.

Тарифный и премиальный фонд оплаты труда распределяется следующим образом: каждому члену бригады рассчитывается месячный тариф (оклад) за отработанное время; оставшаяся сумма от коллективного тарифного фонда, за счет отсутствующих работников бригады, распределяется между членами бригады по мере вклада в общий коллективный заработок; коллективный премиальный фонд распределяется между членами бригады с учётом коэффициента трудового участия.

Для создания необходимых условий систематического повышения эффективности труда, усиления стимулирующей роли заработной платы применяются компенсирующие и стимулирующие доплаты и надбавки.

Доплаты и надбавки устанавливаются согласно перечню доплат и надбавок к тарифным ставкам и должностным окладам работников структурных подразделений ПАО коллективного договора, которые делятся на четыре группы:

− первая группа - доплаты и надбавки, носящие стимулирующий характер;

− вторая группа - доплаты и надбавки, связанные с особым характером вы-

полняемой работы;

− третья группа - доплаты и надбавки за условия труда, отклоняющиеся от нормальных;

− четвертая группа - гарантированные доплаты.

Заработок специализированных бригад КРС, определяется как сумма произведения общей коллективной расцепки (часовая тарифная ставка нормативного численно-квалификационного состава вахты) на нормативную трудоёмкость по всем видам законченных и переходящих ремонтов. Заработок бригад по ремонту и профилактике НКТ − за фактически выполненный объём работ по расценкам на основании утверждённых калькуляций.

Премия за производственно-экономические показатели бригад КРС, по переходящим скважинам выплачивается по показателям работы бригады в текущем месяце.

По капитальным ремонтам скважин, связанных с ликвидацией аварий, нормативная продолжительность определяется с учетом коэффициентов, разработанных на основании анализа фактически сложившейся продолжительности по данному виду ремонта.

Коэффициенты применяются к фактическому времени, затраченному на проведение ремонта подтверждённому нагрузками гистограмм ИВЭ. Объём работ затраченный на подготовительно-заключительные, мелкие ремонтные и непредвиденные работы, оплачивается за фактически затраченное время, с премией за выполнение показателей премирования за месяц.

Если при производстве работ фактическое время превышает нормативное, техническим советом НГДУ определяется целесообразность продолжения ремонта с корректировкой нормативного времени на дату, утвержденную тех. советом. После окончания ремонта оплата производится за выполненный объем работ по фактически затраченному времени.

Заработная плата рабочих бригады корректируются путём умножения на коэффициент трудового участия (КТУ).

Факторы, повышающие величину КТУ:

1. Высокое профессиональное мастерство и качество выполняемых работ. Наибольшее по сравнению с другими членами бригады перевыполнение сменного задания, норм времени.

2. Внедрение мероприятий и приспособлений, сокращающих сроки выполнения заданий или повышающих качество производимых работ.

3. Проявление инициативы, применение передовых приемов и методов работы.

4. Высокая культура производства, чистота и порядок на рабочем месте, содержание в исправном состоянии инструмента и оборудования, машин и механизмов.

Факторы, понижающие величину КТУ:

1. Низкая интенсивность труда, выражающаяся в отставании от темпов работы бригады.

2. Низкое качество работы, несвоевременное устранение недостатков, нарушение производственной и технологической дисциплины.

3. Неудовлетворительное состояние культуры производства, необеспечение чистоты и порядка на рабочем месте.

4. Некачественное ведение документации на рабочем месте предоставление не информации.

5. Бесхозяйственное отношение к материалам, инструменту, поломка оборудования, инструмента, остановка работ по вине рабочего.

6. Невыполнение распоряжений мастера.

7. Загрязнение окружающей среды.

8. Нарушение технологического режима, вызывающее аварию, простой оборудования.

9. Некачественное выполнение работ, наличие брака в работе, дефектов и ошибок при выполнение работ.

10. Нарушение трудовой дисциплины − прогул, появление на работе в

нетрезвом виде КТУ устанавливается равным нулю.

Оплата труда рабочих временно не входящих в состав бригады, направленных в бригаду КРС после окончания обучения производится по повременным тарифным ставкам присвоенных разрядов за фактически отработанное время.

Работнику, остающемуся на месторождении для охраны бригадного имущества (дежурство), оплата производится по повременной тарифной ставке присвоенного разряда за фактически отработанное время.

Полностью или частично снижается премия за месяц работникам, совершившим прогулы или появившимся на работе в состоянии алкогольного и наркотического опьянения, допустившим грубейшие нарушения техники.

5.3 Расчёт сметы затрат на ликвидацию скважины

Время проведение работ (трудоемкость) по ликвидации скважины принимаем согласно наряд-заданию: $Т_р$=127 бр./час

Расчет основной заработной платы рабочих.

Состав бригады и часовые тарифные ставки приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Состав бригады и часовые тарифные ставки работников

Профессия	Разряд	Количество	Часовая тарифная ставка, руб./ч
Бурильщик	7	1	96,15
Помощник бурильщика	5	1	77,95
Машинист колтюбинговой установки	7	1	98,40

Средняя часовая тарифная ставка рабочих:

$$ТС_{ср}=\frac{\sum_{i=1}^{n} ТС_i \cdot Ч_i}{\sum_{i=1}^{n} Ч_i}, \quad (15)$$

где $ТС_i$ – часовая тарифная ставка i-го разряда, руб/ч;

$Ч_i$ – численность рабочих соответствующих разрядов;

$$ТС_{ср}=\frac{96,15\cdot1+77,95\cdot1+98,4\cdot1}{1+1+1}=90,83 \ \frac{руб}{ч}$$

Тарифная заработная плата рабочих:

$$ЗП_{тар}=ТС_{ср}\cdot Т_р\cdot Ч_{общ}, \quad (16)$$

где $Ч_{общ}$ – численность рабочих бригады, $Ч_{общ}$=3

$$ЗП_{тар}=90,83\cdot127\cdot3=34606,23 \text{ руб.}$$

Доплату за работу в ночное время:

$$Д_{нв}=\frac{\%Д_{нв}\cdot К_{нв}\cdot Ч_{общ}\cdot ТС_{ср}}{100}, \quad (17)$$

где $\%Д_{нв}$ - процент доплаты за работу в ночное время, $\%Д_{нв}$=40%;

$К_{нв}$ - количество ночных часов, ночным считается время с 22 до 6 часов утра, принимаем 1/3 от трудоёмкости (127/3=42 часов)

$$Д_{нв}=\frac{40\cdot42\cdot3\cdot90,83}{100}=4577,83 \text{ руб.}$$

Определяем премию:

$$П=ЗП_{тар}\cdot\%П/100, \quad (18)$$

где %П – процент премии, %П=70%

$$П=34606,23\cdot70/100=24224,36 \text{ руб.}$$

Определяем районный коэффициент:

$$РК=\frac{(ЗП_{тар}+П)\cdot\%РК}{100}, \quad (19)$$

где %РК – районный коэффициент, %РК=70%

$$РК=(34606,23+24224,36)\cdot70/100=41181,41 \text{ руб.}$$

Определяем северную надбавку:

$$СН=\frac{(З П_{тар}+П)\cdot \%С}{100}, \quad (20)$$

где %С – северная надбавка, %С=50%

СН=(34606,23+24224,36)·50/100=29415,3 руб.

Основной фонд заработной платы:

$$ЗП_{осн}= ЗП_{тар}+П+Д_{нв}+РК+СН, \quad (21)$$

$ЗП_{осн}$=34606,23+24224,36+4577,83+41181,41+29415,3=134005,13 руб.

Результаты расчётов сводим в таблицу 4.

Таблица 4 − Результаты расчётов заработной платы работников

Наименование показателей	Единица измерения	Значение показателей
Численность рабочих	чел.	3
Средняя часовая тарифная ставка	руб.	90,83
Заработная плата по тарифу	руб.	34606,23
Доплата за работу в ночное время	руб.	4577,83
Премия	руб.	24224,36
Районный коэффициент	руб.	41181,41
Северная надбавка	руб.	29415,3
Основной фонд заработной платы	руб.	134005,13

Расчёт дополнительной заработной платы

Дополнительная заработная плата – это оплата за неотработанное время (очередные и дополнительные отпуска).

Процент дополнительной заработной платы определяется по формуле:

$$\%ЗП_{доп} = \frac{100 \cdot (Д_{оо} + Д_{до})}{Д_к - (Д_в + Д_{пр} + Д_{оо} + Д_{до})} + 1, \quad (22)$$

где $Д_{оо}$ – число дней основного отпуска;

$Д_{до}$ – число дней дополнительного отпуска;

$Д_{пр}$ – число праздничных дней в году, $Д_п$ =12;

$Д_в$ – число выходных дней в году, $Д_в$ =104;

$Д_к$ – число календарных дней в году, $Д_к$ =365

$Д_{оо}$ + $Д_{до}$=44

$$\%ЗП_{доп} = \frac{100 \cdot 44}{365 - (104+12+44)} + 1 = 22{,}6\ \%$$

Дополнительный фонд заработной платы рабочих:

$$ЗП_{доп} = \frac{ЗП_{осн} \cdot \%ЗП_{доп}}{100}, \quad (23)$$

$$ЗП_{доп} = \frac{134005{,}13 \cdot 22{,}6}{100} = 30285{,}16 \text{ руб.}$$

Общий фонд заработной платы:

$$ФЗП = ЗП_{осн} + ЗП_{доп}, \quad (24)$$

$$ФЗП = 134005{,}13 + 30285{,}16 = 164290{,}29 \text{ руб.}$$

Страховые взносы во внебюджетные фонды.

Страховые взносы включают в себя отчисления на пенсионное, медицинское страхование, страхование на случай нетрудоспособности и от несчастных случаев на производстве. Величины взносов составляют: 1)

пенсионный страховой взнос – 22%; 2) социальное страхование на случай нетрудоспособности и материнства – 2,9%; 3) медицинское страхование – 5,1%; 4) страховые взносы от несчастных случаев на производстве – 0,5 %.

Итого %Ос=22+2,9+5,1+0,5=30,5%

Размер страховых взносов:

$$Ос=ФЗП\cdot\%Ос/100, \quad (25)$$

$$Ос=164290,29\cdot30,5/100=50108,54 \text{ руб.}$$

Расчёт стоимости материалов

Количество и стоимость используемых материалов приведено в таблице 5.

Таблица 5 – Затраты на материалы

Наименование материалов	Количество	Цена за единицу, руб.	Стоимость, руб.
Цемент, т	3,7	4800	17760
Жидкость глушения, $м^3$	18	420	7560
ПАВ, кг	120	68,5	8220
Итого			33540

Стоимость материалов определяем по формуле:

$$С_м = К\cdot Ц, \quad (26)$$

где К – количества материалов, руб.;

Ц – цена за единицу.

Цемент:

$$С_{м1}=3,7\cdot4800=17760 \text{ руб.}$$

Жидкость глушения:

$$С_{м2}=18\cdot420=7560 \text{ руб.}$$

ПАВ:

$$С_{м3}=120\cdot68,5=8220 \text{ руб.}$$

Общая стоимость материалов:

$$С_{м}=17760+7560+8220=33540 \text{ руб.}$$

Расчёт транспортных расходов

Затраты на технологический транспорт приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Затраты на транспорт

Марка техники	Кол.	Часы работы	Стоимость 1 часа, руб.	Стоимость всего, руб.
Колтюбинговая установка	1	127	1820,9	231254,3
Агрегат цементировочный ЦА-320	1	127	1173,5	149034,5
Автоцистерна АЦ-10	1	100	986,0	98600
Итого				478888,8

Затраты по каждому виду техники:

$$Р_{тр}=Т\cdot С_{1ч}\cdot n, \quad (27)$$

где Т – часы работы;

$С_{1ч}$ – стоимость 1 часа;

n – количество единиц техники.

Колтюбинговая установка:

$$Р_{тр1}=127\cdot1820,9\cdot1=231254,3 \text{ руб.}$$

Агрегат цементировочный:

$$Р_{тр2}=127\cdot1173,5\cdot1=149034,5 \text{ руб.}$$

Автоцистерна:

$$Р_{тр3}=100\cdot986\cdot1=98600 \text{ руб.}$$

Сумма всех транспортных расходов:

$$Р_{тр}=231254,3+149034,5+98600=478888,8 \text{ руб.}$$

Расчёт амортизационных отчислений

Амортизация – это процесс переноса стоимости основных фондов на готовый продукт по мере износа. Данные для расчёта амортизации оборудования бригады и результаты расчёта приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Амортизационные отчисления

Наименование оборудования	Стоимость оборудования, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
1	2	3	4
Вагон мастера	112300	12,5	14037,5
Вагон бригады	105500	12,5	13187,5
Вагон сушилка	185400	10	18540,00
Вагон для инструмента	79700	10	9962,50
Итого			55727,50

Годовая амортизация по каждому виду оборудования:

$$A=\frac{C_п \cdot НА}{100}, \quad (28)$$

где $C_п$ – первоначальная стоимость оборудования;

НА – годовая норма амортизации;

Вагон мастера:

$$A_1=\frac{112300 \cdot 12,5}{100}=14037,5 \text{ руб.}$$

Вагон бригады:

$$A_2=\frac{105500 \cdot 12,5}{100}=13187,5 \text{ руб.}$$

Вагон сушилка:

$$A_3=\frac{185400 \cdot 10}{100}=18540 \text{ руб.}$$

Вагон для инструмента:

$$A_4=\frac{79700 \cdot 12,5}{100}=9962,5 \text{ руб.}$$

Определяем сумму всех амортизационных отчислений:

$$A=14037,5+13187,5+18540+9962,5=55727,5 \text{ руб.}$$

Величина амортизационных отчислений за оборудование бригады за время ремонта:

$$Ач=А\cdot Т_р/Ф_г, \quad (29)$$

где $Ф_г$ – годовой фонд работы оборудования, $Ф_г$ =2880 час.

$$Ач=55727,5\cdot 127/2880=2457,43 \text{ руб.}$$

Услуги других цехов

Услуги других цехов определяем по формуле:

$$Усл=Усл_{1ч}\cdot Т_н, \quad (30)$$

где $Усл_{1ч}$ – стоимость услуг, приходящаяся на 1 час нормативного времени;

$Т_н$ – нормативное время

Перечень услуг других цехов приведен в таблице 8.

Таблица 8 − Услуги других цехов

Наименование показателей	Затраты на 1 час нормативного времени	Нормативное время оказания услуг, час	Общие затраты, руб.
Услуги ЦДНГ (технологическое сопровождение ремонта)	421	127	53467
Услуги ЦБПО БНО (прокат оборудования)	1047	127	132969
Итого			186436

Услуги ЦДНГ:

$$Усл_2=421\cdot 127=53467 \text{ руб.}$$

Услуги ЦБПО БНО:

$$Усл_з=1047\cdot127=132969 \text{ руб.}$$

Сумма услуг других цехов:

$$Усл=53467+132969=186436 \text{ руб.}$$

Прямые затраты определяем путём суммирования всех затрат:

$$Р_{пр}=ЗП_{осн}+ЗП_{доп}+Ос+С_м+Р_{тр}+Ач+Усл, \quad (31)$$

$$Р_{пр}=134005,13+30285,16+50108,54+33540+478888,8+2457,43+186436=$$
$$=915721,06 \text{ руб.}$$

Результаты расчётов заносим в таблицу 9.

Таблица 9 – Прямые затраты

Наименование затрат	Значение затрат, руб.
1	2
Основная заработная плата	134005,13
Дополнительная заработная плата	30285,16
Страховые взносы	50108,54
Стоимость материалов	33540
Транспортные расходы	478888,8
Амортизационные отчисления	2457,43
Услуги других цехов	186436
Прямые затраты	915721,06

Расчет цеховых расходов

Цеховые расходы включают в себя затраты на проведение технологических операций и затраты на управление цехом. Они определяются в размере 10% от прямых затрат:

$$Р_ц=Р_{пр}\cdot\%Р_ц/100, \quad (32)$$

где $\%Р_ц$ – процент цеховых расходов, $\%Р_ц$=10%.

$$Р_ц=915721,06\cdot10/100=91572,11 \text{ руб.}$$

Расчет общепроизводственных расходов.

Общепроизводственные расходы включают в себя заработную плату руководителей, специалистов, служащих с отчислениями на социальное страхование, амортизацию производственных помещений, затраты на охрану труда и технику безопасности, канцелярские расходы и т. д. они определяются в размере 15% от прямых расходов:

$$ОПР=Р_{пр}\cdot\%ОПР/100, \quad (33)$$

где %ОПР – процент общепроизводственных расходов, %ОПР=15%.

$$ОПР=915721,06\cdot15/100=137358,16 \text{ руб.}$$

Смета затрат на проведение работ по ликвидации скважины представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Смета затрат на проведение работ по ликвидации скважины

Наименование затрат	Значение затрат, руб.
1	2
Основная заработная плата	134005,13
Дополнительная заработная плата	30285,16
Страховые взносы	50108,54
Стоимость материалов	33540

Продолжение таблицы 10.

1	2
Транспортные расходы	478888,8
Амортизационные отчисления	2457,43

Услуги других цехов	186436
Цеховые расходы	915121,06
Общепроизводственные расходы	137358,16
Итого (затраты на ликвидацию скважины)	1144651,33

Стоимость работы бригады за 1 час:

$$C_{1час}=З/T_р, \quad (34)$$

$$C_{1час}=1144651,33/127=9013 \text{ руб./час}$$

Технико-экономические показатели сведем в таблицу 11.

Таблица 11 – Технико-экономические показатели

Наименование показателя	Единицы измерения	Значение показателей
Трудоемкость проведения работ	час	127
Количество работников	чел.	3
Основная заработная плата	руб.	134005,13
Страховые взносы	руб.	50108,54
Стоимость материалов	руб.	33540
Затраты на ликвидацию скважины	руб.	1144651,33
Стоимость работы бригады за 1 час	руб./час	9013

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Ремонт скважин с помощью комплекса «Непрерывная труба» является прогрессивной технологией, успешно применяемой на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз». Применение колонны гибких труб позволяется сократить затраты времени на ремонт, повысить его качество, снизить риск возникновения аварийных ситуаций, увеличить экологическую безопасность работ.

Одной из операций капитального ремонта скважин является их ликвидация. Ликвидация нефтяных скважин предусматривает окончательное списание скважины с ее закрытием по причине невозможности дальнейшей эксплуатации. Главные требования, которые выдвигаются к технологии ликвидации скважин − это надежная изоляция пластов, содержащих нефтяные и газовые продукты, водоносных слоев.

Герметизация обсадных и эксплуатационных колонн скважин достигается путём установки цементных мостов. Мосты перекрывают все части перфорации, места нефтеводогазопроявлений, интервалы негерметичности и пр. Комплекс «Непрерывная труба» позволяет эффективно проводить технологические операции по установке цементных мостов.

В выпускной работе рассмотрены основные положения технологии ликвидации скважин с применение колонны гибких труб:

− причины и порядок ликвидации скважин;

− состав, устройство и характеристики оборудования комплекса «Непрерывная труба»;

− технология установки цементного моста в эксплуатационной колонне скважины.

Проведён расчёт параметров установки цементного моста при ликвидации скважины. В результате расчёта определены необходимое количество цементного раствора, цемента и воды для его затворения, объёмы продавочной и промывочной жидкостей, скорость подъёма гибкой трубы.

В экономической части работы рассчитаны затраты на проведение работ по ликвидации скважины, которые составили 1 млн. 144 тыс. 651 руб. 33 коп.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Басарыгин Ю. М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации, т. 1. – М.: Недра, 2018. – 509 с.

2. Воронкова, Л.Б. Охрана труда в нефтехимической промышленности / Л.Б. Воронкова. - М.: Academia, 2018. - 48 с.

3. Гинзбург, М.Ю. Организация, нормирование и оплата труда на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. Учебное пособие / М.Ю. Гинзбург. - М.: КноРус, 2019. - 713 с

4. Краснова, Л. Н. Организация, нормирование и оплата труда на предприятиях нефтяной и газовой промышленности / Л.Н. Краснова, М.Ю. Гинзбург. - М.: КноРус, 2019. - 352 с.

2019. – 224 с.

5. Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов. РД 08-492-02. М., ЗАО НТЦ ПБ, с изменениями от 01.02.2020 г.

6. Молчанов А.Г., Вайншток С.М., Некрасов В.И., Чернобровкин В.И. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб. – М.: АГН,

7. Трахтман Г.И. Применение колонн гибких труб при ремонте и бурении скважин. – М.: ГАНГ им. И.М. Губкина. 2019. – 288 с.

8. Титова, Г.Н. Охрана труда. Практические интерактивные занятия: Учебное пособие / Г.Н. Титова, Н.С. Громов и др. - СПб.: Лань, 2019. - 280 с.

9. Шлеин, Г. А. Использование колтюбинга для капитального ремонта скважин / Г. А. Шлеин, А. А. Глущенко. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2020. — № 49 (235). — С. 58-60.

10. Юрчук А.М., Истомин А.З. Расчеты в добыче нефти. – М.: Эксмо, 2019 – 385с.