**СОДЕРЖАНИЕ**

Введение…………………………………………………………………….2

1. Геологическая часть…………………………………………………………....4
2. Общие сведения о районе работ……………………………………………..6
3. Инженерно-геологические характеристика разреза месторождения…….8

3.1 Тектоника…………………………………………………………………8

3.2 Стратиграфия…………………………………………………………….9

3.3 Нефтегазоносность……………………………………………………...12

3.4 Возможные осложнения при бурении………………………………….16

1. Выбор скважины для бурения боковых стволов……………………………20
2. Выбор и расчет профиля бокового ствола скважины……………..22
3. Проектирование конструкции бокового ствола…………………………….26

6.1 Выбор конструкций забоя бокового ствола…………………………….27

1. Выбор метода «зарезания» второго ствола………………………………….29

7.1 Оборудование для «зарезания» второго ствола………………………..31

7.2 Расчет длины вырезаемого окна и

удаляемого участка эксплуатационной колонны…………………………32

7.3 Расчет установки цементного моста…………………………………..33

1. Проектирование параметров бурения второго ствола…………………...35

8.1 Выбор инструмента для бурения второго ствола……………………35

8.2 Проектирование осевой нагрузки на долото…………………………40

8.3 Проектирование частоты вращения долота…………………………..41

8.4 Проектирование расхода бурового раствора…………………………42

1. Заканчивание бокового ствола……………………………………………..45

9.1 Расчет колонны-хвостовика…………………………………………….48

9.2 Подготовительные работы

Спуск колонны-хвостовика………………………………………………...48

* 1. Цементирование колонны-хвостовика………………………………...50

10. Освоение скважин с боковыми стволами…………………………………52

11. Требования безопасности персонала

и окружающей среды при строительстве бокового ствола…………………55

Заключение………………………………………………………………59

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

2

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Разраб.

.

Провер.

Реценз.

Н. Контр.

Утверд.

**ВВЕДЕНИЕ**

Лит.

Листов

**ВВЕДЕНИЕ**

Территориальное производственное предприятие “Урайнефтегаз” является подразделением ООО “ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь” и осуществляет добычу нефти на месторождениях Шаимского нефтяного района.

На территории деятельности ОАО “ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь”23 разрабатываемых и 10 разведочных месторождений с суммарными балансовыми запасами нефти 6837.6 млн. тонн категорий А, B, С1.

Рост добычи нефти в последние годы и стабилизация этого роста на длительный период является сложной задачей из-за истощения активных высокопродуктивных запасов, резкого ухудшения их общей структуры с увеличением доли трудноизвлекаемых до 66%, некомпенсации отбора приростом разведанных и даже трудоизвлекаемых запасов. Для устойчивого развития ОАО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь" основными путями решения этой проблемы являются поиск новых более эффективных объектов разведки и ускоренного внедрения новых технологий по доизвлечению остаточных запасов нефти и по вводу в разработку трудоизвлекаемых запасов. При этом решающую роль будет играть увеличение объемов применения высокоэффективных технологий воздействия на пласты. Большинство обычных вертикальных скважин на месторождениях Западно-Сибирского региона на территории Российской Федерации находятся в эксплуатации десятилетиями. От начала «жизни» скважины и до ее ликвидации проходит очень много времени, как правило, от 10 до 50 лет.

За весь период времени эксплуатации скважины существует несколько видов извлечения нефти на поверхность:

* фонтанный способ;
* эксплуатация с помощью электро-центробежного насоса;
* эксплуатация с помощью штангово-глубинного насоса.

Зачастую простые операции капитального ремонта, такие как дополнительная перфорация, кислотная обработка или гидроразрыв пласта, значительно увеличивают добычу.

Одним из наиболее прогрессивных методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов является зарезка боковых стволов из высокообводненных и низкодебитных скважин и бурение многоствольных скважин на низкопродуктивных пластах. В настоящее время, в ОАО “ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь” создается необходимая материально-техническая база для резкого увеличения объемов зарезки боковых стволов с

доведением их количества в 2010 г. до 350-400 и массового бурения многоствольных скважин, что позволит перевести отдельные участки и целые залежи на новый более эффективный уровень разработки.

Это возможно не только за счет реанимирования старых скважин и даже целых залежей, но и за счет формирования наиболее рациональных систем разработки.

В настоящее время многие старые скважины состоящие на балансе НГДУ получают вторую жизнь благодаря зарезке боковых стволов, а так же бурятся новые многоствольные скважины с зарезкой стволов в несколько продуктивных пластов. Это стало возможным благодаря новым технологиям в зарезке и бурении наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов скважин. Основным критерием при подборе скважин для бурения боковых стволов являлось наличие высокой обводненности, наличие полетного оборудования, а так же наличие нефтяных или водонефтяных оторочек вблизи этих скважин.

Зарезка и бурение наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов скважин служит для интенсификации системы разработки месторождений, увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивных пластов и фондоотдачи капиталовложений.

Производство работ по бурению выполняется по индивидуальному плану работ на зарезку и бурение бокового ствола с горизонтальным участком из обводненной или бездействующей эксплуатационной скважины, в основу которого должны быть заложены технико-технологические решения.

Бурение боковых стволов осуществляется в соответствии технологическими решениями проектных документов на разработку месторождения и с учетом текущего состояния структуры остаточных запасов нефти.

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

3

**1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ РАБОТ**

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

4

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Разраб

.

Провер.

Реценз.

Н. Контр.

Утверд.

**ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ РАБОТ**

Лит.

Листов

Месторождение расположено на северо-восточном окончании Шаимского мегавала в западной части Западно-Сибирской низменности и приурочено к междуречью рек Мулымья и Лова.

В административном отношении оно расположено в Советском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Ближайшими населёнными пунктами являются железнодорожные станции Верхне-Кондинская, Зеленоборск, Воньеган, Пантынг, Нягань, расположенные вдоль железной дороги Ивдель-Приобье.

По месторождению проходит автомобильная дорога с бетонным покрытием, которая соединяет его с п.Советским. Эта магистраль пересекает всё Ловинское месторождение до ДНС-1 с заходом на ЦПС. Остальная дорожная сеть на месторождении грунтовая.

Климат района резко-континентальный, с суровой и продолжительной зимой, короткой и бурной весной, непродолжительным летом и короткой осенью.

Годовая амплитуда абсолютных температур достигает 87 оС. Абсолютный максимум - температура +36 оС, абсолютный минимум -51 оС. Среднегодовая толщина снегового покрова составляет 70 см, в лесу оно достигает 100-120 см. Число дней со снежным покровом около 180. В зимний период почва промерзает от 0,8 до 2м.

Рельеф местности представляет собой всхолмленную равнину с большим количеством болот и небольших рек, притоков реки Мулымьи. Абсолютные отметки рельефа колеблются от 50 до 200 м. Формирование рельефа территории связано с областью аккумуляции озёрно-речных образований. Поверхностные отложения представлены суглинками, торфяно-болотными и подзолистыми почвами. Гидрографическая сеть представлена несудоходной рекой Мулымья с притоками Амынья, Картопья, Тультья. Речки характеризуются узкими и извилистыми руслами, медленным течением, заболоченными поймами. С ноября до середины мая они находятся подо льдом. В пониженных участках местности располагаются озёра и болота.

Месторождение расположено в лесной зоне. Растительность представлена хвойным лесом, растущим на повышенных участках. Берега речек покрыты смешанным лесом с очень плотным подлеском. На берегах озёр и болот развит мох, осока, багульник, низкорослые сосны и берёзы.

Животный мир района разнообразен. Встречаются бурые медведи, лисицы, олени, лоси, волки, соболь, горностай, белка, выдра и другие

животные. В летнее время имеется много водоплавающей птицы, в водоёмах

много рыбы, в то же время много гнуса.

Коренное население района - ханты, манси, русские. Традиционное занятие - охота, рыбная ловля и животноводство. Основными отраслями хозяйства в настоящее время являются нефтедобывающая промышленность, геологоразведочные работы на нефть и газ, строительство объектов нефтяной промышленности, лесозаготовки, рыболовство. Развитие нефтегазодобывающей отрасли потребовало привлечение специалистов и рабочих, в настоящее время здесь живут и трудятся украинцы, татары, башкиры и др.

В сейсмическом отношении район является спокойным.

Таблица 1 - Сведения о районе работ

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование | Значение (текст, название, величина) |
| Площадь (месторождение) | Ловинское |
| Год ввода площади в разработку | 1984 |
| Административное расположение | Россия |
| Республика |  |
| область (край, округ) | Тюменская (ХМАО) |
| Район | Советский |
| Температура воздуха, °С |  |
| Среднегодовая | 5 – 7 |
| наибольшая летняя | +35 |
| наименьшая зимняя | -48 |
| Максимальная глубина промерзания грунта, м | 2 |
| Продолжительность отопительного периода, сут | 255 |
| Преобладающее направление ветров | зимой СВ-В, летом Ю-ЮЗ |
| Наибольшая скорость ветра, м/с | 15 |
| Многолетнемерзлые породы, м | прерывисты |
|  | |

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

5

**2. Геолого-техническая характеристика бездействующей скважины**

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

6

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Разраб

.

Провер.

Реценз.

Н. Контр.

Утверд.

**ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА**

Лит.

Листов

Кондуктор: 245 мм. Н спуска- 545,11 м. Нц.-устье.

Эксплуатационная колонна: 146 мм**.** Нспуска – 2487,35 м.

Толщина стенок эк. колонны: 0-2487,35 м – 7,0 мм;

Диаметр ствола скважины (долота): под эксплуатационную колонну 215,9 мм

Продуктивный пласт 2130-2239 м.

Интервал вырезанного «окна» 1434 - 1443 м.

Первоначальное давление опрессовки эксплуатационной колонны -125 атм.

Допустимое давление опрессовки эксплуатационной колонны - 125 атм.

Способ бурения турбинный

Отклонение забоя скважины от вертикали 981,49 м

Альтитуда стола ротора – 93,61 м

Расстояние от стола ротора до муфты колонны 7,1 м.

Эксплуатационный горизонт: пласт Тр1-2. Проектный горизонт: пласт Тр1-2.

Фонтанная арматура: АФКЭ – 65/21.

**История эксплуатации скважины:**

Дата ввода в эксплуатацию: 30.11.2007 г. Способ эксплуатации: ЭЦН. Начальный дебит - 63 т/сут.

Состояние скважины по фонду: в ожидании зарезки бокового ствола.

Пластовое давление: пл. Тр1-2 - 215 атм. от 05.09.2007 г.

Причина забурки бокового ствола – снижение дебита в связи с ростом обводненности.

Зарезку и бурение второго ствола намечено произвести с глубины 1434 м до 1443 м.

Таблица 2 - Геолого – технические данные по скважине № 8224 Ловинского месторождения

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

7

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № п/п | Данные по скважине № 8224  На Ловинском месторождении. | Показатели, ед. изм*.* |
|  | * радиус скважины по долоту, м | *rс = 0,10795* |
|  | * диаметр эксплуатационной колонны, м | *dэ = 0,146* |
|  | * отметка искусственного забоя по стволу скважины, м | *hиз= 2248* |
|  | * средний угол наклона (от вертикали) по стволу скважины, град. | *α = 2,004* |
|  | * отметка спуска насосно-компрессорных труб (НКТ) или насоса, м | *hтр = 2234* |
|  | * диаметр НКТ, м | *dтр = 0,089* |
|  | * средняя проницаемость пласта, м2 | *k = 0,0012* |
|  | * пористость пласта | *m = 0,19* |
|  | * модуль упругости пласта, Па | *Е = 2,1\*1011* |
|  | * коэффициент Пуасона | *v = 0,025* |
|  | * коэффициент продуктивности скважины, м3/сут/атм | 0,16 |
|  | * интервал перфорации, м | *hперф=2200-2214* |
|  | * тип перфоратора; | ПКО-89 |
|  | * радиус перфорационного канала, м | *rо = 0,01* |
|  | * длина перфорационного канала от центра скважины, м | *lо = 0,02* |
|  | * плотность перфорации,отв/м | *n = 32* |
|  | * газосодержание продукции, м3/м3 | 40 |
|  | * обводненность продукции (доля воды в нефтегазовой смеси), % | 45 |
|  | * плотность пластовой воды, кг/м3 | 1055 |
|  | * альтитуда скважины, м | 93,61 |
|  | * пластовое давление и дата его замера, МПа | Рпл=14,5; 05.09.07 |
|  | * коэффициент безопасности | 0,05 |
|  | температура на поверхности при производстве работ, С0 | 12 |
|  | * температура на забое, С0 | 70 |
|  | * среднегодовая температура на устье, С0 | +1 |
|  | * ускорение свободного падения, м/с2 | 9,81 |

**3. ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ПЛОЩАДИ,УЧАСТКА)**

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

8

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Разраб

.

Провер.

Реценз.

Н. Контр.

Утверд.

**ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА**

Лит.

Листов

**3.1 тектоника**

Ловинское месторождение располагается в Шеркалинской зоне прогибов, занимая Западно-Ловинскую, Средне-Ловинскую и Ловинскую структуры, которые объединяются в положительную структуру - Ловинско-Яхлинский вал.

Шеркалинская зона прогибов является продолжением Верхне-Кондинской депрессии; в целом, она представляет совокупность отрицательных структур, имеющих северо-восточное направление. Со всех сторон она ограничена положительными структурами: на западе депрессия граничит с Берёзовской моноклиналью, на юге - с Шаимской группой поднятий, на востоке - с Красноленинским сводом.

Шеркалинская зона прогибов имеет длину 600-630 км, ширину 100-120 км. Глубина залегания подошвы осадочного чехла в днище депрессии по данным сейсморазведки превышает 3,5 км.

Шеркалинская депрессия является областью преимущественно нижнемелового прогибания. Значительное опускание её фиксируется в верхнем мелу и палеогене.

В южной части Шеркалинской зоны прогибов, в районе сочленения её с Шаимской группой поднятий и Верхне-Кондинской зоной прогибов, располагается исследуемая площадь.

Ловинская структура представляет собой сложно построенный многокупольный объект северо-восточного простирания, разбитый тектоническими нарушениями на серию ступеней, по которым и происходит погружение.

Западно-Ловинская структура по кровле тюменской свиты оконтуривается изогипсой -2050 м. С северо-запада эта структура ограничена зоной тектонических нарушений северо-восточного простирания. Региональная зона северо-западной ориентировки проходит в районе северной периклинали Западно-Ловинской структуры. Этой зоной с севера-востока ограничен самостоятельно приподнятый блок.

Средне-Ловинская структура, расположена на восток от Западно-Ловинской, оконтуривается по кровле тюменской свиты изогипсой -2080 м, отделена от неё чётко выраженным прогибом. Формирование Средне-Ловинской структуры тесным образом связано с крупной зоной тектонических нарушений северо-восточного простирания, вдоль которой возникли, как приразломные, два её купола. В северной и северно-восточной

части этой структуры, в связи с пересечением двух крупных зон, ориентированных перпендикулярно друг к другу, находится участок значительной тектонической раздробленности, к которому приурочены тектонические нарушения с вертикальной амплитудой смещения более 20 метров и по которому проведена условная граница между двумя залежами Ловинского месторождения.

Ловинская, самая восточная структура, оконтуривается изогипсой -2080 м. В целом, этот район отличается довольно пологими формами, за исключением нескольких участков. На севере структуры в результате анализа временных сейсморазрезов и данных бурения выделен приподнятый блок в районе скважины 55 и как продолжение этого блока небольшая по площади приподнятая малоамплитудная зона в районе скважин 9019, 9020, 9021, 9543. В южной части Ловинской структуры также выделяется приподнятый блок в районе скважин 5305, 9341, а рядом в районе скважин 9325, 9308, в пласте Ю5-6 выявлена небольшая погруженная зона.

В целом Ловинское месторождение характеризуется ступенчатым погружением поверхности доюрского основания с юго-запада на северо-восток.

3.2 Стратиграфия

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

9

По данным глубокого бурения в геологическом строении исследуемой площади принимает участие мезозойско-кайнозойская толща осадочного чехла и породы доюрского основания, имеющие гетерогенный состав.

Доюрское основание имеет сложное строение и подразделяется на два структурных этажа: нижний - собственно складчатый фундамент и верхний -сложенный эффузивно-осадочными образованиями туринской серии, сформировавшейся в условиях параплатформенного режима.

Разновозрастные докембрийские и палеозойские образования прорваны многочисленными интрузиями основного, среднего и кислого состава.

Разрез осадочного чехла сложен континентальными и морскими осадками. В нём присутствуют отложения от юрских до четвертичных. В составе юрских отложений выделяются: тюменская, абалакская и нижняя часть тутлеймской свиты.

Отложения тюменской свиты залегают на размытом доюрском рельефе и являются основными нефтесодержащими породами в пределах изучаемой площади. Толщина отложений на площади изменяется от 23,6 м (скв.№ 31) до202 м (скв.№ 9036) (таблица 2.1.1). Отложения свиты сформировались в сложной палеогеографической обстановке, представлены аргиллитами, песчаниками, алевролитами.

Среди них встречаются маломощные прослои углей, гравелитов, карбонатов и в большом количестве углистой и битуминозной органики. Это

породы аллювиального, делювиально-пролювиального, озёрно-болотного и прибрежно-морского генезиса. Возраст тюменской свиты на месторождении определён как байосс-батский.

На отложениях тюменской свиты залегают морские образования абалакской свиты, которая состоит из двух подсвит: нижней и верхней. Свита сложена глинами аргиллитоподобными, чёрными аргиллитами с обугленными растительными остатками, остатками белемнитов, аммонитов, включениями пирита, глауконита. Аргиллиты очень слабые, в воде растрескиваются до мелких игольчатых обломков. Возраст свиты определяется верхне-юрским, келловей-кимериджским, мощность свиты выдержана 10-20 м.

Тутлейская свита перекрывает отложения абалакской свиты, представлена аргиллитами тёмно-серыми до чёрных, битуминозными остатками растительности, рыбьего детрита. Мощность свиты изменяется от 31-70 м.

Отложения юрской системы перекрываются осадками мелового возраста.

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

10

В основании разреза меловой системы залегает фроловская свита. В её составе главную роль играют глины аргиллитоподобные, серые до тёмно-серых, тонкоотмученные, внизу с прослоями слабобитуминозных разностей, в средней части и вверху с прослоями алевролитовых разностей и глинистых известняков. Мощность свиты выдержана 509-554 м.

Выше по разрезу залегает кошайская свита. Сложена она глинами тёмно-серыми, слюдистыми, с единичными малоценными прослоями алевролитов, характерен углистый детрит. Толщина свиты 36-72 м.

Осадки этой свиты без видимых следов перерыва перекрываются породами викуловской свиты, которая подразделяется на две подсвиты. Представлена мощной толщей переслаивающихся песчано-алевритовых и глинистых пород с прослоями известняков. В породе много углистого детрита и обугленных растительных остатков. Толщина свиты 215-255 м.

Альбский ярус на месторождении представлен ханты-мансийской свитой, разделяющийся на две подсвиты. Нижняя сложена тёмно-серыми аргиллитами с тонкими прослоями алевролитов, известняков и сидеритов. В породах встречена фауна аммонитов и двустворок. Верхняя подсвита делится по литологическому составу на две пачки: первая пачка-песчанистая с тонкими прослоями глин; вторая пачка- существенно глинистая. Толщина свиты 214-232 м.

Уватская свита (сеноманский ярус) залегает на породах ханты-мансийской свиты и начинает разрез верхне-мелового отдела. Представлена песками, песчаниками, серыми и зеленовато-серыми алевролитами с прослоями буроватых глин. Характерно наличие обугленных и ожелезненных растительных остатков, углистого детрита. Толщина свиты 213-239 м.

Кузнецовская свита (турский ярус) сложена тёмно-серыми и зеленовато-серыми глинами с прослоями алевролитов и глауконитовых песчаников. В породах отмечаются многочисленные остатки фауны пелеципод, рыб, аммонитов, растительный детрит. Толщина свиты 39-50 м.

Берёзовская свита (коньякский, сантонский, кампанский ярусы) сложена тёмно-серыми и голубовато-серыми опоками и опоковидными глинами, встречаются прослои песчаников. Толщина свиты 207-238 м.

Ганькинская свита (верхний кампан, маастрихтский, датский ярусы) представлены характерной толщей зеленовато-серых глин, иногда опоковидных с прослоями алевролитов и мергелей. Содержит остатки аммонитов, белемнитов, пелеципод, гастропод, брахиопод. Толщина свиты 38-46м.

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

11

Палеогеновая система на месторождении представлена всеми отделами и согласно перекрывает верхнемеловые отложения.

Талицкая свита (палеоценовый отдел) сложена тёмно-серыми слюдистыми плотными глинами, с линзовидными включениями кварцевого песка, часто с включениями пирита. Мощность свиты 86-124 м.

Люлинворская свита (эоценовый отдел) представлена опоками серыми, крепкими, слабоалевритистыми, глинистыми, диатомами светло-серыми с зелёноватыми оттенками, плотными, очень лёгкими. Толщина свиты 199-228 м.

Чеганская свита (верхний эоцен, нижний олигоцен) представлена пластичными глинами голубовато-зелёными, с оливковым оттенком, в верхней части отмечаются линзочки алевролитового материала. Толщина свиты 87-119 м.

Неогеновые отложения отсутствуют и на эродированной поверхности отложений олигоцена залегают четвертичные отложения, сложенные озёрно-аллювиальными глинами, желтовато-серыми песками, супесями и суглинками. Встречаются мощные прослои торфа, линзы валунных галечников. Четвертичные образования имеют повсеместное распространение, изменяются от 5 до 120м.

Продуктивные пласты Ловинского месторождения принадлежат тюменской свите, в интервале от кровли до подошвы выделены пласты от Ю2 до Ю6, которые разбиты на более крупные таксонометрические единицы- пачки и представлены двумя объектами Ю2-4 и Ю5-6. Продуктивный горизонт Т весьма изменчив по литологическому составу. Отложения нижнего объекта Ю5-6 формировались в байосское время. Для этой пачки характерно большое количество углефицированных и сидеритизированных прослоев. Содержание песчаного материала в верхней части незначительное, характерно тонкое переслаивание песчаников и аргиллитов (Ю5). К нижней части приурочен пласт Ю6. Толщина песчано-алевролитовых отложений достигает 8-10 м. По положению углей в разрезе проведена граница этого объекта. Верхний объект Ю2-4 формировался в батское время. В это время наблюдается

оживление тектонической деятельности, первостепенную роль приобретают местные источники сноса и прибрежно-морские условия осадконакопления. Характер распределения обломочного материала меняется. Обширные

пространства погруженных частей заполняются глинистым материалом с незначительным количеством песчаников и алевролитов. Относительно более грубозернистый материал накапливается на склонах локальных понятий. Мощность пласта Ю2-4 достигает 70 м и более.

**3.3 НефтегазоНОСНОСТЬ**

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

12

Ловинский ЛУ расположен в северной части Шаимского нефтегазоносного района Приуральской нефтегазоносной области.

Ловинский ЛУ включает в себя собственно Ловинское нефтяное месторождение, северную часть Восточного блока Лазаревского месторождения и северную часть – Малокартопьинского. На северо-востоке Центральная залежь Ловинского месторождения соединяется с северной частью Пайтыхского.

К западу от Ловинского месторождение расположено Сыморьяхское, на северо-востоке – Новомостовское и Западно-Новомостовское, на востоке – Потанайское, на юго-западе к южной части Западной залежи Ловинского месторождения примыкает северная часть Восточного блока Лазаревского месторождения.

Все промышленные запасы нефти и растворенного газа Ловинского ЛУ рассматриваются в объеме коллекторов тюменской свиты. В пределах Ловинского месторождения промышленная нефтеносность установлена в пластах Ю2-4 и Ю5-6 тюменской свиты и в таком объеме данные запасы в настоящее время числятся на балансе ТПП «Урайнефтегаз». В пределах Лазаревского и Малокартопьинского месторождений выделяются три продуктивных подсчетных объекта – песчаные пласты Т1, Т2, Т3.

В 1986 году по результатам бурения 20 поисково-разведочных скважин институтами ВНИГНИ, ВНИИЯГГ и Главтюменьгеологией был выполнен первый подсчет запасов нефти Ловинского и Западно-Ловинского месторождений (совместно с Яхлинским месторождением) по пластам Ю2-3, Ю4, Ю5 и Ю6.

Запасы нефти Ловинского месторождения по состоянию изученности на 01.03.1986 года утверждены ГКЗ СССР (протокол № 10086 от 10.12.1986 г.) в количестве: 356 336 тыс. т балансовых (в том числе по категории С1 – 119 832 тыс. т; по категории С2 – 236 504 тыс. т) и 103 879 тыс. т извлекаемых (по категории С1 – 38 040 тыс. т, по категории С2 – 65 839 тыс. т) при КИН равном 0,292.

Низкая доля утвержденных запасов нефти промышленной категории С1 (33,6%) явилась следствием слабой изученности месторождения, в связи с

чем в 1986г. ВНИГНИ и ВНИИЯГГ был составлен «Проект доразведки Ловинско-Яхлинского месторождения нефти Советского района Тюменской области».

Результаты последующих доразведочных работ и эксплуатационного

бурения на месторождении позволили уточнить морфологию резервуаров. В

1993 году силами Урайской геолого-тематической экспедиции ТПП «Урайнефтегаз» была построена геологическая модель месторождения, выполнен подсчет запасов нефти по состоянию изученности на 01.04.1993 года по результатам бурения 35 поисково-разведочных и 723 эксплуатационных скважин по пластам: Ю2-3+Ю4 и Ю5+Ю6.

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

13

Запасы нефти и растворенного газа Ловинского месторождения были рассмотрены ГКЗ РФ в 1995 году (протокол № 332 от 16.06.1995г.) и утверждены в следующем количестве: 110 750 тыс. т балансовых (по категориям В+С1 – 103 960 тыс. т; С2 – 6 790 тыс. т) и 22 150 тыс. т извлекаемых (по категориям В+С1 – 20 887 тыс. т, С2 – 1 263 тыс. т), КИН принят по категориям В+С1 – 0.2, С2 – 0.189.

ГКЗ РФ отмечено, что представленные в подсчете эффективные толщины в скважинах завышены за счет необоснованности нижнего предела выделения коллекторов. Кроме этого ГКЗ было рекомендовано недропользователю в процессе дальнейшего изучения месторождения решить вопросы, связанные с особенностями литологии коллекторов тюменской свиты, подбором оптимального комплекса ГИС и совершенствованием методик интерпретации материалов ГИС с целью определения эффективных толщин, коэффициентов пористости, нефтенасыщенности и проницаемости для подсчета запасов и проектирования разработки.

По итогам рассмотрения материалов ГКЗ РФ балансовые запасы нефти месторождения были уменьшены на 40 % за счет сокращения эффективных нефтенасыщенных толщин на 38 % по экспертной оценке, без переинтерпретации материалов ГИС и корректировки карт толщин.

В 1998 году по результатам бурения разведочной скважины №10292, пробуренной в южной части Западной залежи Ловинского месторождения по пласту Ю5-6 получен прирост по категории С1 в объеме **1346/269** тыс.т, по категории С2 **– 2853/571** тыс.т (протокол ТКЗ №11-1999 от 22-26.02.99г.).

В 1999 году по результатам бурения и испытания разведочных скважин 10292 и 10291 в южной части Западной залежи Ловинского месторождения получен прирост запасов по пласту Ю2-4 по категории С1- **9455/1775** тыс.т, по категории С2 – **4510/780** тыс.т (Протокол ЦКЗ №290-2000 от 04.04.00г.).

По итогам 2000 года в результате бурения и испытания после ГРП пласта Ю2-4 скважины № 10279, пробуренной в пределах южной части Центральной залежи Ловинского месторождения, был получен прирост запасов по категории С1- **1809/320** тыс.т, по категории С2 – **3675/668** тыс.т. Однако, в связи с одновременным списанием части запасов Центральной

залежи в нераспределенный фонд (по категории С1 -375/-75 тыс.т, по категории С2 - -492/-90 тыс.т по пласту Ю2-4 и по категории С2 пласта Ю5-6 -49/-10 тыс.т) прирост запасов по Центральной залежи Ловинского месторождения по пласту Ю2-4 составил по категории С1- **1434/245** тыс.т, по категории С2 – **3154/568** тыс.т (Протокол ЦКЗ №399-2001 от 12.04.01г.).

По итогам 2002 года и результатам бурения и испытания разведочной скважины № 10628 была уточнена геологическая модель Западной залежи в юго-западной части, включая район пробуренных ранее разведочных скважин №10291 и 10292. В результате был выполнен прирост запасов по категории С1 и списание запасов по категории С2 в районе юго-западной части Западной залежи Ловинского месторождения: по пласту Ю2-4 прирост по категории С1 – **5301/1015** тыс.т, и списание по категории С2 -**1755/-303** тыс.т, по пласту Ю5-6 прирост по категории С1 – **1125/227** тыс.т, и списание по категории С2 -**2853/-571** тыс.т (Протокол ЦКЗ №418(м)-2003 от 24.04.03г.).

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

14

По итогам 2005 года в результате бурения и испытания поисковой скважины № 10688 была открыта Амыньинская залежь Ловинского месторождения и получен прирост запасов по пласту Ю2 по категории С1 -**548/110** тыс.т, по категории С2 – **986/201** тыс.т (Протокол ЦБК №527-2006(м) от 26.04.06г.).

По итогам 2007 года в результате бурения и испытания разведочных скважин № 10687 и №10689 и последующего уточнения геологической модели пласта Ю2-4 в районе пробуренных ранее скважин №10668 и 10279 в южной части Центральной залежи Ловинского месторождения был получен прирост запасов по категории С1 - **6784/1458** тыс.т, (однако в связи с уточнением геологической модели строения пласта Ю2-4 произошло сокращение площади залежи в южной части и списание запасов по категории С1 в объеме -1809/-320 тыс.т. Таким образом реальный прирост запасов по категории С1 составил **4975/1138** тыс.т, по категории С2 прирост составил – **4143/890** тыс.т (Протокол ФАН №18/172-пр от 13.03.08г.).

Таким образом, на балансе РГФ по Ловинскому месторождению в настоящее время числятся запасы учтенные по итогам подсчета запасов по состоянию на 01.04.1993 года и шести оперативных пересчетов запасов, выполненных за период 1998-2008 годов. В ТПП «Урайнефтегаз» по состоянию на 01.01.2008г. на балансе РГФ по Ловинскому месторождении числятся остаточные запасы нефти по категориям ВС1 – **112190/9712** тыс.т и по категории С2 -**14153/2731** тыс.т.

Кроме этого, в пределах Ловинского ЛУ частично расположены северные части Малокартопьинского и Восточного блока Лазаревского месторождений.

**Малокартопьинское месторождение** было открыто поисковой скважиной №10653. Оно расположено в юго-восточной части Ловинского ЛУ на границе с Восточно-Лазаревским ЛУ. По итогам 2003 года по результатам бурения и испытания скважины №10653 был выполнен оперативный подсчет

запасов нефти по пласту Т2, который составил по категории С1 – 923/267 тыс.т, в том числе только в пределах **Ловинского ЛУ** - **664/192** тыс.т (Протокол ЦКЗ №407(м)-2004 от 19.05.04г.).

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

15

По итогам 2005 года по результатам испытания скважины №10653 был выполнен оперативный подсчет запасов нефти по пласту Т1, который составил по категории С1 –428/205 тыс.т, по категории С2 – 499/148тыс.т, в том числе в пределах **Ловинского ЛУ** по категории С1 - **262/87 тыс.т**, по категории С2 **-134/40 тыс.т** (Протокол ЦБК №527-2006(м) от 26.04.06г.).

Кроме того, крайняя северная часть залежей по пластам Т1 и Т3 Восточного блока Лазаревского месторождения заходит в пределы Ловинского ЛУ: запасы по категории С2 по пласту Т1 составляют **11/3** тыс.т, и по пласту Т3 – **12/3** тыс.т (Протокол ГКЗ №987 от 29.12.04г.).

Таким образом, на балансе РГФ по Ловинскому ЛУ по состоянию на 01.01.2008 года числятся остаточные запасы нефти по категориям ВС1 – **113116/9991** тыс.т и по категории С2 - **14310/2777** тыс.т.).

Действующим проектным документом на разработку является «Технологическая схема разработки (протокол ЦКР № 1382 от 18.07.1990г.) и «Анализ разработки Ловинского месторождения» (протокол ТО ЦКР по ХМАО №648 от 03.06.2005г.).

Однако, геологическая модель строения Ловинского месторождения, принятая в подсчете запасов нефти (по состоянию на 01.04.1993г.) уже на момент принятия ее ГКЗ РФ вызвавшая у экспертов большое число замечаний, которые были отмечены в протоколе, требовала уточнения и пересмотра.

В связи с этим в 2001 году с «СибНИИНП» был заключен договор №537 «Построение числовой геолого-технологической модели, пересчет запасов продуктивных пластов Ловинского месторождения», который был продолжен в 2004 году в рамках договора №0400699 «Уточнение геологической модели продуктивных пластов Ловинского месторождений», заключенного с ООО «РНТЦ». В 2008г. ТФ ООО «КогалымНИПИнефть» была выполнена актуализация вышеуказанной модели в рамках договора по теме: «Уточнение геологической модели и запасов нефти продуктивных пластов Ловинского месторождения по состоянию на 01.01.2008 г». Построение геологической модели, начиная с 2001 года осуществлялось одним авторским коллективом (ответственный исполнитель Ю.А.Кузьмин) последовательно «СибНИИНП», ООО «РНТЦ» и ТФ ООО «КогалымНИПИнефть».

Однако, в настоящее время построенная в рамках перечисленных выше договоров геологическая модель Ловинского месторождения признана не соответствующей реальному состоянию разработки месторождения и степени геолого-геофизической изученности района.

Таким образом, на настоящий момент, фактически отсутствует геологическая модель месторождения, соответствующая утвержденным запасам и степени геолого-геофизической изученности месторождения, соответственно не вполне корректны и проектные документы, составляемые на этой основе.

**3.4 Возможные осложнения при бурении**

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

16

**3.4 Возможные осложнения при бурении**

При бурении скважины до проектной глубины при прохождении определенных интервалов глубин возможны следующие осложнения:

0-730 м - обвалы стенок скважины, поглощения бурового раствора, прихватоопасные зоны;

730-1250 м - слабые обвалы стенок скважины, осыпи, затяжки инструмента;

1250-2200 м - слабые водопроявления, разжижение бурового раствора, cужение ствола скважины;

2200-3080 м - газонефтепроявления, слабые обвалы стенок скважины, сужение ствола, прихваты и затяжки инструмента при длительном простаивании.

Сведения о возможных поглощениях бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявления, прихватоопасные зоны и прочие возможные осложнения сводятся в таблицу 7-11

Таблица 3 – Сведения о возможных поглощениях бурового раствора.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Максимальная интенсивность поглощения, м3/час | Имеется ли потеря циркуляции  (да, нет) | Условия возникновения |
| от  (верх) | до  (низ) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Q – Р2/3 | 0 | 450 | 5 | нет |  |
| К2-К1 | 450 | 1850 | 7 | нет | Отклонение параметров бурового раствора от проектных |
| К1-Т | 1960 | 2850 | 3 | нет |

Таблица 4 – Осыпи и обвалы стенок скважины

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

17

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Интенсивность осыпей и обвалов | Время до начала осложнения, сутки | Проработка в интервале из-за этого осложнения | | Условия возникновения |
| от  (верх) | до  (низ) |
| мощность, м | скорость, м/час |
| Q – Р2/3 | 0 | 450 | интенсивные | 3 | 450 | 100 – 120 | Нарушение технологии бурения, отклонение параметров бурового раствора от проектных, длительные простои при бурении |
| К2-К1 | 450 | 1850 | слабые | 3 | 1400 | 100 – 120 |
| К1-Т | 1960 | 2850 | слабые | 3 | 890 | 100-120 |

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Вид проявляемого флюида | Величина столба газа при ликвидации газопроявления, м | Плотность смеси при проявлении, кг/м3 | Условия возникновения |
| от  (верх) | до  (низ) |
| К**1**(сеноман) | 1090 | 1320 | Вода | - | - | Пренебрежение к постоянному доливу жидкости в скважину во время подъема инструмента, проведение геофизических, ре-монтных и прочих работ без циркуляции бурового раствора, во время простоев, применение бурово-го раствора с плотностью ниже значений, заложенных в проекте |
| К**1**(ВК1-2) | 1540 | 1570 | Нефть | - | 740 |
| К**1**(ВК1-2) | 1575 | 1585 | вода | - | - |
| J3(ЮК0) | 2440 | 2475 | Нефть+газ | - | 705 |
| J1-2(ЮК2+7) | 2540 | 2600 | нефть | - | 750 |
| J1-2(ЮК2+7) | 2610 | 2620 | вода | - |  |  |
| Т(Тр1-2) | 2620 | 2680 | нефть | - | 710 |
| Т(Тр1-2) | 2690 | 2700 | Вода | - |  |
| Т(Тр1-2) | 2750 | 2800 | нефть | - | 698 |
| Т(Тр1-2) | 2810 | 2820 | вода | - |  |
| Т(Тр1-2) | 2840 | 2850 | нефть | - | 701 |
|  | | | | | | |

Таблица 10 – Нефтегазоводопроявления

Таблица 5 – Нефтегазоводопроявления

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

18

Таблица 6 – Прихватоопасные зоны.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Индекс стратиграфиеского  подразделения | Интервал, м | | Наличие ограничений на время оставления инструмента без движения или промывки | Репрессия при прихвате, кгс/см2 | Условия возникновения |
| от  (верх) | до  (низ) |
| Q – Р2/3 | 0 | 450 | - | - | Отклонение параметров бурового раствора от проектных, плохая очистка ствола скважины от шлама  Отклонение параметров бурового раствора от проектных, нахождение бурильной колонны и геофизических приборов без движения более регламентирующего времени |
| Р2/3-Т | 450 | 2850 | - | - |

Таблица 7 – Прочие возможные осложнения

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

19

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Интервал, м | | Вид (название осложнения) | Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения |
| от  (верх) | до  (низ) |
| 710 | 1520 | разжижение бурового раствора | Отклонение параметров бурового раствора от проектных, нахождение бурильной колонны и геофизических приборов без движения более регламентирующего времени, плохая очистка ствола скважины от шлама, сужение ствола скважины |
| 1520 | 22850 | Сужение ствола скважины |

1. **ВЫБОР СКВАЖИНЫ ДЛЯ БУРЕНИЯ БОКОВОГО СТВОЛА**

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

20

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Разраб.

Провер.

Реценз.

Н. Контр.

Утверд.

**ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА СКВАЖИНЫ ДЛЯ БУРЕНИЯ БОКОВОГО СТВОЛА**

Лит.

Листов

Одним из наиболее эффективных мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов является проведение капитального ремонта бездействующих аварийных, обводненных и первоначально малодебитных скважин, эксплуатация которых невозможна или в сложившихся в России экономических условиях нерентабельна, путем бурения из них боковых горизонтальных или наклонно направленных стволов

При выборе скважины для бурения из них боковых стволов необходимо исходить из текущего состояния эксплуатационной колонны, качества ее крепления, фактического пространственного положения. Эксплуатационная колонна выше интервала установки насосного оборудования должна быть технически исправна, а информация о траектории стволов соседних скважин должна быть достаточно достоверной для исключения пересечения стволов, при этом следует руководствоваться следующими требованиями:

1. Пространственное положение интервала забуривания по отношению к горизонтальному эксплуатационному участку должно быть оптимальным с точки зрения экономической целесообразности. Величина отхода точки забуривания до начала эксплуатационного забоя должна быть минимальной, но не менее допустимой интенсивности искривления бокового ствола. Максимально возможный отход от точки забуривания до начала эксплуатационного объекта (горизонтального участка) обуславливается техническими возможностями буровой установки и особенностями геологического разреза скважины.

2. Допустимая величина разности азимутальных направлений основного ствола и горизонтального участка не должны превышать величины, определяемой техническими возможностями средства.

3. Траектория бокового ствола должна иметь минимальную вероятность пересечения с существующими и проектными стволами соседних скважин.

4. Поиск оптимальных вариантов технико-экономической целесообразности использования бездействующих скважин для бурения боковых стволов должен осуществляться, как правило, с использованием автоматизированных программ.

5. При рассмотрении геолого-промысловой информации по малодебитным скважинам, предлагаемым к зарезке в них боковых стволов, следует руководствоваться следующими критериями:

5.1 текущий максимальный и минимальный дебит;

5.2 падение динамических уровней;

5.3 текущее пластовое давление;

5.4 эффективная толщина пласта;

5.5 расстояние до фронта нагнетания воды;

5.6 выработанность запасов по участку бурения и их планируемые извлекаемые запасы;

5.7 обводненность скважины;

5.8 расчетные ожидаемые показатели работы скважины боковым стволом (дебит, динамика работы и др.)

Данная скважина подходит для бурения бокового ствола, т.к. не все извлекаемые запасы данного пласта извлечены (из-за подхода конуса водоносности), эксплуатационная колонна находится в хорошем состоянии, хорошее качество крепления. Также бурение бокового ствола будет экономически целесообразно.

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

21

**5. ВЫБОР И РАСЧЕТ ПРОФИЛЯ БОКОВОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ**

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

22

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Разраб

.

Провер.

Реценз.

Н. Контр.

Утверд.

**ВЫБОР И РАСЧЕТ ПРОФИЛЯ БОКОВОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ**

Лит.

Листов

Профиль ствола скважины должен удовлетворять следующим требованиям:

1. Возможность выполнения его имеющимся оборудованием.

2. Возможность заканчивания его по различным схемам.

3. Интенсивность искривления ствола скважины выбирается такой, при которой обеспечиваются минимально возможные сопротивления при спуско- подъемных операциях и меньшей вероятности желобообразования и осложнений.

4. Возможность проведения геофизических исследований.

5. Заданное отклонение по вертикали к min длине.

6. Минимальный интервал направленного бурения двигателем-отклонителем.

7. Свободное прохождение КНБК и навигационных систем через интервал бурения.

8. Достижение проектных координат входа оси ствола скважины в продуктивный пласт и прохождения его под заданным углом в продуктивном пласте.

9. Предупреждение пересечения бокового ствола с соседними скважинами.

10. Участок забуривания нового ствола выбирается в устойчивом интервале геологического разреза (забуривание должно проводиться на 30-50 м. выше кровли или на 10-20 м. ниже подошвы неустойчивых пород).

11. Интенсивность искривления должна быть такой при которой обеспечивается минимально возможные сопротивления при спускоподъемных операциях и исключается вероятность желобообразования.

12. Возможность вращения буровой колонны в процессе бурения с учетом сохранения ее прочности.

13. Осуществление спуска обсадной колонны или хвостовика за один прием, а цементирование в один или несколько приемов.

14. Сохранение герметичности резьбовых соединений обсадной колонны в процессе спуска или длительной эксплуатации.

15. Предусматривать возможность проведения исправительных работ.

Проектирование профилей дополнительных стволов - одна из составных частей технического проекта, восстановления малодебитных и бездействующих скважин. Целью проектирования профиля ствола, восстанавливаемой скважины является выбор его типа, расчет элементов и построение траектории оси ствола.

Типы профилей дополнительных стволов можно разделить на две группы:

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

23

-плоскостные

-пространственные

Наиболее распространенными являются профили плоскостного типа. Выбор типа профиля ствола для восстанавливаемой конкретной скважины зависит от: геолого - технических условий бурения, способа вскрытия продуктивного горизонта (горизонтальным наклонным или вертикальным стволом), расположения предполагаемой точки входа в продуктивный пласт, относительно восстанавливаемой скважины.

Выбор интервала забуривания БС производится на основе анализа геологических, технических и технологических данных, полученных в процессе бурения старого ствола скважины. В случае необходимости осуществляются дополнительные инклинометрические измерения и геофизические исследования.

Интервал забуривания БС располагают в пластах, сложенных монолитными устойчивыми горными породами большой мощности. В перемежающихся по твердости разрезах интервал забуривания БС выбирают таким образом, чтобы забуривание произошло не меньше чем на 2 м от кровли или подошвы выбранного устойчивого пласта, что обеспечит сохранность БС. При этом точка забуривания БС должна располагаться ниже статического уровня продуктивного пласта.

При бурении с зарезного цементного моста интервал фрезерования обсадной колонны по всему сечению должен быть меньше расстояния между торцами муфт. При использовании клина-отклонителя длина интервала забуривания колеблется в пределах 3,0-4,5 м в зависимости от длины направляющей поверхности клина-отклонителя.

**Расчет профиля.**

Для данной скважиныприменяем 1 тип профиля скважины, поскольку он рекомендуется в скважинах когда точка забуривания находится на относительно небольшом расстоянии от продуктивного пласта. В этом случае обеспечиваются минимальные затраты на бурение бокового ствола до точки вскрытия пласта.

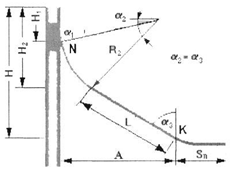


Рисунок 2 - Схема двухинтервального профиля ствола скважины

Н - глубина дополнительного ствола скважины по вертикали от устья до точки К в продуктивном пласте, м;

Н1-глубина скважины по вертикали от устья до точки зарезки дополнительного ствола скважины, м;

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

24

α1- зенитный угол скважины в точке зарезки в плоскости дополнительного ствола, град;

α­2 - зенитный угол скважины в точке К, град;

α3 – зенитный угол скважины в точке К

R2 - радиусы кривизны участка зарезки и уча

dт – диаметр турбобура, 0,127 м.

γ – угол перекоса оси резьб переводника, 30;стка изменения зенитного

А - смещение дополнительного ствола скважины (горизонтальная проекция от точки зарезки до точки К), м;

Sn - участок ствола скважины в продуктивном пласте (интенсивность искривления I данного участка задается исходя из геологических условий залегания продуктивного пласта).

Н - Н1 – R2 (sin *а2* -sin *а1*) – Lcos *а2* = 0 (1)

A-R2 (cos *а1*- cos *а2*) – Lcos *а2* = 0 (2)

Таблица 14 - Исходные данные и определяемые значения

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № типа профиля дополнительного ствола | Исходные данные | Определяемые параметры |
| 4 | Н, H1, А, α1, L | α 2, R2 |

**Порядок расчета**

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

25

1. Принимаем длину вертикального участка H1=1443 м

2. Глубина скважины по вертикали Н=2239 м;

3. -значение зенитного угла в точке зарезки бокового ствола, принимаем 2,50



4. Отклонение скважины от вертикали А=712 м;

5. Длина прямолинейно-наклонного участка L=500

Н - Н1 – R2 (sin *а2* -sin *а1*) – Lcos *а2* = 0, (2)

отсюда выразим R:

 (3)  (4)

 (5)

 (6)

 (7)

 (8)

 (9)

 (10)

 град (11)

 м . (12)

**6. проектирование конструкции бокового ствола**

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

26

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Разраб.

Провер.

Реценз.

Н. Контр.

Утверд.

**Проектирование конструкции**

**бокового ствола**

Лит.

Листов

Боковые стволы проектируются к бурению из скважин, обсаженных колоннами диаметрами 139,7; 146; 168,3 мм и более. Для боковых стволов рекомендуются обсадные трубы потайных колонн-хвостовиков диаметрами 89; 101,6 и 110 (114,3) мм соответственно.

Основанием для выбора конструкции БС является назначение и вид эксплуатации скважины. В зависимости от диаметра обсадной колонны выбирается диаметр долота для бурения бокового ствола и диаметр хвостовика.

Проектирование конструкции следует начинать с выбора типоразмера долота для бурения ствола. При этом учитывается следующее:

1. диаметр колонны, в которой будут проводиться работы по зарезке и бурению бокового ствола;
2. зазор между внутренним диаметром колонны и долотом, обеспечивающий свободное прохождение КНБК внутрь колонны;
3. проходимость КНБК и потайной колонны в боковом стволе.

Диаметр долота, которым предстоит бурить боковой ствол под потайную колонну, определяют по формуле:

 =146-2\*14=118 мм (13)

где - наружный диаметр колонны, в которой будут проводиться работы, мм; - зазор между наружным диаметром колонны и долотом с учетом возможностей максимальной толщины стенки обсадных труб (принимается равным 12 -15 мм).

После выбора долота определяют диаметр колонны, спускаемой в пробуренный ствол, по формуле:

 =118-2\*14=90 мм

(14)

Выбираем диаметр колонны-хвостовика 89 мм.

где - зазор между стенкой скважины (диаметр которой принимается равным диаметру долота) и наружным диаметром спускаемой колонны, размеры которого приведены в табл. 14.

**6.1 Выбор конструкции забоя бокового ствола**

Лист

27

Боковые стволы с горизонтальным участком могут быть представлены четырьмя вариантами конструкции эксплуатационного забоя:

- открытого типа;

- открытого типа со спуском фильтров для горизонтальных скважин (ФГС) – рис. 1;

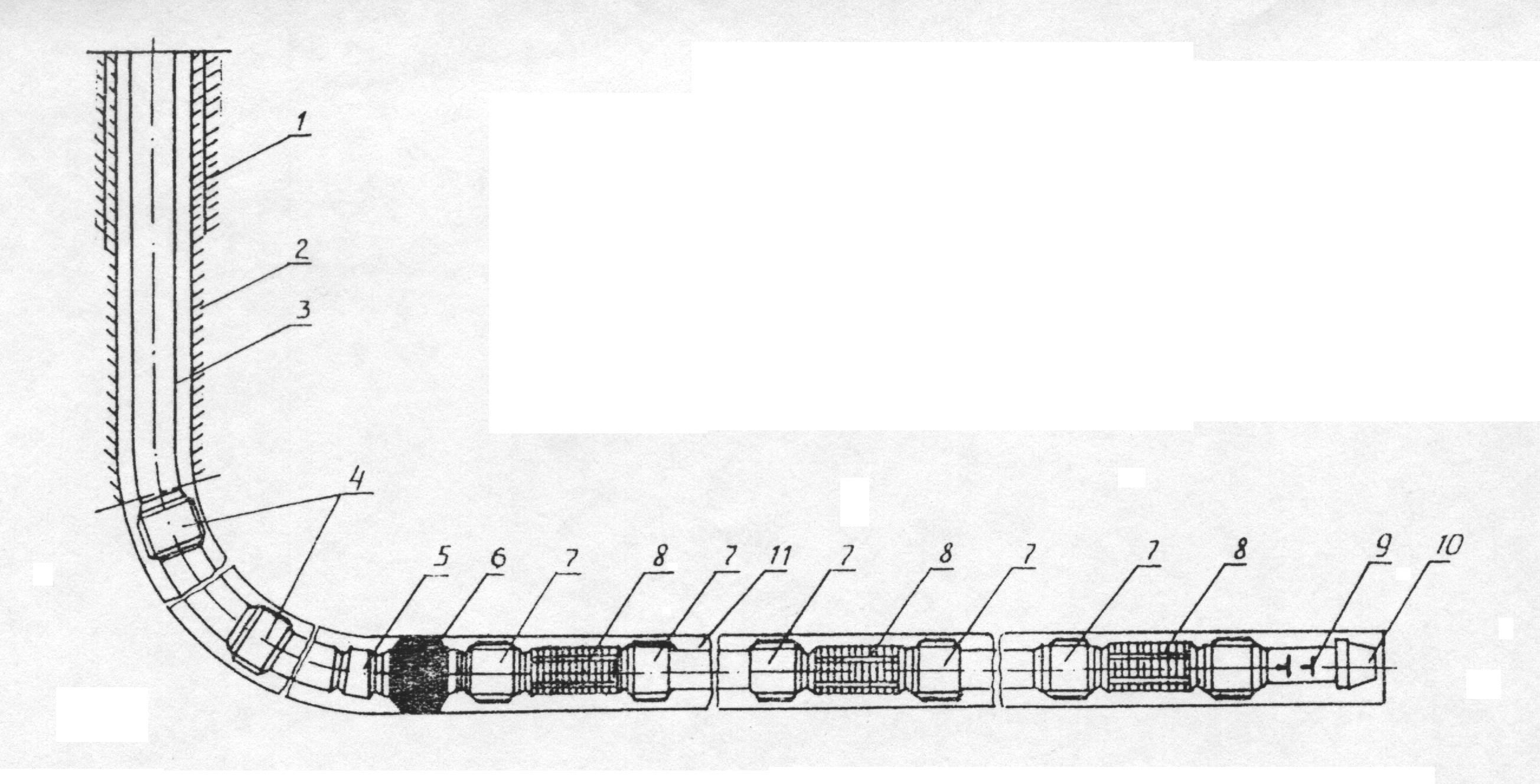


Рис.1 - Конструкция и технологическая оснастка эксплуатационных колонн горизонтальных скважин: 1 - кондуктор; 2 – промежуточная колонна; 3 – эксплуатационная колонна; 4 - центраторы спиральные турбулизирующие; 5 – муфта циркуляционная для цементирования; 6 – пакер – модель ПДМ-146; 7 – центраторы прямоточные; 8 – фильтр ФГС-146; 9 – обратный клапан тарельчатый (или ЦКОД-М); 10 – башмак цельнометаллический; 11 – кислотная среда

- открытого типа с комплексом регулируемого разобщения интервалов горизонтального забоя (типа КРР);

- закрытого типа со сплошным цементированием потайной колонны, включая интервал горизонтального участка.

Конструкция открытого типа предусматривает установку пакера (ПДМ) над кровлей продуктивного пласта и манжетное цементирование.

При конструкции эксплуатационного забоя закрытого типа осуществляется сплошное цементирование потайной колонны в одну ступень с последующей перфорацией продуктивного объекта.

Выбираем для рассматриваемой скважины конструкцию забоя открытого типа со спуском фильтров для горизонтальных скважин.

Таблица 14 - Рекомендуемые зазоры 

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Диаметр долота, мм | 98 | 120,6 | 140,3 | 190,5 | 215,9 | 244,5 | 269,9 |
| Зазор , мм | 12 | 14,5 | 13 | 22 | 34 | 37,5 | 50,5 |

Проектирование конструкции скважины заканчивается сравнением наружного диаметра спускаемой потайной колонны и колонны, в которой проводились работы. При этом необходимо соблюдение следующего условия: ; 168-114=2\*27; 54=54 мм.

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

28

Таблица 15 - Рекомендуемые зазоры 

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Диаметр колонны, в которой проводятся работы , мм | 139,7 | 146 | 168 | 219 | 273 | 299 | 325 |
| Наружный диаметр спускаемой эксплуатационной колонны , мм | 73 | 89  (101,6\*) | 114 | 146 | 168 | 168 | 168 |
| Зазор , мм | 20,5 | 28,5 | 27 | 36,5 | 52,5 | 65,5 | 78,5 |

\* - безмуфтовые обсадные колонны ОТТМ 101,6х6,5.

В табл. 16 приведены рекомендуемые для эксплуатационных колонн месторождений Западной Сибири сочетания диаметров долот для бурения БС и диаметров колонн – хвостовиков.

В зависимости от назначения скважины производится выбор низа обсадной колонны.

Таблица 16 - Рекомендуемые конструкции боковых стволов

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Диаметр  обсадной  колонны, мм | Диаметр долота для бурения второго ствола, мм | Диаметр  хвостовика,  мм | Тип труб  и их соединение |
| 168,3 | 143,9 | 114,3 | безмуфтовые  обсадные трубы |

**7. выбор метода «зарезания» второго ствола**

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

29

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Разраб.

Провер.

Реценз.

Н. Контр.

Утверд.

**Выбор метода «зарезания» второго ствола**

Лит.

Листов

Определение глубины и метода вырезания колонны для забуривания дополнительного ответвления или ствола – создание “щелевидного окна” или удаление участка обсадной колонны обуславливается следующим:

- скважина в интервале забуривания закреплена одной или несколькими

обсадными колоннами;

- наличие или отсутствие цементного кольца за обсадной колонной;

- необходимость и возможность затрубного цементирования;

- максимальный зенитный угол и интенсивность искривления оси

скважины в зоне выше интервала забуривания (для метода вырезания с

помощью УВУ- зенитный угол не должен превышать 4550);

- возможность реализации проектного профиля восстанавливаемой

скважины;

- наименьшая вероятность выбросов нефти и газа при забуривании.

При зарезке вторых стволов из обсадной колонны, вырезание окна с клином чаще всего является более предпочтительным приемом, чем фрезерование секции обсадной колонны:

1) На участке вырезания окна высокое качество цементирования обсадной колонны не обязательно, в то время как при сплошном фрезеровании колонны при показаниях АКЦ менее 70 %, рекомендуется проводить дополнительное цементирование под давлением;

2) С точки зрения геологического разреза окно можно вырезать в любых породах, тогда как при фрезеровании желательно иметь в этом интервале песчаные породы;

3) При фрезеровании секции обсадной колонны для обеспечения выноса стружки к параметрам бурового раствора и режиму промывки предъявляются особые требования. При вырезании окна никаких специальных требований ни к параметрам бурового раствора, ни к режиму промывки нет;

4) При вырезании окна не возникает проблем, связанных с выносом металлической стружки, т.к. при вырезании окна образуется мелкая стружка, а объем фрезеруемого металла в 4-6 раз меньше, чем при фрезеровании секции колонны;

5) Зарезка второго ствола при использовании клина-отклонителя гарантированна на 100%, т.к. осуществляется одновременно с вырезом окна.

В случае фрезерования секции обсадной колонны ЗБС является отдельной операцией и ее успех не всегда гарантирован, т.к. зависит от целого ряда факторов:

* длины фрезеруемой секции,
* качества установленного цементного моста,
* типа и крепости пород в интервале зарезки,
* типа КНБК, режима зарезки и т.д.;

6) Начало второго ствола, образованное желобообразным клином надежнее, чем образованное в цементном камне. Этот участок в дальнейшем будет подвергаться воздействию элементов КНБК, замков бурильных труб при СПО и вращением бурильной колонны, тем самым будет разрушаться цементный камень в интервале врезки;

7) В вертикальных скважинах благодаря применению гироскопического инклинометра, клин ориентируется, и новый ствол зарезается сразу в нужном направлении. В случае фрезерования секции, второй ствол чаще всего забуривается произвольно и только затем разворачивается в нужном направлении;

8) Операция по вырезанию окна, как правило, дешевле операции фрезерования секции обсадной колонны

Применяем вырезку окна с использованием клина-отклонителя.

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

30

**7.1 ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ «ЗАРЕЗАНИЯ» ВТОРОГО СТВОЛА**

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

31

Удаление участка обсадной колонны производится с помощью универсальных вырезающих устройств (УВУ), основные технические данные которых приведены в табл. 17.

УВУ представляет собой устройство с раздвижными резцами, работающее за счет перепада давления бурового раствора или технической воды, прокачиваемых через него, и вращения бурильной колонны или винтового забойного двигателя:

Таблица 17 - Основные технические данные УВУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показания | Шифр устройства | | | | | | | |
| УВУ.  114 | УВУ-А.168 | УВУ-А.178 | УВУ-А.219 | УВУ- 216 | | УВ-250 | |
| Диаметр обсадной колонны, мм | 140 - 146 | 168 | 178 | 219 | 245 | 273 | 299 | 324 |
| Диаметр устройства, мм | 114 | 138 | 148 | 190 | 230 | 258 | 268 | 292 |
| Диаметр раскрытия резцов, мм | 175 | 212 | 220 | 265 | 280 | 310 | 340 | 365 |
| Количество резцов в комплекте на сборку, шт. | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 |
| Длина, мм | 1955 | 1916 | 1916 | 1916 | 2030 | 2030 | 2100 | 2100 |
| Масса, кг | 125 | 166 | 172 | 212 | 275 | 310 | 358 | 365 |
| Расход бурового раствора, м3/с | 0,01 – 0,016 | 0,01 – 0,016 | 0,01 – 0,016 | 0,012 – 0,016 | 0,012 – 0,02 | 0,012 – 0,02 | 0,012 – 0,02 | 0,012 – 0,02 |
| Частота вращения устройства, с-1 | 0,5 – 1,5 | 0,66 – 1,17 | 0,66 – 1,17 | 0,66 – 1,17 | 0,5 – 1,0 | 0,5 – 1,0 | 0,5 – 1,0 | 0,5 – 1,0 |
| Осевая нагрузка на резцы, кН, не более | 40 | 40 | 40 | 40 | 60 | 60 | 60 | 60 |
| Механическая скорость резания, м/ч | 0,5 | 0,5 – 1,0 | 0,5 – 1,0 | 0,3 – 0,7 | 0,3 – 0,6 | 0,3 – 0,6 | 0,2 – 0,6 | 0,2 – 0,6 |
| Проходка на комплект резцов по трубе из стали группы «Д», м | Не менее 9 | До 18 | До 18 | До 18 | Не установлена | | | |

**7.2 Расчет длины вырезаемого «окна» И УДАЛЯЕМОГО УЧАСТКА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ**

Длину вырезаемого «окна» определяют по формуле:

, (15)

где Dвн – внутренний диаметр эк.колонны 0,15 м;

α – угол скоса клина-отклонителя = 2,5º;

d1 – наибольший диаметр райбера (ФКР-168) =0,14 м;

d2 – наименьший диаметр райбера(ФКР-168) = 0,088 м;

h – рабочая длина райбера 1,5 м.

. (16)

Таблица 18 - Основные технические данные ФКР-168

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Обозначение | Диаметр корпуса, мм | Диаметр вырезаемой колонны, мм | Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90 |
| ФКР-168 | 140 | 168 | З-88 |

Таблица 19 - Техническая характеристика фрезера колонного раздвижного

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

32

гидравлического ФКР-168

|  |  |
| --- | --- |
| Длина, мм | 1704 |
| Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90 | З-88 |
| Расход промывочной жидкости при врезке, л/с | 8,0-8,5 |
| Расход промывочной жидкости при фрезеровании, л/с | 12,0 |
| Перепад давления на фрезе при врезке, МПа | 4,0-4,5 |
| Перепад давления на фрезе при фрезеровании, МПа | 2,5-3,0 |

**7.3 РАСЧЕТ УСТАНОВКИ ЦЕМЕНТНОГО МОСТА**

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

33

Высоту цементного моста в соответствии с Руководящим Документом принимаем равным 50 м. Перед установкой клина-отклонителя, рекомендуется установить цементный мост под якорем с целью предотвращения возникновения всякого рода осложнений и аварий.

Буровой раствор

Предполагаемое расположе

ние окна

Продавочная жидкость

Клин-отклонитель

Цементный мост

Цементный раствор

Рисунок 2 - Схема установки цементного моста

Произведем расчет необходимого количества цементного раствора и его составляющих для установки цементного моста.

1. Объем цементного раствора для установки цементного моста определяем по формуле:

 (17)

где 1,05 – коэффициент потерь;

- высота цементного моста, м;

- внутренний объем 1 погонного метра эксплуатационной колонны, 0,0177

Внутренний объем 1 погонного метра эксплуатационной колонны определяем по формуле:

 (18)

1,05\*50\*0,01770,93

(56)

2. Количество сухого цемента, необходимого для приготовления цементного раствора определяем по формуле:

, т (19)

где - коэффициент водоцементного отношения = 1,24;

=1,24\*0,93=1,15 т.

3. Объем воды, требуемый для приготовления раствора, определяем по формуле:

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

34

, (20)

где - водоцементное отношение = 0,5.

=1,05\*0,5\*1,15=0,604  (21)

4. Объем продавочной жидкости определяется по формуле:

, (22)

где - внутренний диаметр бурильных труб = 0,062м;

- Глубина кровли цементного моста = 1427 м.

=0,785\*0,0622\*1427= 4,3. (23)

В результате проведенных расчетов принимаем решение закачать в скважину 0,93 цементного раствора и продавить его продавочной жидкостью в объеме 4,3.

1. **ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ БУРЕНИЯ ВТОРОГО СТВОЛА**

**8.1 ВЫБОР ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ БУРЕНИЯ ВТОРОГО СТВОЛА**

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

35

Строительство БС начинается с подготовки рабочей площадки и фундаментов для расстановки буровой установки (подъемного агрегата). Площадка подсыпается песком и выравнивается. Соседние скважины останавливаются и накрываются специальными защитными экранами (от попадания грязи и падения на них мелких предметов). Если работам мешают станки-качалки или кабельная эстакада, то они демонтируются.

Примерная схема расположения комплекта оборудования стотонного подъемного агрегата и элементов очистки бурового раствора приведена на рис. 3.

Конкретная расстановка комплекта оборудования зависит от расположения на территории кустовой площадки оборудования по добыче нефти, ЛЭП и других коммуникаций.

Основные требования, предъявляемые к комплекту бурового оборудования:

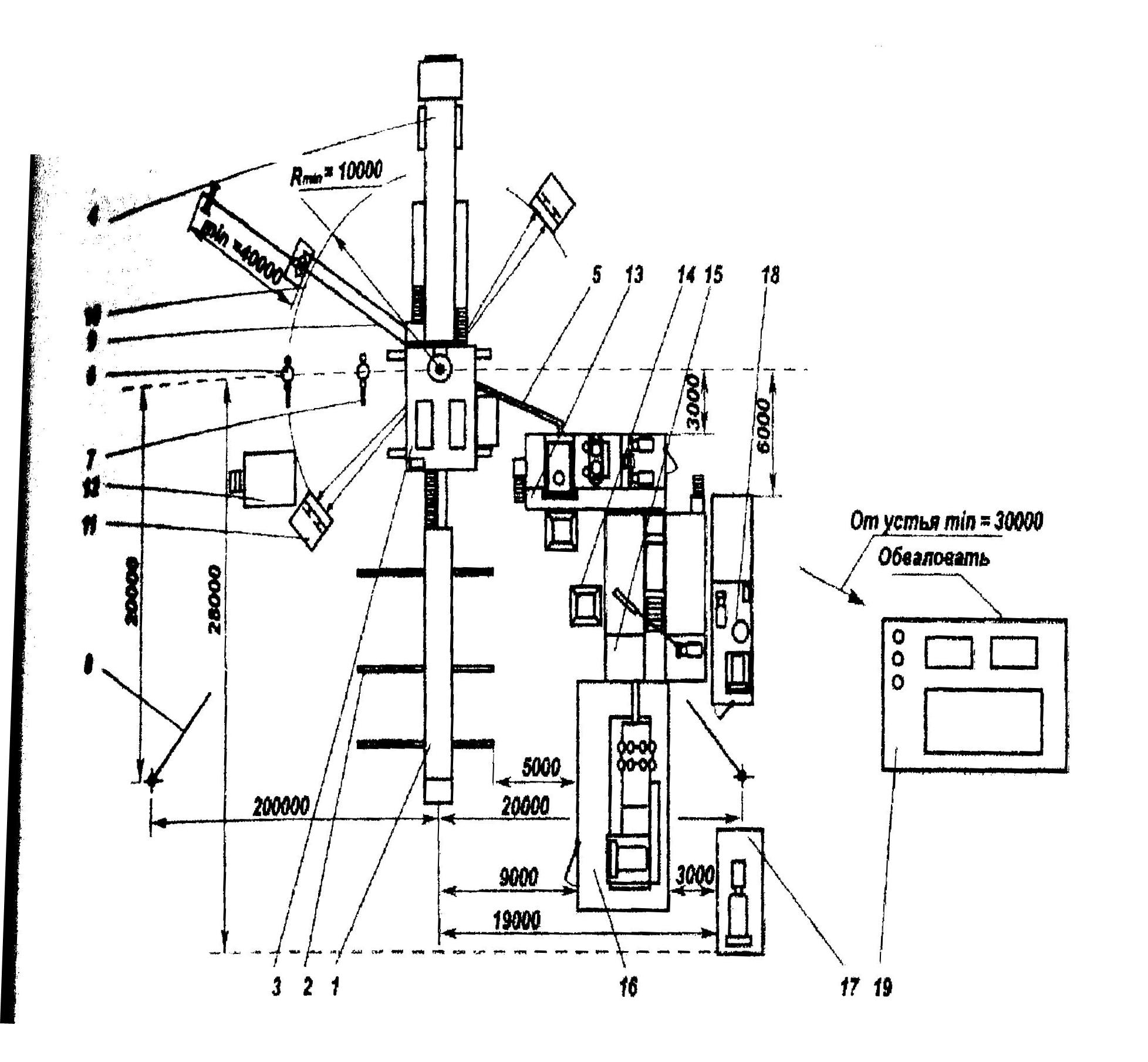


Рис. 3 - Примерная схема расположения комплекта оборудования 100-тонного подъемного агрегата при бурении боковых стволов

1 – приемный мост; 2 – стеллажи для труб; 3 – рабочая площадка; 4 – мобильный подъемник; 5 – желоб сливной; 6, 7 – ранее пробуренные скважины; 8 – оттяжки ветровые; 9 – выкидные линии ПВО; 10 – блок дросселирования ПВО; 11 – пост фиксации плашек ППГ; 12 – пульт гидроуправления ПВО; 13 – блок очистки и дегазации; 14 – бункер-шламоприемник; 15 – блок емкостной; 16 – насосный блок; 17 – дизельэнергоблок; 18 – водокомпрессорный блок; 19 – площадка ГСМ

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

36

- грузоподъемность подъемника не менее 100 т, высота мачты 34 м;

- буровой насос производительностью не менее 18 л/с при давлении 10,0-12,0 МПа;

- система очистки не менее трех ступеней, позволяющая удалять части выбуренной породы диаметром до 20 мкм (в циркуляционной системе необходима установка магнитных ловителей стружки);

- блок хранения бурового раствора емкостью не менее 40 м3, дегазатор;

- комплект противовыбросового оборудования, позволяющий герметизировать устье скважины как на любом из элементов бурильной и обсадной колонны, так и при отсутствии в скважине этих элементов.

Силовой привод для подъемного агрегата и насосов может быть как электрический, так и дизельный или смешанный.

На этапе забуривания производится формирование бокового ствола скважины в пределах вырезанного участка обсадной колонны. Технология забуривания направленного бокового ствола включает следующие этапы.

1. Выбор породоразрушающего инструмента и двигателя-отклонителя.
2. Выбор и расчет компоновки низа бурильной колонны (КНБК).
3. Спуск и ориентирование отклоняющей КНБК.
4. Формирование бокового ствола путем фрезерования боковой поверхностью долота стенки скважины и последующим ассиметричным разрушением.

Технология бурения БС аналогична для обеих схем забуривания: с клина-отклонителя и с зарезного цементного моста.

Бурение бокового ствола скважины осуществляется с помощью компоновок низа бурильной колонны, которые в общем виде включают долото, наддолотный калибратор, гидравлический винтовой забойный двигатель, телесистему, диамагнитные и обычные УБТ.

На начальном этапе забуривания бокового ствола применяются КНБК с двигателем-отклонителем. Для бурения прямолинейно-наклонных и горизонтальных участков скважины возможно применение КНБК неориентируемого типа.

Для осуществления управляемого бурения всего бокового ствола скважины применяются КНБК с двигателем-отклонителем и телесистемой. Проводка прямолинейно-наклонных и горизонтальных интервалов профиля двигателем-отклонителем реализуется путем вращения бурильной колонны.

Так как нижняя часть КНБК искривлена, то при вращении ротором диаметр скважины несколько больше диаметра долота, что является положительным фактором при спуске и креплении хвостовика.

Для увеличения диаметра бокового ствола возможно применение бицентричных долот.

Бурение БС осущетсвляется в соответствии с его проектным профилем, который может быть плоским или пространственным.

Управление отклоняющей КНБК азимутальным направлением (обеспечение изменения азимута) осуществляется путем изменения угла установки двигателя-отклонителя относительно апсидальной плоскости траектории БС (вертикальная плоскость, проходящая через касательную к траектории бокового ствола в ее конечной точке).

Управление отклоняющей КНБК в ее зенитной плоскости (обеспечение изменения зенитного угла) осуществляется путем чередования режима «скольжения» (инструмент не вращается) и вращения бурильной колонны. Это позволяет обеспечить проектные параметры бокового ствола скважины и значительно уменьшает возможные отклонения от проектного профиля БС.

Забуривание бокового ствола из обсадной колонны в настоящее время происходит по трем схемам:

1. С помощи стационарного клинового отклонителя через щелевидное окно в обсадной колонне.

2. С помощью стационарного или съемного клинового отклонителя в интервале вырезанного участка обсадной колонны.

3. С помощью турбинных отклонителей в интервале вырезанного участка обсадной колонны.

Для забурки бокового ствола применяем клиновой отклонитель КОП- 135С фирмы ООО «Биттехника».

Таблица 20 - Типоразмеры клинового отклонителя

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип отклонителя | Максимальный наружный диаметр, мм | Длина отклонителя  (Без спускового клина), мм | Длина желоба или конической части, мм | Угол скоса, град |
| КОП-135С | 135 | 2240 | 3100 | 2,5 |

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

37

**Выбор рациональных схем компоновок нижней части бурильной колонны для бокового ствола скважины**

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

38

Для бурения бокового ствола скважины используются два типа компоновок низа бурильной колонны:

- отклоняющая КНБК (отклонитель). Обеспечивает искривление

ствола скважины в проектном азимуте с заданной интенсивностью;

- неориентируемые КНБК для реализации прямолинейного участка

бокового ствола скважины.

Применяемые КНБК должны удовлетворять следующим требованиям:

- обладать жесткостными характеристиками обеспечивающими

стабильность показателей назначения и управляемость в порцессе работы

КНБК;

- создавать минимальные силы трения при спуско-подъемных операциях;

- позволять производить контроль параметорв ствола скважины и

геофизические исследования в процессе бурения на минимальном

расстоянии от забоя.

Для проводки искривленного участка бокового ствола скважины

применяют отклонители. Отклонитель состоит из двух секций, соединенных между собой искривленным переводником с углом перекоса, величина которого определяется из условий получения требуемой интенсивности искривления ствола скважины и свободного прохождения отклонителя в эксплуатационной колонне и в искривленном стволе скважины.

Выбор отклоняющей компоновки производится исходя из совокупности требований и возможностей бурения по принятому профилю бокового ствола.

Выбирается максимальная длина каждой секции отклонителя, которые определяются по формулам:

 (24)

 (25)

где =, м. (26)

Проверка вписываемости, без остаточных деформаций, каждой секции отклонителя в искривленном по радиусу R ствола скважины производится исходя из условий:

 (27)

 (28)

Интенсивность искривления оси ствола скважины при заданных геометрических размерах отклонителя и угле перекоса искривленного переводника определяется по формуле:

, (29)

где - длина нижнего плеча (секции) отклонителя (от торца долота до середины

искривленного переводника), м;

- длина верхнего плеча (секции) отклонителя, м;

- угол наклона нижнего плеча отклонителя к оси скважины, град;

- угол перекоса искривленного переводника при заданной интенсивности и длинах секций отклонителя, град.

Угол наклона нижнего плеча отклонителя к оси скважины определяется по формуле:

(30)Угол перекоса искривленного переводника определяется по формуле:

 (31)

Компоновка низа бурильной колонны выбирается из условия обеспечения реализации проектного бокового ствола с учетом беспрепятственного прохождения ее в различных интервалах скважины.

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

39

Определим длину УБТ диаметром 89 мм, необходимую для создания нагрузки на долото. Нагрузка должна создаваться за счет 75% веса утяжеленной бурильной трубы, с учетом облегчения их при погружении в буровой раствор.

**8.2 проекТирование осевой нагрузки на долото.**

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

40

Осевая нагрузка на долото с учетом показателей механических свойств горной породы и конструктивных данных о площади контакта рабочих элементов долота с забоем определяется по формуле:

,; (32)

где- твердость породы;

- эмпирический коэффициент, учитывающий влияние забойных условий на изменение твердости (=0.3-1.59);

- площадь контакта зубьев долота с зубьем в, .

 (33)

где - диаметр долота, мм; - кэффициент перекрытия; - притупление зубьев долота, мм.

 (34)

Величину осевой нагрузки на долото определяем по формуле:

кН. (35)

Нагрузка на долото должна создаваться за счет 75% веса УБТ с учетом облегчения их при погружении в жидкость. Исходя из этого длинна УБТ составит

 (36)

где - коэффициент, учитывающий превышение веса УБТ под нагрузкой на долото1,25;

- осевая нагрузка на долото;

- плотность бурового раствора 1140 кг/;

- плотность металла 7850 кг/;

- удельный вес 1м УБТ =51,1 кг.

Определяем длину утяжеленной бурильной трубы.

1255 м. (37)

**8.3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ частоты вращения долота.**

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

41

Для расчета частоты вращения долота при турбинном способе бурения используют формулу:

, об/мин; (38)

где - средняя величина шага зубцов долота по венцам Б, В и периферийному венцу шарошки = 1,7 см;

- радиус шарошки 7,305 см;

- время контакта = 4,5 млс.

 об/мин

**8.4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАСХОДА БУРОВОГО РАСТВОРА**

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

42

Расчет промывочной жидкости (Q) должен удовлетворять следующему условию:

,

где - минимально необходимый расход промывочной жидкости для очистки забоя от шлама;

- технологическая величина производительности насосов;

 - удовлетворяющая технологическим требованиям процесса углубления скважины (/с или л/с).

В первую очередь определяем , обеспечивающий хорошую очистка забоя скважины от выбуренной породы, затем определяют технологически необходимый расход  .

Минимально необходимый расход определим по формуле:

, ; (39)

0,00726.

Уточняем полученное значение, используя следующую формулу:

,; (40)

где - коэффициент для данного горизонтального участка (интервала)

( м/с), м/с.

0,0081;

С учетом полученных значений предварительно принимаем = 8 л/с.

Величина определяется по формуле:

, (41)

где - максимальная величина давления на выкиде бурового насоса, МПа;

- перепад давления в промывочном узле долота, МПа;

- давление, необходимое для очистки забоя от выбуренной породы, МПа;

- гидроимпульсное давление (МПа), принимается равным 2;

- плотность промывочной жидкости внутри бурильного инструмента и в заколонном пространстве, /;

- коэффициенты гидросопротивлений, зависящие от глубины скважины, ;

- длины секций бурильной колонны с разными диаметрами и толщинами стенок труб, м;

**Расчет максимальной величины давлений на выкиде буровых насосов.**

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

43

Максимальная величина давлений на выкиде бурового насоса  определяется при выполнении следующих условий: чтобы к турбобуру или к ГЗД подводилась максимально возможная часть гидравлической мощности бурового насоса  при технологически необходимых затратах мощностей на преодоление гидросопротивлений в гидравлическом тракте скважины.

Рассчитываем  по формуле:

, (42)

где - максимальная нагрузка на долото, Н;

- вес вращающихся элементов турбобура (забойного двигателя), Н.

Н, (43)

где - вес турбобура, Н;

- коэффициент, учитывающий архимедову силу;

 (44)

где - плотность промывочной жидкости, ;

- плотность материала,;

- осевая нагрузка на опору двигателя, Н;

м3; кН;

Чтобы полней использовать момент вращения двигателя необходимо осевую опору загрузить осевым усилием не менее чем в 45 кН, т.е. кН, тогда



 МПа.

- коэффициент гидросопротивлении, не зависящих от глубины скважины (от длины бурильной колонны), , рассчитываемый по формуле:

, (45)

где - учитывает сопротивления в манифольде и стояке =1,008;

- учитывает сопротивления в буровом шланге =0,39;

- учитывает сопротивления в вертлюге =0,29;

- учитывает сопротивления в ведущей трубе =0,57.

2,26.

Перепад давления в промывочном узле долота определим по формуле:

, (46)



5,3 МПа.

Определим коэффициенты:

, (47)

2,4; (48)

;



; .

Определим технологически необходимый расход:

 л/с.

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

44

**9. ЗАКАНЧИВАНИЕ БОКОВОГО СТВОЛА**

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

45

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Разраб.

Провер.

Реценз.

Н. Контр.

Утверд.

**заканчивание бокового ствола**

Лит.

Листов

Вариант заканчивания скважин в боковом стволе выбирается в зависимости от следующих условий:

- назначения скважины;

- устойчивость от разрушения пород, слагающих продуктивный пласт;

- наличие расстояния до газонефтяного контакта (ГНК) или водонефтяного контакта (ВНК).

С учетом этого выбираются три основных варианта крепления продуктивного пласта:

- крепление хвостовика без цементирования (рис. 4а);

- крепление хвостовика с манжетным цементированием (рис. 4б);

- крепление хвостовика с прямым цементированием по всей длине (рис. 4в).

а) б) в)

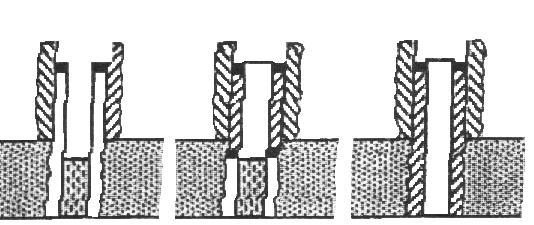


Рис. 4 - Основные варианты установки и крепления хвостовиков: а – крепление хвостовика без цементирования; б – крепление хвостовика с манжетным цементированием; в – крепление хвостовика с прямым цементированием по всей длине

Для рассматриваемой скважины № 1016 Рогожниковского месторождения выбираем крепление хвостовика с манжетным цементированием.

**Крепление хвостовика с манжетным цементированием**

Отечественный и зарубежный опыт в области строительства боковых стволов скважин, особенно с горизонтальным окончанием ствола, показывает, что во время этих работ возникают сложности не только при зарезке окна из обсадной колонны и проводке второго бокового ствола, но и при его креплении. Как правило, крепление боковых стволов скважин осуществляется путем спуска и цементирования хвостовика. Особое значение при этом приобретает надежное разобщение пластов при цементировании скважины, так как от успешного решения задачи зависят сохранение коллекторских свойств пласта, длительность безводной эксплуатации объектов, повышение суммарной добычи нефти. Отмеченное особенно важно для сложнопостроенных нефтяных месторождений, где выше и ниже продуктивного пласта расположены водоносные горизонты при минимальной толщине непроницаемых глинистых перемычек, отделяющих нефть от воды. Плохое разобщение пластов в таких скважинах приводит к обводнению добываемой продукции уже на стадии их освоения.

Перед спуском «хвостовика» производится проработка открытого ствола, а затем скважина промывается в течение одного цикла. В конце промывки параметры бурового раствора должны соответствовать проектным.

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

46

В зависимости от способа крепления боковых стволов различают следующие уровни сложности заканчивания скважин:

1. Скважина с открытым боковым стволом;

2. Боковой ствол обсажен хвостовиком не закрепленным в обсадной колонне;

3. Хвостовик бокового ствола подвешен в эксплуатационной колонне;

4. Боковой стол обсажен и зацементирован, работает основной

ствол и нет гидравлической изоляции окна.

5. Боковой ствол обсажен и зацементирован и имеется гидравлическая

изоляция окна за счет внутрискважинного оборудования.

6. Обсажены и зацементированы и имеется гидравлическая

изоляция за счет обсадной колонны.

Наиболее распространенным вариантом заканчивания скважины является схема, при которой в скважину спускается хвостовик с пакерующим элементом и фильтрами в интервале эксплуатационного забоя. Пакерующий элемент устанавливается над кровлей продуктивного пласта, обеспечивая возможность крепления хвостовика и изоляции вышележащих горизонтов, а также сохранность ПЗП. В качестве фильтров могут использоваться перфорированные трубы с просверленными или щелевыми отверстиями.

Фильтры центруются с помощью жестких центраторов. Расстановка фильтров рассчитывается исходя из коллекторских свойств пласта и обеспечения необходимой пропускной способности гидродинамических

каналов.

Выше пакерующего элемента с целью обеспечения качества крепления колонны, устанавливают турбулизаторы. После спуска, подвески и крепления хвостовика производится разбуривание пробки муфты манжетного цементирования с применением малогабаритных объемных двигателей.

Лист

47

После ожидания затвердевания цемента производится промывка забоя скважины и при необходимости замена жидкости в скважине.

Осуществляется необходимый комплекс ГИС.

**9.1 РАСЧЕТ КОЛОННЫ-ХВОСТОВИКА**

**Определение удлинения колонны-хвостовика**

Определяем удлинение колонны-хвостовика диаметром 114 мм в результате растяжения под действием собственного веса. Вес хвостовика определяем по формуле:

; (49)

где -масса 1 м хвостовика, 19,6 кг;

-длина колонны-хвостовика, спущенного в ствол, 761 м;

S - толщина стенки хвостовика, 7,4 мм;

-масса муфты, 5,6 кг.

590,81 Кн

Лист

48

Определяем площадь сечения трубы:

0,0025 м2; (50)

Удлинение хвостовика определяется по формуле:

0,856 м. (51)

**9.2 ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ.**

**СПУСК КОЛОННЫ-ХВОСТОВИКА.**

При креплении хвостовика осуществляется следующая последовательность технологических операций:

* спускается хвостовик со всей необходимой технологической оснасткой;
* при обнаружении посадки проводится промывка колонны, в случае непрохождения хвостовика производят его подъем, а БС прорабатывают;
* при спуске хвостовика в БС запрещается его вращение;
* при подходе хвостовика к забою давление при промывке не должно превышать давление срабатывания пакера и разъединителя;
* перекрытие внутреннего канала хвостовика с помощью дроссельно-запорного клапана или цементировочной пробки;
* повышение внутреннего избыточного давления и последовательное приведение в действие узлов якоря, пакера и автоматического разъединителя хвостовика от транспортировочной колонны;
* отсоединение транспортировочной колонны от хвостовика;
* промывка и подъем транспортировочной колонны.

Пакерующий элемент устанавливается в начале горизонтального участка, обеспечивая возможность крепления «хвостовика» и изоляции вышележащих проницаемых горизонтов, включая водогазоносные пласты, а также сохранность эксплуатационного объекта от воздействия цементного раствора.

Фильтровая часть «хвостовика» может быть представлена фильтрами типа ФГС или комплексом регулируемого разобщения пластов (многопакерной системы) и другими элементами управляемой конструкции эксплуатационного горизонтального забоя, разработанные ВНИИБТ.

Фильтр предназначен для предотвращения выноса на поверхность песка и других механических примесей при эксплуатации водозаборных и нефтяных скважин.

Таблица 21 – Применяемый скважинный фильтр

|  |  |
| --- | --- |
| Типоразмеры | ФШС-168 |
| Диаметр D, мм | 168 |
| Длина L, мм | 9800 |
| Масса, кг | 445 |

Фильтр скважинный предназначается для предотвращения разрушения призабойной зоны пласта и выноса песка или других твердых частиц на поверхность при эксплуатации скважин газовых и нефтяных месторождений, газовых хранилищ, водозаборных скважин.

При спуске обсадной колонны с фильтром в заданный интервал скважины в колонну спускают НКТ со специальным инструментом. При взаимодействии НКТ с упорными элементами происходит последовательный срез винта, перемещение втулки в кольцевой камере и открытие циркуляционных отверстий корпуса. При этом через щелевые циркуляционные отверстия происходит сообщение заколонного пространства с внутриколонным. Суммарная площадь щелевых циркуляционных

отверстий корпуса больше площади поперечного сечения обсадной колонны. В случае необходимости конструкцией фильтра предусмотрено его отключение (например, значительное обводнение продукции) путем возврата втулки в исходное положение специальным инструментом, спускаемым на НКТ.

Расстановка фильтров в горизонтальном участке рассчитывается исходя из коллекторских свойств эксплуатационного объекта и обеспечения необходимой пропускной способности гидродинамических каналов, в соответствии с потенциальной продуктивностью пласта.

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

49

Фильтрующие элементы «хвостовика» центрируются жесткими центраторами соответствующего размера. В интервале пакерующего элемента с целью обеспечения качества крепления колонны устанавливаются центраторы турбулизирующего типа. Фильтровая часть оборудуется специальными заглушками, обеспечивающими герметичность фильтровой части и возможность осуществления технологических промывок во время спуска «хвостовика».

В интервал продуктивного пласта помещаются специальные перфорационные среды, обеспечивающие предотвращение загрязнения эксплуатационного горизонтального забоя в процессе заканчивания скважин. Перфорационная среда

заканчивается в интервале продуктивного пласта в процессе цементирования «хвостовика».

После спуска, подвески и крепления «хвостовика» производится разбуривание пробки муфты манжетного цементирования и сбитие заглушек с применением двигателей, установки«гибкая труба» или комбинированной компоновки бурильных труб.

Минимально допустимая разность диаметров муфт обсадных труб и скважины с учетом кавернозности ствола должна быть не менее 15 мм.

Таблица 22 - Соотношение диаметров колонн, долот, хвостовика

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Диаметр  эксплуатационной  колонны, мм | Диаметр  долота, мм | Диаметр обсадных  труб для крепления  бокового ствола, мм | Диаметр муфт, мм |
| 168,0 | 143,9 | 114,0 | 133,0 |

**9.3 цементирование колонны-хвостовика**

Произведем расчет необходимого количества цементного раствора и его

составляющих для цементирования хвостовика.

1. Интервал цементирования :



2. Объем цементного раствора для цементирования хвостовика:

 (52)

6,07;

где 1,05 - коэффициент потерь;

- длина цементируемого участка хвостовика,

 - диаметр пробуренной скважины, 150,6 мм;

- наружный диаметр хвостовика, 114 мм.

3. Количество сухого цемента, необходимого для приготовления цементного раствора:

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

50

7,405 т =7405 кг; (53)

где - количество сухого цемента, необходимого для приготовления 1 цементного раствора:

1,22 т/; (54)

где - плотность сухого цемента, 3,15 т/;

- плотность воды затворения, 1 т/.

4. Объем воды, требуемый для затворения определяется по формуле:

3,88 (55)

где - водоцементное отношение, 0,5;

5. Объем продавочной жидкости определяется по формуле:

21,48 (56)

где - внутренний диаметр хвостовика =99,2 мм;

- глубина кровли цементного моста = 2781 м.

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

51

6. Общее время цементирования хвостовика определяется по формуле:

; (57)

где - время закачивания цементного раствора;

- время продавки цементного раствора;

- время отвинчивания БТ от хвостовика = 5 мин;

- время, необходимое для вымывания излишка тампонажного раствора.

3,75 мин. (58)

где - подача одного цементного агрегата (ЦА), 13,5 л/с.

Определим количество цементных агрегатов:

2; (59)

где - общая подача цементных агрегатов:

12,3 л/с; (60)

где - рекомендуемая максимальная скорость тампонажного раствора, 2 м/с.

13,26 мин; (61)

0,075 мин. (62)

где - внутренний диаметр колонны-хвостовика, = 99,2 мм;

- наружный диаметр БТ, = 89 мм;

- длина БТ, 1347 м.

3,75+13,26+5+0,075 = 22,76 мин.

В результате проведенных расчетов принимаем решение закачать в скважину

6,07  цементного раствора и продавить его продавочной жидкостью в объеме

21,35. Общее время цементирования составит 22,76 минут.

**10 ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН С БОКОВЫМИ СТВОЛАМИ**

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

52

Под освоением понимают комплекс работ по вызову притока нефти или газа, продукции пласта, очистки приствольной зоны от загрязнения и обеспечения условий для получения возможного наибольшего дебита скважины. Все способы освоения скважин основаны на создании депрессии на пласт. Условие притока жидкости к забою скважины .

Существует шесть способов вызова притока из продуктивного пласта:

1. Снижение гидростатического давления за счет уменьшения плотности промывочной жидкости, путем перехода с более тяжелой промывочной жидкости на более меньшую плотность (глинистый раствор), замена на раствор с малым содержанием твердой фазы (полимер глинистого раствора),на полимер эмульсия первого рода масло в воде, этот способ применяется при высоких пластовых давлениях, когда скважину планируют эксплуатировать фонтанным способом.

2. Компрессорный способ, когда плотность промывочной жидкости уменьшается за счет ее аэрации воздухом, при этом спускаются НКТ и компрессор закачивает воздух или азот.

3. Способ снижения уровня жидкости в колонне путем ее откачки погружными центробежными насосами. В этом случае на колонне НКТ спускается погружной центробежный насос под расчетный уровень. Применяется при нормальных и низких пластовых давлениях.

4. Свабирование – снижение уровня жидкости в колонне за счет использования сваба, (поршень, клапан, полый шток). Испльзуется при низких пластовых давлениях.

5. Закачка аэрированной жидкости.

6. Закачка пенных систем.

После проведения работ по креплению бокового ствола и его вторичного вскрытия при необходимости перфорацией для вызова притока нефти или газа необходимо создать определенную депрессию на пласт путем:

- замены жидкости глушения на жидкость с меньшей плотностью;

- снижения уровня жидкости в эксплуатационной колонне поршневанием (свабированием);

- очистки призабойной зоны, вызова притока и исследования скважины с применением струйных насосов (установка УПОС-СА-1);

- замены жидкости глушения выше интервала перфорации на техническую воду, нефть с последующим вызовом притока азотной установкой ПАХК-9/160;

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

53

- замены жидкости глушения на техническую воду и вызова притока пенной системой с применением бустерной установки УНБ1-160х40БК или эжектора ЭЖГ-1 в сочетании с компрессорами СД 9/101 или ПКС 7/100 и цементировочным агрегатом 3ЦА-320М.

Выбор способа и параметров освоения скважин предопределяется в первую очередь условиями вскрытия пласта бурением, качеством и условиями цементирования, перфорации, технологическим режимом глушения скважины, гидродинамической характеристикой и условиями залегания продуктивного пласта, назначением скважины (добывающая или нагнетательная), способом и стадией разработки месторождения.

Рассматриваемую скважину осваиваем заменой скважинной жидкости на облегченную промывочную жидкость(глинистый раствор).

Колонну НКТ спускают почти до забоя, если продуктивный пласт сложен хорошо устойчивой породой, или примерно до верхних отверстий перфорации, если порода недостаточно устойчива. Замену жидкости обычно ведут способом обратной циркуляции: передвижным поршневым насосом в межтрубное пространство закачивают жидкость, плотность которой меньше плотности промывочной жидкости в эксплуатационной колонне. По мере того, как более легкая жидкость заполняет межтрубное пространство и вытесняет более тяжелую жидкость в НКТ, давление в насосе возрастает. Оно достигает максимума в тот момент, когда легкая жидкость подходит к башмаку НКТ (рис. 6).

, (63)

где  и  - плотности тяжелой и облегченной жидкостей, кг/м3;  - глубина спуска колонны НКТ, м;  и  - гидравлические потери в колонне НКТ и в межтрубном пространстве, Па.

Это давление не должно превышать давления опрессовки эксплуатационной колонны

. (64)

Путем совместного решения уравнений (117) и (118) можно найти предельно допустимое снижение плотности жидкости в колонне () за один цикл циркуляции в случае, если продуктивный пласт сложен устойчивой породой. Если же порода слабоустойчива, величину снижения плотности за один цикл циркуляции уменьшают еще более, порою до =150 - 200 кг/м3. При планировании работ по вызову притока следует учитывать это и заблаговременно готовить емкости с запасом жидкостей соответствующих плотностей, а также оборудование для регулирования плотности

Лист

54

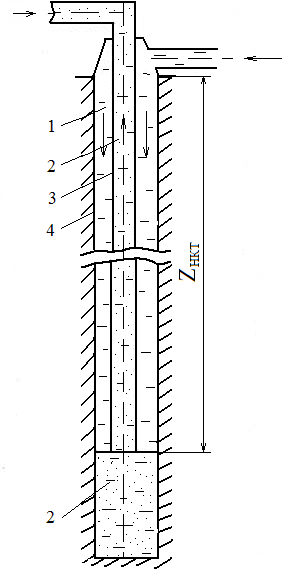


Рис. 6 - Схема расчета наибольшего давления в межтрубном пространстве у устья при замене тяжелой жидкости на более легкую: 1 – закачиваемая облегченная жидкость; 2 – тяжелая промывочная жидкость; 3 – НКТ; 4 – эксплуатационная обсадная колонна

При закачивании более легкой жидкости следят за состоянием скважины по показаниям манометров и по соотношению расходов закачиваемой в межтрубное пространство и вытекающей из НКТ жидкостей. Если расход выходящей жидкости увеличивается, это признак начавшегося притока из пласта. В случае быстрого увеличения расхода на выходе из НКТ и падения давления в межтрубном пространстве выходящий поток направляют через линию со штуцером.

Если замены тяжелой промывочной жидкости на чистую воду или дегазированную нефть недостаточно для получения устойчивого притока из пласта, прибегают к другим способам увеличения депрессии или стимулирующего воздействия.

**11 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПЕРСОНАЛА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ БОКОВОГО СТВОЛА**

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

55

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Разраб.

Провер.

Реценз.

Н. Контр.

Утверд.

**ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ**

Лит.

Листов

Целесообразность и возможность использования бездействующего фонда скважин, а также ранее ликвидированных скважин путем их реконструкции устанавливается компетентной комиссией, создаваемой недропользователем в установленном порядке.

Основанием для принятия решения являются результаты предварительного исследования состояния скважины и оценки надежности используемой части ее крепи в процессе дальнейшей эксплуатации.

Окончательное решение о реконструкции скважины принимается пользователем недр после согласования с территориальным органом Госгортехнадзора России.

Перед началом работ по зарезке нового ствола, а при необходимости и исследовательских работ, устье скважины должно быть оборудовано противовыбросовым оборудованием. Устье скважины вместе с ПВО должно быть опрессовано на давление, превышающее на 10% максимально возможное пластовое давление во вскрытом стратиграфическом разрезе.

Расконсервация, ремонтно-восстановительные работы и проходка новых стволов в законсервированных и ликвидированных скважинах производится в соответствии с документацией, разработанной, согласованной и утвержденной в порядке, установленном законодательством.

Выбор оборудования, уровень его комплектации техническими средствами, оснащенность КИП устанавливается проектом применительно к характеру и видам планируемых ремонтно-восстановительных работ и операций, с учетом обеспечения безопасности в процессе проходки нового ствола.

К работам по восстановлению бездействующего и ликвидированного фонда скважин допускаются рабочие и специалисты, имеющие соответствующую подготовку и прошедшие инструктаж по безопасному ведению специфических работ.

Оборудование и инструмент, применяемые при бурении БГС, должны иметь технические паспорта. На объекте должен постоянно находиться комплект инструкций по эксплуатации всего оборудования, механизмов и инструмента.

Эксплуатация оборудования с нарушением инструкций запрещается. Эксплуатация оборудования и инструмента должна осуществляться в

пределах допустимого ресурса (срока службы, установленного изготовителем).

Применение оборудования, несоответствующего по классу климатическим условиям, не допускается.

На объекте должен быть план ликвидации возможных аварий с определением обязанностей каждого члена бригады.

Уровень опасных и вредных производственных факторов при бурении, креплении и освоении БГС не должен превышать допустимых значений, устанавливаемых действующими стандартами, санитарными нормами проектирования промышленных предприятий, а также гигиеническими нормами Минздрава Российской Федерации.

Типовые схемы обвязки устьевого оборудования и коммуникаций для каждого месторождения разрабатываются по согласованию с Госгортехнадзором и противофонтанной службой и утверждаются организацией, ведущей разработку месторождения.

Перед началом работ по забуриванию нового ствола все перетоки в затрубном пространстве, выявленные в ходе исследования скважины, должны быть ликвидированы.

Перед зарезкой нового ствола в обсадной колонне должен быть установлен цементный мост, наличие моста проверяется разгрузкой бурильного инструмента с усилием, не превышающим предельно допустимой нагрузки на цементный камень. Кроме того, цементный мост испытывается методом гидравлической опрессовки совместно с обсадной колонной и установленным на ней противовыбросовым оборудованием на давление, превышающее на 10% давление при возникновении газонефтеводопроявлений или при эксплуатации.

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

56

Вырезка "окон" в обсадных колоннах должна производиться специальными техническими средствами (вырезающие устройства, уипстоки и т.п.), разработанными, изготовленными и испытанными в соответствии с "Положением о рассмотрении документации на технические устройства для нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производств, объектов геологоразведочных работ и магистральных газо-, нефте- и продуктопроводов, проведении приемочных испытаний технических устройств и выдаче разрешений на их применение".

Пространственное положение нового ствола должно исключить возможность вредного влияния на другие скважины месторождения (действующие, законсервированные, ликвидированные), расположенные вблизи проектной траектории нового ствола скважины.

Зарезка и проводка новых стволов в обсаженных скважинах на месторождениях с высоким содержанием в продукции сероводорода должна осуществляться с учетом положений, соответствующих нормативным документам и требованиям настоящих Правил.

Приемка в эксплуатацию реконструированной скважины производится

в порядке, установленном для приемки вновь построенных скважин.

При бурении БГС в области охраны окружающей среды главным требованием является минимальное воздействие на почвенный покров, водоемы различного назначения, растительность и животный мир путем реализации экологически малоопасных и малоотходных технологий бурения скважин.

Источниками загрязнения объектов гидро и литосферы (поверхностных и подпочвенных вод, почвогрунтов, почвенно-растительного покрова, болот и т.п.) при бурении скважин являются:

- рабочая площадка (буровой раствор, техническая вода);

- насосная группа (буровой раствор, техническая вода, ГСМ);

- циркуляционная система и блок очистки буровых растворов (буровой раствор, буровой шлам, техническая вода);

- узел приготовления бурового раствора (буровой раствор, техническая вода, химические реагенты);

- склад хранения химических реагентов и материалов;

- цементировочная техника (агрегаты, смесительные машины);

- техника для освоения скважин;

- буровые сточные воды (БСВ), образующиеся при работе механизмов и устройств;

- химические реагенты и материалы для приготовления и обработки буровых и тампонажных растворов;

- пластовые минерализованные воды и продукты освоения скважины;

- горючесмазочные материалы (ГСМ);

- продукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания и котельной;

- загрязненные ливневые сточные воды;

- хозяйственно-бытовые жидкие и твердые отходы.

Опасность для окружающей среды представляют водонефтегазопроявления, особенно при аварийных ситуациях, т.е. выбросах нефти и газа. В связи с этим обязательно предусмотреть установку противовыбросового оборудования (превенторов).

При бурении должна использоваться замкнутая циркуляционная система, исключающая потери и разлив бурового раствора, обслуживание механизмов которой должно проводиться ежесменно.

Для приготовления и обработки бурового раствора используются нетоксичные или малотоксичные экологически малоопасные химические реагенты и материалы отечественного или импортного производства.

С целью уменьшения объема отходов бурения предусмотреть возможность повторного использования бурового раствора для бурения новой скважины (БГС).

**80с.ЗС.КП.092.10.ПЗ**

Лист

57

Для утилизации отходов рекомендуется применять технологию безамбарного строительства скважин с использованием для очистки буровых

растворов технических средств отечественного или импортного производства: высокоскоростных вибросит и центрифуг. При утилизации шламовых отходов возможны различные варианты. В первом случае очистку и переработку шламовых отходов предлагается осуществлять с использованием оборудования фирмы “ R&B Industrial supply compani”, США. При этом обеспечиваются полные утилизация и переработка отходов бурения. Следующий, менее предпочтительный, вариант заключается в вывозе отходов в специально отведенное место, согласованное с местными контролирующими органами, для последующего захоронения. По согласованию с территориальными контролирующими органами допускается захоронение экологически безопасных отходов в теле кустовой площадки. Осветленная жидкая фаза может быть закачана в нефтесборные сети.

Приготовление и обработку бурового раствора химическими реагентами следует производить в специальном блоке, исключающем попадание компонентов бурового раствора в почву и водные объекты.

Применение токсичных материалов в процессе цементирования является недопустимым.

Лист

58

Все работы по цементированию осуществляются с установкой техники на специальной площадке у устья скважины. Не допускаются разливы жидких отходов цементирования, в том числе загрязненной воды от промывки нагнетательных трубопроводов и техники после цементирования, на буровую площадку.

Не допускать сифона из бурильных труб и осуществлять контроль за доливом бурового раствора при подъеме бурильного инструмента.

Для снижения степени загрязнения наружная поверхность поднимаемых из скважины бурильных труб должна очищаться от бурового раствора специальными обтираторами.

В процессе освоения обеспечить герметичность всех коммуникаций. При обнаружении пропусков принять все меры к устранению. Производить освоение скважины непосредственно в нефтесборные сети или специальные емкости. Хранение солевых растворов осуществлять в специальной емкости.

Доставка ГСМ и вывоз их остатков после окончания бурения должны осуществлятся спецтранспортом или в герметичных емкостях. Учет прихода и расхода ГСМ, а также отработанных масел необходимо вести в отдельном журнале. Не допускать замазученности кустовой площадки. В случае аварийных разливов ГСМ на почву, с целью задержания распространения, использовать материалы – сорбенты (торф, древесные стружки, опилки, песок).

**Заключение**

На основе проведённых иследованний технико — экономических показателей предприятия «Газпром добыча Надым» с учётом охраны труда этого предприятия можно сделать вывод о целесообразности проведения зарезки бокового ствола для интенсификации притока флюида и увеличения дебита рассматриваемой скважины.

Разбуривание нефтяных месторождений горизонтальными скважинами является эффективным методом формирования оптимальной системы разработки и восстановления продуктивности месторождений на поздней стадии эксплуатации. Вскрытие продуктивной толщи горизонтальным стволом увеличивает площадь фильтрации, исключает возможность поступления воды в процессе эксплуатации, что особенно эффективно для низкопроницаемых коллекторов и с вертикальной трещиноватостью. Дебит горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными увеличивается в 2-4 раза на нефтяных скважинах.

Лист

59

**12 Список использованной литературы**

1. В.М. Шенбергер, Г.П. Зозуля,М.Г. Гейхман,И.С. Матиешин,

А.В. Кустышев, «Техника и технология строительства боковых стволов

в нефтяных и газовых скважинах», Тюмень: ТюмГНГУ, 2006. - 574 с.

1. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. М.: Госгортехнадзор РФ, 2003.-178 с.
2. Басарыгин Ю.М. «Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин». Учеб. для ВУЗов / Ю.М
3. Зозуля Г.П., Шенбергер В.М., Карнаухов М.Л. и др. «Расчеты при капитальном ремонте скважин». Учеб. пособие для ВУЗов. Тюмень: ТюмГНГ'У, 2003, - 188 с.
4. Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин” А.Д.Амиров,

С.Т.Овнатанов, А.С.Яшин – Москва “Недра”, 1975 г.

1. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. «Строительство наклонных и горизонтальных скважин». – М.: Недра, 2000.
2. Калинин А.Г., Никитин Б.А.,Солодкий К.М., Султанов Б.З. «Бурение наклонных и горизонтальных скважин» - М.: «Недра», 1997, 649 с.
3. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Проселков Ю.М. «Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин»: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2001. – 543 с.: ил.
4. Сароян А.Е., Щербюк Н.Д., Якубовский Н.В. «Трубы нефтяного сортамента» Справочное руководство. Изд.2., перераб. и доп. – М.: «Недра», 1976. 504 с.
5. Сулейманов А.Б., Карапетов К.А., Яшин А.С. «Практические расчеты при текущем и капитальном ремонте скважин». М.: Недра, 1984 г.
6. РД 5753490-0022-2000 «Технологический регламент на бурение из обводненных и бездействующих эксплуатационных скважин боковых стволов с горизонтальным участком».