**АННОТАЦИЯ**

Дипломная работа содержит \_\_ таблиц, литературных источников – 11 и графических приложений – 4.

Дипломной работой предусмотрен проект бурения и крепления эксплуатационной скважины на Песчаной площади Краснодарского края.

Дипломная работа составлена согласно требованиям методических указаний и включает три части.

Первая общая часть содержит сведенья о районе буровых работ, геологическом строение Песчаной площади и характеристики продуктивных горизонтов.

Во второй проектной части решаются вопросы сооружения скважины: проектирование конструкции скважины, выбор оборудования буровой установки, породоразрушающего инструмента, технологии бурения и цементирования.

В третьей части дается описание возможных аварий и осложнений при бурении, их предупреждение. Тщательно освещены вопросы охраны недр и окружающей среды при строительстве скважины.

**ВВЕДЕНИЕ**

Настоящая дипломная работа предусматривает проведение работ по бурению и креплению эксплуатационной скважины на газ глубиной 3160 м на Песчаной площади.

Важной задачей работы является рассмотрение высокоэффективной и безопасной технологии крепления скважины.

Углеводородное сырье является одним из основных источников благосостояния России. Поэтому поиски, разведка и разработка перспективных месторождений являются одной из важнейших задач для экономики государства.

Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений продолжается в течении многих десятилетий, поэтому многие из известных крупных залежей значительно истощены. Имея развитую нефтедобывающую и нефтеперерабатывающую инфраструктуру регион крайне заинтересован в восполнении топливно-энергетических ресурсов. Особенно ценными являются запасы качественного углеводородного сырья в пределах известных и эксплуатируемых месторождений. Так как их вовлечение в эксплуатацию не требует дополнительных затрат на развитие новых инфраструктур, как это происходит в отдельных регионах.

1. **Общая часть**

**1.1 Общие сведения о районе буровых работ**

Площадь проектируемых работ расположена на территории Краснодарского края Славянского района, в 100 км от г.Краснодара.

Рельеф местности представляет собой низменность с многочисленными старицами, заболоченными участками, мелкими островами. Максимальные абсолютные отметки 0 – 1 м. Сейсмичность района до 5 баллов по шкале Рихтера.

В качестве источников питьевой и технической воды могут служить: Лиман Мечетный в 3 км. К востоку, Лиман Восточный в 0,5 км. к западу, ерик Терноватый в 6 км. к северо-востоку, Варавенский канал в 16 км. к северо-востоку. Имеется артезианская скважина глубиной 300 м.

Среднегодовая температура в Славянском районе +150С, среднеянварская – 50С, среднеиюльская +260С, минимальная – 300С, максимальная +420С. Среднегодовое количество осадков 600 мм, максимальное количество выпадает в осеннее-весенний период. Преобладающие направление ветра восточное, северо-восточной до 20 м/с.

Отопительный сезон 6 месяцев с 15.10 – 15.04.

На территории проектируемых работ имеются заповедники, рыбопитомники. Ближайшие населенные пункты ст.Черноерковская, в 3 км. к Юго-востоку, хут.Верхний – в 3 км к северу. Этнический состав населения в основном русские. Ведущими отраслями народного хозяйства являются: растениеводство, животноводство, птицеводство и рыболовство.

В 136 км к Юго-востоку, в п.Яблоновский ив 125 км к северо-востоку, в ст.Каневской имеются материально-технические базы. В 2 км к Юго-западу имеется газопровод диаметром 219 мм.

Основной вид связи – радиотелефон.

Пути сообщения: ж/д трасса Москва – Ростов-на-Дону – Краснодар – Новороссийск, в 35 км к Юго-востоку и автобус Краснодар – Славянск-на-Кубани – Петровская – Черноерковская в 3 км к Юго-востоку.

На данной территории ведутся работы по добыче ракушечника, песка, глины.

**1.2 Геологическое строение участка буровых работ**

Таким образом, основные перспективы на Песчаной площади связываются с предполагаемыми залежами, которые приурочены к сложнопостроенным ловушкам в VII и VIII пачках. Благоприятные структурные условия не исключают возможности существования ловушек и в других пачках, в случае развития в них гранулярных коллекторов.

Песчаная площадь входит в состав Азово-Кубанского нефтегазоносного бассейна. В пределах северного борта ЗКП, к которому в тектоническом плане относится площадь проведения работ, продуктивным является миоценовый нефтегазоносный комплекс.

По данным бурения и ГИС в разрезе чокрака выделено одиннадцать пачек, обладающих различными залежами, которые приурочены к сложнопостроенным ловушкам в VII и VIII пачках. Благоприятные структурные условия не исключают возможности существования ловушек и в других пачках, в случае развития в них гранулярных коллекторов.

В целом, анализ результатов поисково-разведочных работ в чокракских отложениях западной части северного борта ЗКП позволяет сделать следующие выводы:

1. Чокракские отложения рассматриваемого района характеризуется резкой гидравлической дифференцированностью резервуаров, что находит отражение в региональном развитии АВПД с широким диапазоном коэффициентов аномальности (от 1,37 до 2,08).
2. Продуктивность чокракских отложений не коррелируется со степенью гидродинамической напряженности вмещающих резервуаров.
3. УВ залежи приурочены сложнопостроенным комбинированным ловушкам, с элементами тектонического и литологического экранирования.
4. Экранирующие разрывные нарушения, обособляющие тектонические блоки на северном борту ЗКП, как правило, прослеживаются от среднего сармата до Майкопа. Сопоставление толщин, осложненных дизъюнктивными дислокациями отложений по смежным блокам показывает, что часть разломов имеет кон-, а часть постседиментационный характер.
5. Линзовидный замкнутый характер чокракских коллекторов позволяют исключить механизм формирования УВ залежей за счет латеральной миграции на региональном уровне.
6. Распределение пластовых давлений по разрезу чокракских отложений не имеет выраженной закономерности увеличения с глубиной, в ряде случаев наблюдается флюидодинамическая инверсия разреза (площади Морозовская, Южно-Морозовская, Варавенская и др.).
7. Строгой математической зависимости между пластовой температурой и глубиной залегания по разрезу чокракских отложений на локальном уровне не прослеживается, что обусловлено резкой литолого-фациальной изменчивостью пород, обладающих различными теплофизическими свойствами.

**1.2.1 Стратиграфия**

По данным сейсмических исследований, а также результатам бурения на соседних площадях, в районе проектируемых работ наиболее выдержаны VII и VIII пачки, с которыми связываются основные перспективы нефтегазоносности чокракских отложений на площади Песчаной. Учитывая сложности, имеющиеся при определении фазового состояния выявленных залежей и невозможность его достоверного прогноза на Перспективных Площадях, тип залежи VII пачки на площади Песчаной, по аналогии с залежью, вскрытой скв.№20 Приблежной, принимается газоконденсатным, а в VIII пачке (по аналогии с залежью СКВ.№1 Восточно-Прибрежной) – нефтяным:

К настоящему времени на лицензионном участке ООО "Кубаньгазпром", коллектора VII пачки вскрыты на Прибрежной (скв. № 1, 3, 4, 12, 13, 14, 15, 25 Бис), Северо-Прибрежной (скв. №№1, 21), Восточно-Прибрежной (скв. №№ 1, 2) площадях.

Коллектора VIII пачки на землях ООО "Кубаньгазпром" вскрыты на Прибрежной (скв. №№ 3, 14, 15, 25 Бис), Восточно-Прибрежной (скв. №№ 1, 20) и Черноерковской (скв. №№ 1, 2) площадях, а на участке ООО "Роснефть-Краснодарнефтегаз" - на Восточно-Черноерковской, Западно-Мечеттской, Морозовской, Западно-Морозовской и Южно-морозовской площадях. С отложениями VIII пачки связана нефтяная залежь, вскрытая скв. №1 Восточно-Прибрежной. На штуцере 5 мм дебит нефти составил 205 м3/сут, а газа – 50,6 тыс. м3/сут. Пластовое давление, замеренное на глубине 3258 м составило 606,0 кгс/см2 (КАН=1,98) Пластовая температура 1310С.

Таким образом, доказанная продуктивность VII и VIII пачек чокракских отложений на соседних площадях, территориальная близость к выявленным месторождениям, а также сходство термобарических и геологических условий позволяют с достаточной степень достоверности прогнозировать наличие УВ залежей на Песчаной площади в VI и VIII пачках. Кроме того, при развитии коллекторов и благоприятных структурных условиях не исключена возможность наличия УВ залежей в других пачках чокракских отложений.

**1.2.2 Тектоника**

В тектоническом плане Песчаная площадь расположена в зоне сочленения северного борта и погруженной части ЗКП, который является восточной, сухопутной частью Индоло-Кубанского прогиба. На юге ЗКП через Ахтырскую шовную зону сочленяется с мегантиклинорием Большого Кавказа, а на севере полого переходит в Тимашевскую ступень (Рис………).

Осадочный чехол в пределах северного борта ЗКП представлен породами от антропогенового до юрского возраста включительно, общая толщина которого изменяется от 4,5 – 5 км на севере до 10-12 км в осевой части прогиба.

Майкопские и нижележащие отложения в рассматриваемом районе бурением не изучены. Подстилающие осадочный чехол породы, по аналогии с более северной зоной, по-видимому, представлены дислоцированными породами триаса, слагающими промежуточный между осадочным чехлом и фундаментом комплекс.

В разрезе осадочного чехла северного борта ЗКП выделяются три структурных этажа: нижний (юрский), средний (мел-эоценовый) и верхний – олигоцен-антропогенный.

Нижний и средний структурные этажи разделяются предмеловым перерывом в осадконакоплении, в результате которого меловые отложения с угловым несогласием ложатся на породы нижнего этажа. Отложения среднего этажа слабо дислоцированы, залегают, в основном, моноклинально, погружаясь в пределах северного борта в южном направлении.

Средний и верхний структурные этажи в рассматриваемом районе разделяются ингрессивным несогласием.

В пределах верхнего структурного этажа складчатость отмечается в понт меотических отложениях (внутриформационные складки уплотнения), а также в караган чокраке.

**1.2.3 Характеристики продуктивных горизонтов**

Четвертиричная система – Куяльницкий ярус Q+N22kl (0 – 715 м)

В верхней части разрез представлен суглинком буровато-коричневого цвета, бесструктурным, и супесью бурой, в основной массе, содержащей песок буровато-коричневый, мелкозернистый, раже зерна полевых шпатов, темноцветных минералов, слюды и с включением обломков раковин.

Ниже вскрыты глины голубовато-серые и бурые сильно песчанистые слабо уплотненные вязкие, легко преходящие в буровой раствор, с прослоями песка кварцевого и полимиктового (в составе преимущественно кварц, реже – полевые шпаты и темноцветные минералы), разнозернистого.

Киммерийский ярус N22km (715 – 1205 м)

Переслаивание глин голубовато-серых песчанистых, некарбонатных, вязких, слабо уплотненных с песками светло-серыми кварц-олевошпатовыми мелкозернистыми, песчаниками полимиктовыми буровато-серыми тонкозернистыми, средней плотности и крепости и кварцевыми с глауконитом мелкозернистыми, слабо сцементированными, тонкие прослои алевролита буровато-серого.

С глубины 1080 м глины, слюдистые, слабо карбонатные (CaCO3 до 3%), вязкие тонким вкраплением пирита и темно-серые, тонкослоистые, слюдистые, алевритистые, плотные.

Понтический ярус N21pt (1205 – 1715 м)

Верхнюю часть понтического яруса до глубины 1465 м слагают глины серые, слюдистые, сильно известковистые (CaCO3 до 26%), вязкие, слабо уплотненные с тонким вкраплением пирита и глины темно-серые, плотные, тонкослоистые.

Отложения в интервале 1465 – 1600 м, представлены чередованием мощных (до 50 м) пластов песчаников кварцевых серых и светло-серых, разнозернистых (от мелкозернистых до крупнозернистых), слабосцементированных с глинами темно-серыми, алевритистыми, карбонатными (CaCO3 до 10%), плотными.

В интервале 1600 – 1715 м – глины серые, темно-серые, плотные, слоистые и неяснослистые, алевритистые, слюдистые, слабо известковистые (CaCO3 до 5%) с редкими прослоями алевролитов и песчаников.

Меотический ярус N21mt (1715 – 2220 м)

Верхняя часть яруса до глубины 1850 – глина темно-серая, плотная, алевритическая, слюдистая, слабо известковистая (CaCO3 до 3 – 5,5%) с налетами мучнистого карбонатного материала и присыпками алевролита по плоскостям наслоения с прослоями (мощностью до 15 м) серых, грязно-серых, песчаников кварцевых, мелкозернистых, редкие тонкие прослои белых и желтоватых известняков.

Нижняя часть 1850 – 2002 м представлена песчаниками кварцевыми светло-серыми, мелкозернистыми и полимиктовыми, разнозернистыми, слабосцементированными с прослоями алевролитов серых, темно-серых и глин темно-серых, плотных, алевритистых, слюдистых, слабоизвестковистых (CaCO3 до 2,4%) и неизвестковистых (мощностью до 8 м).

Сарматский ярус N21 srm3 (2220 – 2750 м)

Верхний сармат N21 srm3 (2220 – 2425 м), переслаивание мощных словев и песчаников (10 – 40 м). Глина серая и темно-серая, алевритистая, слюдистая, некарбонатная и слабокарбонатная (CaCO3 до 4,7%), тонкослоистая, плотная. Песчаник кварцевый светло-серый, тонкозернистый и мелкозернистый, слабосцементированный, тонкие редкие прослойки доломита светло-коричневого, крепкого, известняка белого, мелоподобного, хрупкого и мергеля серого, плотного.

Средний сармат N21 srm3 (2435 – 2625 м) представлен глинами темно-серыми, слюдистыми, алевритистыми, слабокарбонатная (CaCO3 до 3,6%), тонкослоистая, плотная с тонкими прослоями мергелей коричневатых и темно-серых, плотных, крепких; известняков грязно-серых, рыхлых и песчаников полимиктовых серых, мелкозернистых.

Нижний сармат N21 srm3 (2625 – 2750 м), глина серая с зеленоватым оттенком, темно-серая, тонкослоистая и неяснослоистая, слабоалевритистая слюдистая, слабоизвестковистая и неизвестковистая (CaCO3 от 0 до 3,5%), плотная, местами вязкая, пластичная с прослоями песчаника кварц-глауконитового и полимиктового серого и буровато-серого, мелкозернистого, единичные прослои алевролита темно-серого, плотного и известняка мелкоподобного белого.

Конкский + Караганский ярус N12 kn+kr3 (2750 – 2940 м)

Отложения представлены глинами серыми с зеленоватым оттенком, реже темно-серыми, неравномерно алевритистыми слюдистыми слоистыми слабокарбонатными и карбонатными (CaCO3 от 2,2 до 13%), плотными, с прослоями песчаника серого кварцевого мелкозернистого, песчаника буровато-серого полимиктового, алевролита темно-серого и светло-серого глинистого, плотного, мергеля доломитизированного коричневато-серого, крепкого. Стяжения пирита.

Чокракский ярус N12 ch (2940 – 3160 м)

Разрез представлен глинистыми породами с прослоями песчаников и реже алевролитов и доломитизированных мергелей.

Глины серые, темно-серые, алевристые, слюдистые, плотные, тонкослоистые, местами массивные, слабоизвестковистые (CaCO3 до 10%), неравномерно пиритизированные с прослойками песчаников и доломитизированных известняков и мергелей.

Песчаники серые, слабо сцементированные, режеплотные, кварцевые с включением зерен глауконита, в основном мелкозернистые, на глинистом цементе.

Алевролиты серые, плотные, крепкие, кварц-полевошпатовые.

Известняки серые, коричневато-серые, крепкие, доломитизированные.

Мергель серый, с буроватым оттенком, плотный, крепкий, доломитизированный.

**1.2.4 Геохимические исследования**

В результате проведенных геохимических исследований в отложениях куяльника, киммерия, понта, меотиса, верхнего и среднего сармата фоновые значения газосодержания составили от 0 до 0,05% в газо-воздушной смеси, что свидетельствует об отсутствии промышленных скоплении УВ.

Кратковременные повышения газопоказаний при бурении и промывках до 0,5 – 1,4% в киммериских-сарматских отложениях (состав газа С1 = 98-99%, С2 = 1-2%), возможно, связаны с перетоками УВ из чокракских отложений соседних скважин №1 и №2.

Исследования шлама песчаников и глин куяльника, киммерия и понта по методике ЛБА показали отсутствие признаков битуминозности. Породы меотиса, сармата, конки и карагана отмечены фоновыми значениями ЛБА 1 – 2 балла ЛБ (БГ) (<0,05%).

В отложениях нижнего сармата и конка-караганского яруса фоновые газопоказания составили 0,01 – 0,07 в газовоздушной смеси. При промывках наблюдалось увеличение значений газопоказаний до 0,9 – 1,5%, газ по составу к чокракскому. Возможно, это связано с перетоками газа из чокракских отложений, расположенных рядом скважин Песчаная №1 и №2.

В чокракских отложениях выделяются перспективные участки разреза, представленные песчаниками и алевролитами. Песчаники в интервалах 3017 – 3022 м, 3026 – 3030 м и 3036,5 – 3046 м, характеризуются по результатам геохимических исследований (диаграмм Пикслера, величине остаточного газосодержания FГ, остаточного газонефтесодержания FHГ и люминесцентно-битуминологической характеристике) как вероятно газонасыщенные, а в интервалах 3060 – 3065 и 3081 – 3090 м как возможно газоконденсатные или нефтенасыщенные.

В интервалах отбора керна результаты газового каротажа искажены за счет значительного разбавления (коэффициент разбавления Е = 1500 – 9000). Помимо количественной интерпретации газового каротажа и ЛБА шлама для определения характера насыщения вскрываемых пород геологической службы ГТИ произведены экспресс-исследования керна.

При отборе керна в интервале 3036,4 – 3040,2 м поднят песчаник, где геохимическая характеристика по результатам ЛБА до 3 – 4 баллов МБ (ГЖ), что позволяет предположить его нефтегазонасыщенность. Также заслуживает внимание пласт песчаника в интервале 3088,7 – 3089,6 м с битуминозностью до 4 баллов МБ (ГЖ).

**2. Выбор и обоснование способа бурения**

Выбор наиболее эффективного способа бурения обусловлен задачами, которые должны быть решены при разработке или совершенствовании технологии бурения в конкретных геолого-технических условиях.

При бурении нефтяных и газовых скважин получили распространение способы бурения: роторный, гидравлическими забойными двигателями и бурение электробурами. Бурение проектной скважины будет производиться роторным способом.

Участок набора кривизны и стабилизации угла искривления предусмотрено бурить с применением ВЗД.

**2.1 Конструкция скважины**

Конструкция скважины определяется числом спускаемых обсадных колонн, глубиной их установки, диаметром применяемых труб, диаметром долот, которыми ведется бурение под каждую колонну, высотой подъема тампонажного раствора в затрубном пространстве и конструкцией забоя.

Конструкция скважины зависит от глубины залегания продуктивных пластов, их продуктивности и коллекторских свойств, пластовых и поровых давлений, а также давления гидроразрыва проходимых пород, физико-механических свойств и состояния пород.

При проектировании конструкции скважины в первую очередь выбирают число обсадных колонн и глубины их спуска, исходя из недопущения несовместимости условий бурения отдельных интервалов ствола. В данном проекте предусматриваются три обсадные колонны: под направление, под кондуктор и эксплуатационная колонна. Глубина спуска эксплуатационной колонны определяется местоположением продуктивных пластов, способами закачивания и эксплуатации скважины, а также конструкцией забоя. В нашем случае она составляет 3160 м. Глубина кондуктора – 850 м, направления – 30 м.

Диаметры обсадных колонн и долот выбираем снизу вверх, начиная с эксплуатационной колонны.

Исходя из предлагаемого дебита и габаритов средств откачки, а также учитывая установившуюся практику буровых работ в данном районе, принимаем конечный диаметр бурения 215,9 мм, диаметр эксплутационной колонны – 146 мм.

Диаметры кондуктора и направления выбираем в соответствии с величиной кольцевого зазора между долотом и спускаемой обсадной колонной и кольцевого зазора между обсадной колонной и спускаемым в нее долотом для последующего интервала. Диаметры долот для кондуктора и направления составляют 295,3 мм, 39,7 мм и 490 мм, а диаметры обсадных колонн: 245 мм, 324 мм и 426 мм соответственно.

Высота подъема тампонажного раствора в затрубном пространстве определяется на основании действующих инструктивных и методических материалов. Высоту подъема цементного раствора за всеми колоннами следует производить до устья скважины[9].

**2.2 Выбор промывочного реагента бурения скважины и вскрытия пласта**

Буровые растворы выполняют функции, которые определяют не только успешность и скорость бурения, но и ввод скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью. Основные из этих функций:

* удаление шлама из-под долота, транспорт его по затрубному пространству и обеспечение отделения его на поверхности;
* удержание шлама во взвешенном состоянии при остановке циркуляции раствора;
* охлаждение долота и облегчение разрушения породы в призабойной зоне;
* создание давления из стенки скважины для предупреждения водо-, нефте- и газопроявлений;
* оказание физико-химического воздействия на стенки скважины, предупреждая их обрушение;
* обеспечение сохранения проницаемости продуктивного пласта при его вскрытии;
* передача энергии гидравлическому забойному двигателю (при его использовании) и др.

При бурении проектируемой скважины будут использоваться следующие буровые растворы.

В процессе бурения под направление и кондуктор будет применяться глинистый раствор плотностью 1,1 г/см3 с химреагентами (Na2CO3, КССБ, графит), который обеспечит бурение без осложнений интервала 0 – 360 м, где предполагается наличие обвалов.

Свойства глинистого раствора:

плотность, г/см3………………..1,1;

условная вязкость, сек. ……….30 – 50;

СНС0/10, Па ………….………….4/6;

водоотдача, см3/30мин (API)…..6 – 8;

pH………………………………..7;

толщина глинистой корки, мм…1.

При бурении под эксплуатационную колонну возможны обвалы в интервалах: 1090 – 1145 м, 1470 – 1505 м, 2990 – 3270 м, и нефтепроявления в интервалах: 3060 – 3080 м, 3100 – 3120 м. Поэтому здесь предусматривается применение высокоингибирующего калиевого раствора на основе гуматов (ВИКР).

Этот раствор обладает тройным ингибирующим действием.

* Во-первых, хлорид калия как электролит при концентрации более 2% подавляет процессы набухания глин.
* Во-вторых, ионы калия, проникая в кристаллическую решетку, меняют природу глин, делая их водонечувствительными.
* В-третьих, особое ингибирующее действие в этой системе осуществляют гуматы, растворимость которых зависит от величины pH среды. Существуют критические значения pH (pHкр), выше которых гуматы растворимы даже в минерализованном буровом растворе и активно действуют как в регулировании водоотдачи, так и структурно-механических свойств. При значениях pH ниже критического уровня гуматы высаливаются и полностью теряют активность, раствор загустевает, водоотдача повышается. В калиевом растворе величина pHкр колеблется от 8,5 до 9,0, поэтому для поддержания свойств этого раствора на заданном уровне величину pH в системе регулируют на 1 – 1,5 единицы выше, чем pHкр.

Процесс ингибирования глин гуматами происходит следующим образом. Фильтрат калиевого раствора, содержащий большое количество растворимых гуматов, проникает в микротрещины глинистой породы. Процесс гидратации глин сопровождается поглощением каустической соды, и величина pH снижается до 7 – 7,4, что значительно ниже критического значения. В такой среде гуматы высаливаются из фильтрата (выпадают в осадок) и существенно повышают прочность сформированных ионами калия коагуляционных контактов между активными плоскостями в микротрещинах глин. В результате такого действия гуматов устойчивость глин существенно повышается.

По некоторым данным ингибирующий эффект гуматов (индекс устойчивости) составляет 60 – 70% от общего ингибирующего действия данной системы ВИПГР.

Регулировать величину pHкр можно известью и КС1. С повышением концентрации этих электролитов повышается pHкр.

Состав раствора, кг/м3:

Бентонит…………………………….20 – 30;

NaОН………………………………...2 – 3;

ИКГУМ……………………………...40;

КС1…………………………………..50;

ИКЛИГ-1…………………………….10;

ИКДЕФОМ…………………………..0,3;

ИКЛУБ……………………………….3 – 5.

Свойства раствора:

Плотность, г/см3……………………..1,65;

Условная вязкость, сек……………...20 – 30;

Пластическая вязкость, сПз………...10 – 15;

ДНС, Па…………………….………...4,0 – 8,0;

СНС0/10, Па……………………….…..1,5 – 3,0/3,0 – 6;

Водоотдача, см3/30мин (API)….……6 – 8;

pH……………………………………..10 – 11;

pHкр……………………………………8,5 – 9,5.

Назначение реагентов:

Бентонит – структурообразователь;

КСl – разжижитель, регулятор свойств корки;

ФХЛС – регулятор pH.

Технология приготовления ВИПГР.

К воде добавляют бентонит, NaОН и перемешивают 1 час, затем вводят КС1 и все остальные реагенты, через 15 – 20 минут перемешивания раствор готов.

Основным недостатком системы ВИПГР является отрицательное влияние фильтрата этого раствора на продуктивные пласты. Гуматы высаливаются из фильтрата в пласте также как в глинах за счет снижения величины рН вследствие адсорбционных и ионообменных реакций. Осажденные гуматы кольматируют продуктивный пласт, и проницаемость снижается в 2 – 4 раза.

Однако в последнее время в бурении развивается тенденция применять для первичного вскрытия продуктивных пластов специальные жидкости типа ИКАРБ с полной заменой ранее применяемого раствора.

В связи с этим система ВИПГР представляется весьма перспективной для бурения в неустойчивых глинах. Помимо высокой эффективности этот раствор отличается доступностью и низкой стоимостью основных реагентов и материалов.

**2.3 Техника бурения**

**2.3.1 Определение максимальной массы бурильной колонны**

Диаметр бурильных труб должен составлять 60 – 65%, а диаметр УБТ – 75 – 85% от диаметра долота. Поэтому при бурении проектируемой скважины будут использоваться бурильные трубы диаметром 127 мм, а УБТ – диаметром 178 мм.

Определим вес снаряда по формуле:

,

где k – коэффициент, учитывающий силы трения колонны бурильных труб стенки скважины, а также возможные прихваты ее породой (при подъеме снаряда k = 1,25 – 1,5; при подъеме обсадных труб k = 1,5 – 2,0);

α – коэффициент, учитывающий увеличение веса труб за счет соединяющих их элементов (для муфтово-замкового α = 1,1);

Q – вес 1 м труб, кг;

L – длина колонны труб, м;

γж – удельный вес промывочной жидкости, г/см3;

γст – удельный вес материала бурильных труб (для стали 7,85 г/см3).

Для колонны диаметром 324 мм:

Для колонны диаметром 245 мм:

Для колонны диаметром 146 мм:

Вес снаряда можно также рассчитать по следующей формуле:

Для этого необходимо знать длину утяжеленных бурильных струб. Вычислим ее по формуле:

,

где Р – осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент, Н;

q – вес 1 м УБТ, кг;

k – коэффициент завышения веса БТ (k = 1,25).

Для колонны диаметром 324 мм:

.

Осевая нагрузка осуществляется с навеса.

Для колонны диаметром 245 мм:

Применяем 5 свечей УБТ диаметром 178 мм по 28 м.

Для колонны диаметром 146 мм:

Применяем 7 свечей УБТ диаметром 178 мм по 28 м.

Вычислим вес бурового снаряда для эксплуатационной колонны:

Определим вес обсадной эксплуатационной колонны по формуле:

Где Lобс. – длина обсадной колонны, м;

Qобс. – вес 1 м обсадных труб, кг.

**2.3.2 Буровое оборудование**

**2.3.2.1 Выбор буровой установки**

Буровые установки – это комплексные системы, включающие все основные и вспомогательные агрегаты и механизмы, которые необходимы для строительства скважины. Эксплуатационные характеристики бурового оборудования и их конструкция закладываются таким образом, чтобы обеспечить оптимальные условия при бурении скважин определенной глубины установками соответствующего класса.

Буровую установку выбирают по ее максимальной грузоподъемности, обуславливающей вес в воздухе наиболее тяжелой колонны бурильных труб. По номинальной грузоподъемности ограничивается и допустимый вес в воздухе обсадной колонны, спускаемой в один прием.

Тип привода буровой установки выбирается в зависимости от региональных условий. Учитывая опыт работ в данном районе, бурение проектируемой скважины будет осуществляться с использованием привода от ДВС.

Буровая установка с дизель-гидравлическим приводом БУ3200/200ДГУ-1 соответствует проектной глубине скважины 3290 м и максимальной нагрузке на крюке 122,25 т.

Она предназначена для бурения эксплуатационных и разведочных скважин на нефть и газ условной глубиной 3200 м в условиях умеренного климата, климатическое исполнение "У", категория I.

Способ монтажа и транспортирования.

Конструкция буровой установки предусматривает:

* крупноблочное транспортирование вышечно-лебедочного и навесного блоков на тяжеловозах ТПП-70 и Т-60;
* транспортирование средними блоками на трайлерах и платформах ПП40Бр грузоподъемностью 40т;
* агрегатный способ перевозки транспортом общего назначения[4].

Основные параметры БУ3200/200ДГУ-1:

* 1. Допускаемая нагрузка на крюке, кН (тс)………………........2000(200)
	2. Условная глубина бурения, м……………………………………...3200
	3. Скорость подъема крюка при расхаживании колонн, м/с……........0,2
	4. Скорость установившегося движения при подъеме

элеватора (без нагрузки), м/с……………………………………………1,5

* 1. Расчетная мощность, развиваемая приводом на входном валу

подъемного агрегата, кВт……………………………………………….670

* 1. Диметр отверстия в столе ротора, м………………………………..700
	2. Расчетная мощность привода ротора, кВт…………………………280
	3. Мощность бурового насоса, кВт……………………………………950
	4. Высота основания (от пола буровой), м………………………………6
	5. Просвет для установки сборки превенторов, м……………………..4,7
	6. Максимальное натяжение подвижного конца талевого каната,кН.217
	7. Диаметр талевого каната, м…………………………………………..28
	8. Диаметр тормозного шкива (обода), мм…………………………..1180
	9. Наибольшая оснастка талевой системы………………..…………5 х 6
	10. Максимальное давление, развиваемое насосом, МПа (кгс/см2).32(320)
	11. Максимальная подача насоса, л/с……………………………………46
	12. Максимальная нагрузка на стол ротора, кН………………………5000
	13. Максимальная нагрузка на ствол вертлюга, кН………………..…2500
	14. Максимальная частота вращения ствола

вертлюга, с-1 (об/мин)……………………………………………..3,33(200)

* 1. Вышка……………………………………………………… А-образная
	2. Максимальная нагрузка вышки, кН……………………………….2500
	3. Рабочая высота вышки, м…………………………………………….45
	4. Расстояние между ногами вышки, м……………………………….10,3
	5. Суммарный объем циркуляционной системы, м3………………….120
	6. Пропускаемая способность, дм3/с:

вибросита…………………………………………………...60

пескоотделителя……………………………………………65

илоотделителя……………………………………………....45

* 1. Число компрессоров, шт………………………………………………..3
	2. Производительность компрессора, м3/мин……………………………5
	3. Рабочее давление пневмосистемы, МПа……………………...0,6 – 0,8
	4. Масса, т……………………………………………………………….582

Комплектность БУ3200/200ДГУ-1:

1. Вышка ВМА-45х200-1, шт……………………………………………..1
2. Устройство для подъема вышки, комплект…………………………...1
3. Устройство для транспортирования вышки, комплект………………1
4. Вертлюг УВ-250МА, шт………………………………………………..1
5. Приспособление для подвески вертлюга, шт…………………………1
6. Ротор Р700 ТУ 24.00.1038-80 с ПКРБО-700 ТУ 26-02-1027-86……...1
7. Лебедка вспомогательная ЛВ-44, шт………………………………….1
8. Пульт управления, шт…………………………………………………..2
9. Упор, шт…………………………………………………………………8
10. Механизм крепления каната, шт…………….………………………...1
11. Ключ буровой АКБ-3М2 по ТУ 26-02-28-79, шт……………………..1
12. Подвеска машинных ключей, шт……………………………………...1
13. Насос буровой трехпоршневой УНБ-600, шт…………………………2
14. Кран консольно-поворотный, шт……………………………………...2
15. Кран поворотный КП-2, ТУ 26-02-24-80, шт…………………………1
16. Талевый канат для оснастки 5 х 6, бухта……………………………...1
17. Кронблок УКБА-6-250, шт……………………………………………..1
18. Блок талевый УТБА-5-200, шт…………………………………………1
19. Агрегат спуско-подъемный, шт………………………………………..1
20. Механизм управления тормозом, шт………………………………….1
21. Стабилизатор, шт……………………………………………………….1
22. Агрегат трансмиссии ротора, шт………………………………………1
23. Водопровод ЭМТ-4500, шт…………………………………………….1
24. Лебедка-моноблок, шт………………………………………………….1
25. Регулятор подачи долота РПДЭ-3, шт………………………………...1
26. Электромагнитный тормоз ЭМТ-450-VI, шт…………………………1
27. Передача на насос, шт………………………………………………….2
28. Ролик обводной, шт…………………………………………………….1
29. Привод ротора, комплект………………………………………………1
30. Воздухопровод высокого давления с электрокомпрессором

КР2 по ТУ 26-0509-328-75, комплект……………………………………..1

1. Воздухопровод низкого давления, включая компрессор

4ВУ1-5/9-М1 с контрприводом, комплект………………………………..1

1. Воздухосборник, шт…………………………………………………….2
2. Компрессор воздушный 4ВУ1-5/9-М1 и по ТУ 26-0509-328-75, шт..2
3. Установка для осушки воздуха 4ВУ1-5/9-М1 и

по ТУ 26-0509-328-75, шт………………………………………………….1

1. Комплекс средств наземного контроля и управления процессом бурения СКУБ М1-02 ТУ 25-1613.005-84, комплект…………………………...1
2. Комплекс механизмов АСП-3М1, комплект………………………….1
3. Основания, комплект…………………………………………………...1
4. Мост приемный со стеллажами, комплект……………………………1
5. Рама желоба, шт………………………………………………………...1
6. Основание вышечно-лебедочного блока, комплект………………….1
7. Основание насосного блока, комплект………………………………..1
8. Устройство транспортное, комплект………………………………….1
9. Энергоблок утепленный с агрегатом Wola или АСДА-200, шт……..1
10. Укрытия, шт……………………………………………………………..1
11. Укрытие насосов, комплект……………………………………………1
12. Укрытие буровой площадки, комплект……………………………….1
13. Укрытие лебедки, комплект……………………………………………1
14. Укрытие привода, комплект……………………………………………1
15. Укрытие поста управления, комплект………………………………...1
16. Электрооборудование, комплект………………………………………1
17. Освещение, комплект…………………………………………………..1
18. Центратор обсадных труб, шт………………………………………….1
19. Кран 3,2-5,1, ГОСТ 7413-80, шт……………………………………….2
20. Приспособление для расстановки УБТ, комплект……………………1
21. Пост бурильщика, шт…………………………………………………...1
22. Пневмораскрепитель, шт……………………………………………….1
23. Ограничитель подъема талевого блока, комплект……………………1
24. Ограждения, комплект………………………………………………….1
25. Механизм упоров поворотных, комплект……………………………..1
26. Пост дизелиста, комплект……………………………………………...1
27. Привод силовой с трансмиссией, комплект…………………………..1
28. Трансмиссия цепная, шт………………………………………………..1
29. Комплект силовых агрегатов СА.10-1, ТУ 24.06.274.-88…………….3
30. Топливо-масло установка, набор………………………………………1
31. Трубопровод выхлопной, комплект…………………………………...1
32. Трубопровод слива масла, комплект…………………………………..1
33. Трубопровод топливо подачи, комплект……………………………...1
34. Трубопровод водоподогревателя, комплект…………………………..1
35. Комплекс оборудования циркуляционной системы ЦС3200ДГУ-00.00.000ТУ, комплект……………………………………………………………1
36. Минифольд МБ2У-I.3000ДГУ-1, комплект…………………………...1
37. Комплект инструмента и принадлежностей, комплект………………1
38. Эксплуатационные документы на установку согласно ведомости

Эксплуатационных документов (ЭД), комплект……………………………….1

**2.3.3 Выбор насосной установки**

Буровые насосы и циркуляционная система выполняют следующие функции:

* Нагнетание бурового раствора в бурильную колонну для обеспечении циркуляции в скважине в процессе бурения и эффективной очистки забоя и долота от выбуренной породы, промывки, ликвидации аварий, создания скорости подъема раствора в затрубном пространстве, достаточной для выноса породы на поверхность;
* Подвод долоту гидравлической мощности, обеспечивающей высокую скорость истечения (до 180 м/с) раствора из его насадок для частичного разрушения породы и очистки забоя от выбуренных частиц;
* Подвод энергии к гидравлическому забойному двигателю.

Буровой насос для промывки скважины в конкретных геологических условиях выбирается по технологически необходимому количеству промывочной жидкости и развиваемому при этом давлению для преодоления потерь напора в элементах циркуляционной системы буровой.

Количество необходимой промывочной жидкости при бурении под эксплуатационную колонну составляет 31,11 л/с. Определим теперь потери давления в циркуляционной системе, зная которые можно выбрать наиболее рациональную компоновку бурильного инструмента, обоснованно подобрать буровые насосы и полнее использовать их потенциальные возможности.

Потери напора, кГс/см2, в циркуляционной системе буровой при роторном бурении определяются по формуле:

где Рм – потери напора при движении бурового раствора в наземных трубопроводах от насосной части до колонны бурильных труб, включая стояк в буровой, буровой шланг, а также вертлюг и ведущую трубу (потери напора в наружной обвязке буровой - манифольде);

Рб.т. - потери напора при движении бурового раствора в бурильных трубах и замковых соединениях (потери давления зависят от глубины скважины);

Рк.п. – потери напора при движении бурового раствора в затрубном кольцевом пространстве скважины (потери давления зависят от глубины скважины);

РД – потери напора при движении бурового раствора через промывочные отверстия бурового долота;

Рм, РД – не зависят от глубины скважины, а Рб.т. и Рк.п. увеличиваются с глубиной скважины.

При циркуляции очистного агента потери напора, кГс/см2, различны при прокачке воды и глинистого раствора и зависят от их свойств и расхода.

,

где λ – безразмерный коэффициент гидравлических сопротивлений при движении в трубах;

Q – расход бурового раствора, л/с;

γ – удельный вес раствора, г/см3;

d – внутренний диаметр бурильных труб, см;

Lэ – эквивалентная длина наземных трубопроводов, которая определяется по формуле:

где dН, LН – внутренний диаметр и длина нагнетательной линии, идущей от буровых насосов к стояку;

dс Lс – внутренний диаметр и длина стояка с буровой;

dш Lш – внутренний диаметр и длина бурового шланга;

dв Lв – внутренний диаметр ствола вертлюга и его длина;

dэ.ф Lэ.ф. – диаметр и эквивалентная длина фильтра, устанавливаемого под ведущей трубой;

dв.тр. Lв.тр. – внутренний диаметр и длина ведущей трубы.

 =*98,5*

где Lб – длина бурильной колонны, м;

lэ – эквивалентная длина замковых соединений, м;

l – расстояние между замковыми соединениями, м.

где λ1 – коэффициент гидравлических сопротивлений при движении бурового раствора в кольцевом (затрубном) пространстве;

Дс – диаметр скважины (долота), см;

dН – наружный диаметр бурильных труб, см.

Потери давления от замковых соединений в кольцевом пространстве составляют небольшую величину, поэтому ею обычно пренебрегают.

Потери напора, кГс/см2, в долоте зависят от конфигурации промывочных отверстий, от количества и площади их сечения, расхода очистного агента (бурового раствора).

где С – коэффициент, характеризующий потери напора в промывочных отверстиях долота, который можно вычислить по формуле:

где μ – коэффициент расхода,

f0 – суммарная площадь сечений промывочных отверстий, см2.

Вычислим суммарные потери напора:

Таким образом, технологически необходимое количество (расход) промывочной жидкости для обеспечения своевременного и бесперебойного выноса шлама из забоя по затрубному пространству и очистки ствола скважины с учетом потерь давления, обеспечит нам насос УНБ-600.

Конструкция трехпоршневого насоса УНБ-600.

Трехпоршневой буровой насос одностороннего действия УНБ-600, выпускаемый ПО "Уралмаш", по принципиальному устройству отличается гидравлической частью, в которой с целью уменьшения мертвого пространства всасывающий и нагнетательный клапаны размещены на одной оси. Это, усложняет конструкцию и извлечение всасывающего клапана и втулки цилиндров.

Гидравлическая часть его состоит из всасывающего коллектора и всасывающего компенсатора-колпака, гидравлической коробки, в которой размещены три цилиндра с поршнями, втулками и клапанами, сбрасывающей линии, предохранительного клапана, нагнетательного коллектора с компенсатором высокого давления. Вращение трансмиссионного вала от двигателя передается клиноременной или цепной передачей. Гидравлическая коробка прикреплена к станине при помощи болтов. Насос смонтирован на раме-салазках.

Буровой раствор поступает в нагнетательную камеру из всасывающего коллектора через всасывающий клапан, при ходе влево поршня со штоком. Последний соединен быстросъемным хомутом с контрштоком, который соединен резьбой с ползуном. При ходе вправо поршень выталкивает раствор из камеры через нагнетательный клапан в напорный коллектор. Трансмиссионная часть насоса состоит из вала с зубчатой шестерней, передающей вращение зубчатому колесу, укрепленному на коренном валу. На этом валу смонтированы на роликоподшипниках шатуны, соединенные пальцем с ползуном. Станина насоса имеет съемную крышку. Втулки цилиндров крепятся к гидравлической коробке быстросъемным соединением, а крышки клапанов – зажимами.

Техническая характеристика УНБ-600:

Мощность, кВт:

приводная……………………………………………………………..600

Число поршней……………………………………………………………3

Число камер……………………………………………………………….3

Число двойных ходов поршня в 1 мин………………………………..125

Длина хода поршня, м…………………………………………………0,29

Диаметр цилиндрических втулок, м:

наибольший ………………………………………………………....0,18

наименьший……………………………………………………….....0,14

Подача насоса, м3/с:

наибольшая .………………………………………………………..0,046

наименьшая ………………………………………………………...0,028

Идеальная подача на один оборот кривошипного вала, л:

наибольшая .…………………………………………………………22,1

наименьшая ………………………………………………………....13,3

Давление на выходе, МПа:

наибольшее .…………………………………………………………...32

наименьшее ………………………………………………………........19

Диаметр штока, мм………………………………………………………60

Частота вращения трансмиссионного вала, об/мин………………….566

Передаточное число редуктора насоса……………………………….4,45

Нагрузка на шток, кН…………………………………………………..490

Диаметр клапана, мм…………………………………………………...145

Диаметр трубопровода, мм:

всасывающего………………………………………………………...230

нагнетательного………………………………………………………100

Габариты, м:

длина………………………………………………………………….5,45

ширина……………………………………………………………….3,21

высота………………………………………………………………...2,88

Масса насоса без шкива, т……………………………………………..22,5

**2.3.4 Выбор буровой вышки и расчет талевой системы**

Вышка используется для проведения спускоподъемных операций и удержания бурового снаряда во время бурения. Ее выбор осуществляется по высоте Н, м, и по грузоподъемности Q.

Определим высоту вышки (Н, м) по формуле:

,

где k – коэффициент, предупреждающий затягивание бурового снаряда в кронблок при его переподъеме (обычно k=1,2 – 1,5);

Lсв. – длина свечи, зависящая от глубины скважины, м.

Принимаем k = 1,5; Lсв.=28 м.

Таким образом, вышка ВМА-45\*200-1, входящая в комплект выбранной буровой установки, вполне подходит для выполнения проектируемых работ.

Подъемная система установки представляет собой полиспастный механизм, состоящий из кранблока, талевого (подвижного) блока, стального каната, являющегося гибкой связью между буровой лебедкой и механизмом крепления неподвижного конца каната.

По мере увеличения глубины скважин вес бурильных колонн, которые приходится спускать и поднимать, увеличивается, а максимальная скорость намотки ведущей струны талевого каната на барабан лебедки остается практически неизменной для буровых установок разных классов. Поэтому для каждой установки применяют талевую систему со своей кратностью полиспаста от 4 до14. Это достигается применением различных оснасток.

Произведем расчет оснастки и выбор талевого каната.

Вычислим количество рабочих ветвей по формуле:

,

где Qкр – вес бурового снаряда, Н;

Pл – грузоподъемность лебедки станка, Н;

Ηm – КПД талевой системы, равный 0,8 – 0,9.

Так как наибольший вес (122,25 т) буровой снаряд будет иметь при бурении под эксплуатационную колонну, то производить расчет будем только для этой колонны:

 (принимаем 8 ветвей).

Общее количество ветвей каната при симметричной системе равно:

m0 = m + 2

m0 = 8 + 2 = 10.

Следовательно, будет применяться оснастка 4 х 5.

Длина талевого каната в оснастке Lо.с. зависит от числа струн m в ней и полезной высоты вышки hП.

Lо.с. = (m + 2)\*hП + l3, где l3 = 30 м – длина каната, наматываемого на барабан.

Lо.с. = (8 + 2)\*42 + 30 = 450.

Тогда вес каната Gк = Lо.с.\*qк, где qк – вес 1 м каната.

Gк = 450.\*33,8 = 15210 Н = 15,21 кН.

Определим наибольшую статистическую нагрузку на подвижные струны каната талевой системы:

Ртс = L\*q + lубт\*qубт + Gтс,

где L – длина бурильных труб, м;

q – вес 1 м бурильных труб, Н

lубт – длина УБТ, м;

qубт – вес 1 м УБТ, Н;

Gтс – вес талевого блока, каната и крюка, Н.

Рассчитаем Gтс:

Gтс = Gтб + Gканата + Gкрюка

Gтс = 67000 + 15210 + 35000 = 117210 Н = 117,21 кН.

Для колонны диаметром 324 мм:

lубт = 28 м, qубт = 1,56 кН.

Ртс = 28\*1560 + 117210 = 160890 = 160,89 кН.

Статистическая нагрузка на 1 струну: Р = Ртс / m,

где m – число струн талевой системы.

Р = 160,89/8 = 20,11 кН.

Для колонны диаметром 245 мм:

L = 364 м, q = 319 Н, lубт = 136 м, qубт = 1,56 кН.

Ртс = 364\*319 + 136\*1560 + 117210 = 445486 Н = 445,49 кН.

Статистическая нагрузка на 1 струну: Р = 445,49 / 8 = 55,69 кН.

Для колонны диаметром 146 мм:

L = 3100 м, q = 319 Н, lубт = 190 м, qубт = 1,56 кН.

Ртс = 3100\*319 + 190\*1560 + 117210 = 1402510 Н = 1402,51 кН,

Статистическая нагрузка на 1 струну: Р = 1402,51 / 8 = 175,31 кН.

Учитывая вычисленные статистические нагрузки, выбираем стальной талевый канат правой крестовой свивки типа ЛК-РО конструкции 6х31+1 м. с диаметром 32 мм (по ГОСТ 16853-88)[4].

**2.4 Технология бурения**

**2.4.1 Выбор породоразрушающего инструмента**

При бурении нефтяных и газовых скважин основным инструментом, при помощи которого происходит разрушение горной породы на забое и образуется собственно скважина, является долото.

В России, а также в США и других зарубежных странах для бурения нефтяных и газовых скважин в основном используют шарошечные долота с коническими шарошками.

Учитывая физико-механические свойства горных пород проектного разреза и установившуюся практику буровых работ в данном районе, выбираем следующие типы долот по интервалам бурения:

Таблица 2.1 Применяемый породоразрушающий инструмент

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Категории пород по буримости | Интервал бурения, м | Тип долота |
| I | 0 – 35  | СЦВ |
| I – II  | 35 – 500  | СЗ-ГВ (R-175) |
| III – IV  | 500 – 1050  | СЗ-ГВ (R-162) |
| V – XII  | 1050 – 3290  | ТЗ-ГАУ (R-437) |

**2.4.2 Расчет технологического режима бурения (Р, N. Q)**

Под режимом бурения понимается определенное сочетание регулируемых параметров, влияющих на показатели бурения. К числу таких параметров относятся: осевая нагрузка (давление) на долото (Р), частота вращения долота (N), количество прокачиваемой промывочной жидкости (Q).

**2.4.3 Расчет осевой нагрузки на долото (Р)**

Величина осевой нагрузки на долото Рдол, которая должна обеспечивать объемное разрушение поды на забое, с учетом показателей механических свойств горных пород и конструктивных данных о площади контакта зубьев долота с забоем определяется по формуле:

Рдол. = α\*Рш\*Fk, (1)

где α – эмпирический коэффициент, учитывающий изменение забойных условий на изменение твердости (α = 0,3 – 1,59);

Рш – твердость горных пород по методике Л.А.Шрейнера (по штампу); кг/мм2.

Fk – площадь контакта зубьев долота с забоем мм2, определяется по формуле В.С.Федорова:

Fk = (Ддол.\*η\*δ)/2, мм.

где η – коэффициент перекрытия зубьев;

δ – коэффициент притупления зубьев.

Таким образом,

Рдол. = α\*Рш\* Ддол.\*η\*δ/2.

Для колонны диаметром 324 мм:

Рдол. = 1\*250\* 293,7\*1,21\*1/2 = 59547,5 Н = 5,95 т.

Для колонны диаметром 245 мм:

Рдол. = 1,2\*300\* 295,3\*1,14\*2/2 = 121190,4 Н = 12,12 т.

Для колонны диаметром 146 мм:

Рдол. = 1,59\*350\* 215,9\*1,4\*2/2 = 168207,69 Н = 16,82 т.

Сравним полученные значения с фактическими значениями нагрузки на долото, которые вычисляются по формуле:

Рдол.ф. = Р1 + Р2 + Р3 + Р4 + Р5 + Р6,

где Р1 – вес долота, Р2 – вес переходника, Р3 – вес УБТ, Р4 – вес бурильных труб, Р5 – вес ведущей трубы, Р6 – вес вертлюга.

Для колонны диаметром 324 мм:

Рдол.ф. = 150 + 15 + 4368 + 1864,5 + 2300 = 8697,5 кг = 8,7 т.

Для колонны диаметром 245 мм:

Рдол.ф. = 150 + 15 + 2180 + 11484 + 1864,5 + 2300 = 37650 кг = 37,65 т.

Для колонны диаметром 146 мм:

Рдол.ф. = 150 + 15 + 29640 + 98890 + 1864,5 + 2300 = 132859,5 кг = 132,86т.

Так как фактические нагрузки на долото превышают расчетные значения, то бурение будет производиться на расчетном значении с компенсацией нагрузки через лебедку бурового станка.

**2.4.4 Расчет частоты вращения долота (N)**

Она определяется по следующей формуле:

N = 60\*v/π\*Ддол., (об/мин),

где v – средняя окружная скорость вращения долота (V = 0,8 – 2,0).

Для колонны диаметром 324 мм:

N = 60\*2/3,14\*0,3937 = 97,07 об/мин,

т.е. бурение будет осуществляться на 1 скорости ротора.

Для колонны диаметром 245 мм:

N = 60\*2/3,14\*0,2953 = 129,42 об/мин,

т.е. бурение будет осуществляться на 2 скорости ротора.

Для колонны диаметром 146 мм:

N = 60\*1,5/3,14\*0,2159 = 120 об/мин,

т.е. бурение будет осуществляться на 3 скорости ротора.

**2.4.5 Расчет количества промывочной жидкости (Q)**

Технологически необходимое количество промывочной жидкости для обеспечения своевременного и бесперебойного выноса шлама из забоя по затрубному пространству и очистки ствола скважины находится из соотношения:

Q = 0,785\*(д2дол. – d2нар.б.тр.)\*vвосх.,

где Vвосх – минимально допустимая скорость восходящего потока из условия качественной очистки и ствола скважины (чем меньше диаметр, тем она выше).

Для колонны диаметром 324 мм:

Q = 0,785\*(3,9372 – 1,42.)\*4 = 42,52 л/с.

Работа насоса УНБ-600 будет осуществляться на 170 мм втулках с производительностью 41,0 л/с.

Для колонны диаметром 245 мм:

Q = 0,785\*(2,9532 – 1,42.)\*6 = 31,84 л/с.

Работа насоса УНБ-600 будет осуществляться на 150 мм втулках с производительностью 31,9 л/с.

Для колонны диаметром 146 мм:

Q = 0,785\*(2,1592 – 1,272.)\*13 = 31,11 л/с.

Работа насоса УНБ-600 будет осуществляться на 150 мм втулках с производительностью 31,9 л/с.

**2.5 Цементирование скважины**

Исходные данные

При расчете цементирования скважин определяют: 1) количество сухого цемента; 2) количество воды для затворения цементного раствора; 3) количество продавочной жидкости; 4) возможное максимальное давление к концу цементирования; 5) допустимое время цементирования; 6) число цементировочных агрегатов и цементосмесительных машин.

Произведем расчет одноступенчатого цементирования каждой из обсадных колонн.

Таблица 2.2 Исходные данные для цементирования

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | Направ-ление | Кондуктор | Эксплуатационная колонна (инт. 3000 – 3160) |
| Глубина спуска (Н, м) | 30 | 850 | 3160 |
| Диаметр долота (D, мм) | 393,7 | 295,3 | 215,9 |
| Наружный диаметр обсадных труб (d1, мм) | 324 | 245 | 146 |
| Внутренний диаметр обсадных труб (d2, мм) | 305,9 | 230,5 | 133 |
| Высота подъема цементного раствора (Нц, м) | 350 | 850 | 3160 |
| Плотность глинистого раствора (ρр, кг/м3) | 1100 | 1100 | 1200 |
| Плотность цементного раствора (ρц, кг/м3) | 1860 | 1860 | 1860 |
| Высота установки кольца "стоп" от забоя (h, м) | 5 | 20 | 20 |

**2.5.1 Расчет объема цементного раствора**

Объем цементного раствора, подлежащего закачке в скважину, определяют по формуле:

Vц = (π/4)\*[К1\*(D2 – d12)\*Нц + d22\*h], м3

где К1 – коэффициент, учитывающий увеличение объема цементного раствора, расходуемого на заполнение каверн, трещин, и увеличение диаметра скважины против расчетного (номинального).

Значение коэффициента К1 определяется по квернограмме для каждой конкретной скважины. Обычно К1 изменяется от 1,1 до 2,5. В нашем случае принимаем К1 = 1,15.

Цементирование направления и кондуктора будет осуществляться с использованием чистого портландцемента.

Для лучшей прокачивамости тампонажной смеси и для того, чтобы поднять цементный раствор на проектную высоту (до устья), а также с целью экономии портландцемента, эксплуатационная колонна в интервале 0 – 1500 м будет цементироваться цель-цементным раствором плотностью 1,42 г/см3 с использованием глины, как пластификатора. Отношение глины к цементу 2:3; водогельцементное отношение m = 1,1. Интервал 1500 – 3160 м будет цементировать раствором чистого портландцемента плотностью 1,85 г/см3; водоцементное отношение m = 0,5.

Для колонны диаметром 324 мм:

Vц = 0,785\*[1,15\*(0,39372 – 0,3242)\*30 + 0,30592\*5] = 2,02 м3

Для колонны диаметром 245 мм:

Vц = 0,785\*[1,15\*(0,29532 – 0,2452)\*850 + 0,23052\*20] = 13,63 м3

Для колонны диаметром 146 мм:

Интервал 0 – 1500 м:

Vг.ц. = 0,785\*[1,15\*(0,21592 – 0,1462)\*1500 + 0,1332\*20] = 71,77 м3

Интервал 1500 – 3160:

Vц = 0,785\*[1,15\*(0,21592 – 0,1462)\*1660 + 0,1332\*20] = 7,19 м3

Общий объем цементного раствора для колонны: 71,77 + 7,19 = 78,96м3

**2.5.2 Расчет количества сухого цемента**

Количество сухого цемента для приготовления цементного раствора определяют из выражения:

Qц = ρц\*Vц\*1/(1+m),

где m – водоцементное отношение; ρц – плотность цементного раствора, кг/м3, ее можно рассчитать по формуле:

ρц = [(1+m)\* ρс.ц.\* ρв] / [ρв +m\* ρс.ц.].

где ρс.ц. – плотность сухого цемента, г/см3; ρв – плотность воды, г/см3.

ρц = [(1+0,5)\* 3,15.\* 1] / [1 +0,5\*3,15] = 1,85 г/см3.

Для колонны диаметром 324 мм:

Qц = 1420\*2,02\*1/(1+0,5) = 1912,27 кг = 1,91 т,

Для колонны диаметром 245 мм:

Qц = 1420\*13,63\*1/(1+0,5) = 12903,07 кг = 12,9 т,

Для колонны диаметром 146 мм:

Интервал 0 – 1500 м: Количество гель-цементного порошка составит:

Q г.ц = 1420\*71,77\*1/(1+1,1) = 67942,27 кг = 67,94 т.

(Цементного порошка: 40,76 т, глинопорошка: 27,17 т).

Интервал 1500 – 3160 м:

Qц = 1850\*7,19\*1/(1+0,5) = 8915,6 кг = 8,92 т,

Общий объем цемента для колонны: Qц = 67,94 + 8,92 = 76,86 т.

Количество сухого цемента, которое необходимо заготовить с учетом потерь при затворении цементного раствора, вычислим по формуле:

Qц1 = К2\*Qц,

где К2 – коэффициент, учитывающий наземные потери при затворении цементного раствора. Если затворение производится без цементно-смесительных машин, К2 = 1,054-5-1,15, при использовании цементно-смесительных машин К2 = 1,01. В нашем случае К2 = 1,01.

Для колонны диаметром 324 мм:

Qц1 = 1,01\*1,91 = 1,93 т,

Для колонны диаметром 245 мм:

Qц1 = 1,01\*12,9 = 13,03 т,

Для колонны диаметром 146 мм:

Интервал 0 – 3000 м:

Qц1 = 1,01\*67,94 = 68,62 т,

Интервал 3000 – 3290 м:

Qц1 = 1,01\*8,92 = 9 т,

Общее количество сухого цемента с учетом потерь для колонны:

Qц1 = 68,62 + 9 = 77,62 т.

**2.5.3 Расчет количества воды**

Необходимое количество воды для приготовления цементного раствора 50%-ной консистенции находится из выражения:

Vв = 0,5\*Qц,

Для колонны диаметром 324 мм:

Vв = 0,5\*2,5 = 1,25 м3.

Для колонны диаметром 245 мм:

Vв = 0,5\*16,9 = 8,45 м3.

Для колонны диаметром 146 мм:

Vв = 1,1\*67,94 + 0,5\*8,92 = 79,19 м3.

**2.5.4 Расчет количества продавочной жидкости**

Потребное количество продавочной жидкости (в качестве которой часто используют буровой глинистый раствор) определяется по формуле:

Vпр = Δ\*π\*d22\*(Н – h)/4,

где Δ – коэффициент, учитывающий сжатие глинистого раствора (Δ = 1,03 – 1,05).

Подставив значения, получим:

Для колонны диаметром 324 мм:

Vпр = 1,03\*3,14\*0,30592\*(35 – 5)/4 = 2,26 м3.

Для колонны диаметром 245 мм:

Vпр = 1,03\*3,14\*0,23052\*(850 – 20)/4 = 35,65 м3.

Для колонны диаметром 146 мм:

Vпр = 1,03\*3,14\*0,1332\*(3160 – 20)/4 = 44,90 м3.

Очень часто на практике для быстрого определения Vпр пользуются следующей эмпирической формулой:

Vпр = Dн2\*Н1/2,

где Dн – номинальный наружный диаметр колонны труб, спущенных в скважину, в дюймах;

Dн2/2 – количество продавочной жидкости, необходимое для заполнения 1 м спущенных труб, л;

Н1 – глубина установки кольца "стоп", т.е. глубина продавки цементного раствора.

Для эксплуатационной колонны:

Vпр = 5\*3270/2 = 40875 л = 40,88 м3.

**2.5.5 Расчет давления при закачке**

Максимальное давление перед посадкой верхней пробки на упорное кольцо определяется из уравнения:

Рmax = Р1 + Р2,

где Р1 – давление, необходимое для преодоления сопротивления, обловленного разностями плотностей жидкости в трубах и затрубном пространстве;

Р2 - давление, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений.

Р1 = (1/105)\*[(Нц – h)\*(ρц – ρр)], МПа

Величину Р2 обычно находят по эмпирическим формулам. Наиболее распространенной является формула Шищенко-Бакланова; для скважин глубиной более 1500 м:

Р2 = 0,001\*Н + 1,6 МПа.

Для колонны диаметром 324 мм:

Р1 = (1/105)\*[(30 – 5)\*(1420 – 1100)] = 0,08 МПа

Р2 = 0,001\*30 + 1,6 = 1,63 МПа.

Рmax = 0,08 + 1,62 = 1,7 МПа.

Для колонны диаметром 245 мм:

Р1 = (1/105)\*[(850 – 20)\*(1420 – 1100)] = 2,66 МПа

Р2 = 0,001\*850 + 1,6 = 2,45 МПа.

Рmax = 2,66 + 2,45 = 5,11 МПа.

Для колонны диаметром 146 мм:

Р1 = (1/105)\*[(1500 – 20)\*(1420 – 1100) + 1660\*(1860 – 1200)] = 15,7 МПа

Р2 = 0,001\*3160 + 1,6 = 4,76 МПа.

Рmax = 15,7 + 5,26 = 13,73 МПа.

**2.5.6 Расчет количества цементированных агрегатов**

Число цементировочных агрегатов определяю, исходя из условия получения скорости подъема цементного раствора в кольцевом пространстве у башмака колонны в момент начала продавки (не менее 15 м/с для кондуктора и промежуточных колонн инее менее 1,8 – 2,0 м/с для эксплуатационных колонн); это условие вытекает из предположения, что увеличение скорости движения цементного раствора в затрубном пространстве способствует более полному вытеснению глинистого раствора и замещению его цементным.

Часто ствол скважины искривлен, имеет локальные расширения, а колонна не строго сцементирована в нем. В подобных случаях целесообразно цементный раствор вытеснять из колонны, поддерживая небольшую скорость подъема цементного раствора в затрубном пространстве (ω = 0,1-0,4 м/с). Так же следует поступать и в том случае, если колонна хорошо центрирована, но создать турбулентный режим течения цементного раствора в затрубном пространстве невозможно. Так как продавка почти всегда начинается на высшей скорости (как правило, на IV), то количество агрегатов из условия обеспечения скорости (м. v/c) подъема цементного раствора в затрубном пространстве определяют по формуле:

Nц.а= [0,785\*К1\*(D2 – d12)\*ω/QIV] + 1,

где QIV – производительность цементировочного агрегата на IV скорости, м3/с.

Выбираем цементировочный агрегат типа ЦА-320М с установленными в его насосе 9Т цилиндровыми 127-мм втулками (с этими втулками можно работать при рmax в конце цементирования). Максимальная производительность при этом 0,9 м3/мин при давлении 6,1 МПа.

Для колонны диаметром 324 мм:

nц.а= [0,785\*1,2\*(0,39372 – 0,3242)\*1,5/60] + 1 = 2 агрегата.

Учитывая установившуюся практику буровых работ в данном районе, принимаем nц.а. = 1 агрегат.

Для колонны диаметром 245 мм:

nц.а= [0,785\*1,2\*(0,29532 – 0,2452)\*1,5/60] + 1 = 3 агрегата.

Учитывая опыт работ в данном районе, принимаем 2 агрегата.

Для колонны диаметром 146 мм:

nц.а= [0,785\*1,2\*(0,21592 – 0,1462)\*2/(0,9/60)] + 1 = 5 агрегатов.

Учитывая установившуюся практику буровых работ в данном районе, принимаем nц.а= 9 агрегатов ЦА-320М.

**2.5.7 Расчет производительности цементирования**

Производительность цементирования (продолжительность процесса цементирования в мин) можно определить по формуле:

tц = [(V1/Qца) + ((Vц + Vпр – V1)/Qм)] + tвсп.

где V1 = Vпр - ΔV, ΔV принимаем равным 1 – 2 м3;

Qца – суммарная производительность цементировочных агрегатов, м3/мин;

Qм – производительность цементировочных агрегатов, при которой достигается наиболее полное вытеснение бурового раствора цементным, м3/мин.

Qм = 0,785\*(D2 – d12)\*К1\*ω,

tвсп – время, расходуемое при цементировании на вспомогательные операции, мм (tвсп + 10 – 15 мин.)

Для колонны диаметром 324 мм:

Qм = 0,785\*(0,39372 – 0,3242)\*1,2\*1,5 = 0,07 м3/с = 4,2 м3/мин.

tц = [(0,76/0,9\*1) + ((2,02+ 2,26 – 0,76)/4,2)] + 15 = 16,68 мин.

Для колонны диаметром 245 мм:

Qм = 0,785\*(0,29532 – 0,2452)\*1,2\*1,5 = 0,04 м3/с = 2,4 м3/мин.

tц = [(19,12/0,9\*2) + ((13,63+ 20,62 – 19,12)/2,4)] + 15 = 31,92 мин.

Для колонны диаметром 146 мм:

Qм = 0,785\*(0,21592 – 0,1462)\*1,2\*1,5 = 0,048 м3/с = 2,88 м3/мин.

tц = [(45,27/0,9\*10) + ((78,96+ 46,77 – 45,27)/2,88)] + 15 = 57,43 мин.

Продолжительность цементирования не должна превышать 75% времени начала схватывания цементного раствора. Тогда допустимое время цементирования:

tдоп = 0,75\*tн.схв. = 0,75\*120 = 90 мин.

Таким образом, выбранное число цементировочных агрегатов и произведенные расчеты удовлетворяют условиям цементирования обсадных колонн[6].

**2.5.8 Расчет количества цементосмесительных машин**

Исходя из условия обеспечения цементным раствором всех работающих агрегатов ЦА-320 М,

nцсм = nца\*Qца/Qцсм

где Qца – средняя производительность одного работающего агрегата при закачке цементного раствора в колонну, м3/мин;

Qцсм – средняя производительность одной цементосмесительной машины 2СМН-20, м3/мин.

Исходя из условия размещения цементного порошка, подвезенного к буровой в бункерах смесительных машин:

nцсм = Qц1/qцб,

где Qц1 – весовое количество сухого цемента, подвезенного к буровой с учетом предполагаемых потерь, т;

qцб – весовое количество цемента, вмещаемого в бункер одной цементосмесительной машины

Для колонны диаметром 324 мм:

nцсм = 1\*0,9/1 = 0,9 = 1 машина.

nцсм = 1,93/20 = 0,1 = 1 машина 2СМН-20.

Для колонны диаметром 245 мм:

nцсм = 2\*0,9/1 = 1,8 = 2 машины.

nцсм = 13,03/20 = 0,65 = 1 машина 2СМН-20.

Принимаем 1 цементосмесительную машину 2СМН-20.

Для колонны диаметром 146 мм:

nцсм = 10\*0,9/1 = 9 машин.

nцсм = 77,62/20 = 4 машины 2СМН-20.

Принимаем 4 цементосмесительные машины 2СМН-20

**2.5.9 Цементировочное оборудование**

Цементировочные агрегаты

Цементировочные агрегаты предназначены:

* для приготовления, закачки и продавки тампонажных (или других) растворов в скважины;
* для проведения различного рода промывок скважин через спущенные колонны труб;
* для обработки призабойной зоны скважин, закачки растворов изотопов, проведения гидропескоструйной перфорации и других технологических операций в скважинах;
* для перекачки различных жидкостей или растворов из емкостей колодцев и водоемов;
* для гидравлической опрессовки обсадных труб и колонн, а также различного оборудования.

Наиболее широкое распространение в промысловой практике нефтегазовых районов страны получили цементировочные агрегаты ЦА-320М и ЗЦА-400А.

При цементировании проектной скважины будут использоваться цементировочные агрегаты ЦА-320М.

Технологическая характеристика цементировочного агрегата ЦА-320М:

Монтажная база……………………………..шасси автомобиля КрАЗ-257

Цементировочный насос:

тип………………………………………………………………………….9Т

гидравлическая мощность, л.с………………………………………….125

ход поршня, мм…………………………………………………….…….250

максимальное давление, кгс/см2………………………………………..320

максимальная подача, л/с………………………………………………...23

привод от двигателя автомобиля КрАЗ-257

водоподающий насос:

тип………………………………………………………………………....1В

диаметр плунжера, мм…………………………………………………..125

ход плунжера, мм………………………………………………………..170

подача, л/с…………………………………………………………………13

давление, кгс/см2………………………………………………………….15

привод………………………………………………от двигателя ГАЗ-51А

емкость мерного бака, м……………………………………..…………..6,4

емкость цементного бачка, м…………………………………………..0,25

диаметр приемных трубопроводов, мм…………………………..…….100

диаметр нагнетательных трубопроводов, мм…………………………..50

общая длина разборного трубопровода, м………………………………22

Общая масса агрегата, т………………………………………………...17,5

Цементосмесительные машины

Цементосмесительные машины и агрегаты предназначены для транспортировки сухих тампонажных материалов (глинопорошков) и механизированного приготовления тампонажных (глинистых) растворов.

В промысловой практике применяются цементосмесительные машины 2СМН-20, СМП-20, СМ-10, СМ-4М и агрегаты 1АС-20, 2АС-20, ЗАС-30.

В данном случае будут применяться цементосмесительные машины 2СМН-20.

Техническая характеристика машины 2СМН-20:

Монтажная база……………………………..шасси автомобиля КрАЗ-257

Транспортная грузоподъемность, т………………………………….8 – 10

Объем бункера, м……………………………………………….……….14,5

Вместимость бункера (по цементу), т……………………..…………….20

Способ получения раствора…………..………механико-гидравлический

Производительность в м/мин при приготовлении:

Цементного раствора………………………………………………0,6 – 1,2

Цементно-бентонитового раствора……………………………….0,5 – 1,0

Глинистого раствора……………………………………………….1,0 – 2,0

Давление жидкости затворения, кгс/см2…………………………….8 – 20

Общая масса не загруженной машины, т……………………………...13,8

Способ погрузки в бункер………………………...шнековым погручиком

Плотность тампонажного раствора регулируются изменением количества подаваемой в смеситель воды при помощи устройства с набором насадок и крана на обводной линии, а также количества подаваемого сухого цемента посредством изменения скорости вращения вала двигателя и двух параллельных загрузочных шнеков, расположенных в днище бункера 2СМН-20[2].

**2.6 Технология крепления скважины**

**2.6.1 Подготовительные работы к спуску обсадной колонны**

**2.6.1.1 Проверка состояния фундаментов и оборудования буровой установки**

До начала работ по подготовке скважины к спуску обсадной колонны проверяется состояние фундаментов оснований, подроторных балок и другого оборудования буровой установки (подъемное, насосное и силовое).

Фундаменты не должны иметь нарушений, промоин и осадок грунта.

Основания под оборудование и вышку должны располагаться на фундаментах всей опорной поверхности и не иметь трещин или других дефектов.

Вышка центрируется относительно устья скважины, а все ее соединительные элементы закрепляются.

Проверяются: буровая лебедка, приводы, двигатели и при необходимости производится ремонт с заменой отдельных звеньев цепных передач, клиновых ремней и других узлов. При проверке особое внимание уделяется надежности тормозной системы.

Буровые насосы, нагнетательные линии с запорной арматурой и система очистки промывочной жидкости должны обеспечивать бесперебойную подачу и очистку жидкости на различных режимах промывки скважины. Насосы должны обеспечивать подачу продавочной жидкости цементировочным агрегатам.

Проверяется состояние противовыбросового оборудования. Перед спуском эксплуатационных колонн на одном из превенторов заменяются плашки под соответствующий диаметр обсадных труб.

Проверяется исправность и точность показаний индикатора веса, манометров и других контрольно измерительных приборов на буровой.

Устраняются выявленные при осмотре дефекты, и составляется акт о готовности буровой установки к креплению скважины.

**2.6.1.2 Подготовка обсадных труб**

Подготовка обсадных труб (гидравлическое испытание, калибровка резьб, шаблонирование, маркировка, сортировка и замер длины) к спуску в скважину осуществляется на трубных базах или непосредственно на буровой.

Обсадные трубы завозятся на буровую заранее, чтобы иметь возможность подготовить их для спуска в скважину.

Запрещается транспортирование обсадных труб без предохранительных колец и ниппелей.

Обсадные трубы, подготовленные к креплению скважины, должны удовлетворять всем требованиям действующих стандартов и технических условий.

Соответствие внутреннего диаметра трубы номинальному по всей трубе проверяется с помощью жесткого цилиндрического шаблона.

С целью выявления скрытых дефектов заводского изготовления обсадные трубы перед спуском в скважину испытываются на внутреннее давление водой с выдержкой времени не менее 30 сек.

Трубы, которые не выдержали гидравлического испытания и (или) через которые не прошел шаблон, отбраковываются.

На каждые 1000 м подготовленных к спуску труб на буровую доставляют дополнительно 50 м проверенных резервных труб максимальной прочности.

Подготовленные обсадные трубы укладываются штабелями на стеллажи в порядке очередности их спуска в скважину согласно плану работ, а резервные трубы укладываются отдельно.

После укладки труб предохранительные ниппели вывинчивают из муфт и слегка ослабляют предохранительные кольца на других концах труб.

При укладке труб на стеллажи очищаются, промываются дизельным топливом и протираются насухо резьбы, на ниппельные концы наворачиваются аналогично подготовленные предохранительные кольца. Применение металлических приспособлений для очистки резьб не допускается.

Сведения о подготовленных к спуску в скважину обсадных трубах заносятся в буровой журнал.

**2.6.1.3 Подготовка ствола скважины**

Подготовка скважины к спуску колонны и обработка глинистого раствора начинается за 2 – 3 долбления перед достижением проектной глубины. В глинистый раствор добавляется графит (1%) или СМАД (1 – 1,5%), что способствует хорошему взаимодействию нефти с раствором и образованию в стенках скважины глинистой корки пониженной липкости. Это обеспечит нормальное проведение комплекса заключительных геофизических исследований и спуск обсадной колонны на проектную глубину.

Для уточнения фактической глубины скважины при спуске бурильного инструмент на последнее долбление производится контрольный замер длины бурильных труб с помощью проверенной стальной рулетки.

В процессе последнего долбления параметры глинистого раствора в скважине и его резервного объема приводятся в соответствии с требованиями ГТН и утвержденным планом работ по укреплению скважины.

После окончания углубления скважины производится комплекс заключительных геофизических исследований.

Приняв решение о спуске обсадной колонны, начальник геологической службы по результатам геофизических исследований корректирует глубину установки башмака, упорного кольца, объем скважины, интервалы цементирования, проработки и установки элементов технологической оснастки и др.

Перед спуском колонны открытый ствол скважины прорабатывается в интервалах сужений (согласно профилю и кавернограммам), "посадок" и "затяжек" инструмента до полной их ликвидации.

Перед последним подъемом инструмента, который предшествует спуску эксплуатационной колонны, чтобы проверить проходимость ствола скважины поднимается инструмент на 500 – 600 м выше интервала продуктивного горизонта, затем сразу же допускается на забой. Промывают скважину в течение не менее двух циклов, приводятся параметры глинистого раствора в соответствии с требованиями ГТН, и инструмент поднимается, выбрасывается на мостки и укладывается на стеллажи.

Проведение перечисленных работ должно оговариваться в плане работ на крепление скважины обсадной колонной.

По окончании подготовки ствола скважины, труб и оборудования составляется акт готовности буровой установки к креплению скважины.

**2.6.2 Технология спуска обсадной колонны**

Процесс спуска обсадной колонны в скважину будет осуществляться в один прием (одной сплошной секцией).

Работа по спуску обсадной колонны должна быть организована так, чтобы каждый член буровой бригады четко выполнял свои обязанности. Во избежание несчастных случаев при пуске обсадной колонны в скважину все члены бригады должны быть тщательно проинструктированы, рабочее место должно быть очищено от посторонних предметов. Работами по спуску колонны должно руководить одно лицо – буровой мастер, ответственный за работу по спуску колонны согласно разработанному техническому плану.

При организации рабочего места и расстановке рабочей силы для спуска обсадной колонны в каждой вахте выделяется лицо, ответственное за проведение повторного шаблонирования каждой трубы, сохранность шаблона во время спуска колонны и проверку соблюдения установленного порядка спуска труб. Колонну должны спускать при помощи клиновых захватов или клиньев для обсадных труб, позволяющих докреплять резьбовые соединения в процессе спуска. Элеваторы для спуска в скважину обсадных труб используют как исключение.

Низ технических колонн и кондукторов собирается в соответствии с планом работ в следующей последовательности:

* колонный башмак;
* обратный клапан типа ЦКОД;
* обсадные трубы согласно компоновке.

Перед спуском в скважину повторно проверяется качество крепления и работоспособность обратных клапанов.

Обратный клапан типа ЦКОД устанавливается между второй и третьей обсадными трубами. Седло клапана одновременно служит упорным кольцом.

Для предотвращения расслабления муфтового соединения промежуточной колонны и кондуктора от последующего воздействия на них бурильной колонны первые 5 – 10 труб от башмака после закрепления их машинными ключами приваривают. Во избежание смятия колонны при спуске ее с обратным клапаном каждую навинченную трубу после снятия ее с клиньев или элеваторов спускают с такой скоростью, чтобы стрелка индикатора масса (веса) колебалась в пределах пяти делений.

В процессе спуска обсадной колонны с обратным клапаном типа ЦКОД, обеспечивающим саморегулируемое заполнение колонны глинистым раствором, необходимо систематически контролировать характер заполнения по объему вытесняемой жидкости и нагрузке на крюке.

Скважину во время спуска промывают в интервалах, предусмотренных планом спуска. Продолжительность промывки не должна превышать одного цикла циркуляции, причем основным критерием для прекращения промежуточной промывки считается необходимое качество и постоянство показателей глинистого раствора по плотности и вязкости и падение давления на манометре до величин, равных гидравлическим сопротивлениям. Режимы спуска обсадной колонны и последующего ее цементирования должны быть рассчитаны таким образом, чтобы не допустить гидроразрыва пород и связанных с ним осложнений.

Контроль за спуском обсадной колонны должен осуществляться по записям и замеру длины колонны, а также по записям регистрирующего манометра индикатора массы (вса). В записях замера обсадных труб указываются число спущенных труб и их суммарная длина.

Спуск обсадных колонн является одной из трудоемких и ответственных операций, от темпов которой зависит успех всего процесса бурения. В настоящее время довольно широко применяются средства механизации, облегчающие труд рабочих, а также ускоряющие спуск обсадных труб. В процессе подготовки к спуску эксплуатационной колонны ко 2-му и 3-му поясам вышки прикрепляют хомутам две перекладины из насосно-компрессорных труб. Между этими перекладинами на роликах монтируется двухэтажная люлька для верхнего рабочего. Люлька может передвигаться как в вертикальном, так и горизонтальном направлениях. Находящийся в люке рабочий центрирует обсадные трубы в момент навинчивания.

Для подъема обсадных труб над ротором вместо обычного элеватора применяют легкий шарнирный хомут, подвешиваемый на крюке на двух штропах. Хомут надевают на трубу одновременно со спуском и установкой колонны на ротор. Навинчиваемая труба находится в подвешенном состоянии на хомуте только до тех пор, пока труба не завинчивается на 3 – 4 нитки. После этого хомут снимают и продолжают свинчивать при свободном верхнем конце трубы.

По окончании спуска обсадную колонну устанавливают в скважине с учетом расположения оборудования низа согласно утвержденного плана и оставляют подвешенной на талевой системе для обеспечения возможности расхаживания в процессе цементирования или перемещения при изменении растягивающих усилий в период ОЗЦ.

Скважину промывают до выравнивания параметров глинистого раствора по всему стволу скважины[3].

**2.6.3 Подготовка к цементированию**

**2.6.3.1 Выбор рецептуры и подготовка тампонажных материалов**

Выпускаемые промышленностью для закрепления скважин тампонажные материалы должны удовлетворять требованиям ГОСТа или соответствующих технических условий.

Потребное количество тампонажного материала для цементирования обсадной колонны определяют с учетом данных профилеметрии ствола и имеющего опыта цементирования скважин на конкретной площади.

Количество тампонажного материала, затаренного в цементосмесительные машины, контролируют взвешиванием.

Подбор рецептуры раствора производят не позднее чем за 5 суток до цементирования.

Проведение цементирования при отсутствии результатов контрольных испытаний проб тампонажного материала и рецептуры раствора запрещается.

Рекомендуется применять тампонажные смеси заводского приготовления.

Лежалые тампонажные материалы подвергаются диспергированию с помощью дезинтеграторных установок.

**2.6.3.2 Приготовление воды затворения и буферной жидкости**

На буровой необходимо устанавливать дополнительные металлические емкости с водой из расчета полного объема воды затворения с учетом буферной жидкости. За 2 – 3 суток до начала цементирования обсадной колонны в этих емкостях согласно рецептурам тампонажного раствора, подобранным в лаборатории, готовятся водные растворы химреагентов.

Подбирая рецептуру буферной жидкости необходимо выполнять условие, при котором удельный вес и вязкость жидкости находятся в пределах промежуточных значений аналогичных параметров разделяемых глинистого и тамонажного растворов.

**2.6.3.3 Подготовка цементировочного оборудования**

При подготовке к выезду на буровую очищают мерные емкости агрегатов, проверяется соответствие размеров цилиндровых втулок и поршней цементировочных насосов ожидаемому давлению, наличие и исправность манометров высокого и низкого давлений, предохранительных клапанов и запорных устройств, у цементосмесительных машин – соответствие размеров насадок заданной плотности тампонажных растворов.

Цементировочные головки оборудуются манометрами, кранами высокого давления и заблаговременно опрессовываются на полуторакратное максимальное рабочее давление, которое ожидается при цементировании.

**2.6.3.4 Подготовка к процессу цементирования**

Подготовку к цементированию производят одновременно с подготовкой к спуску и во время спуска колонны. В ней принимают участие буровая бригада, БПО УБР и тампонажная контора или цех.

Расстановку и обвязку цементировочной техники на буровой производят в соответствии с утвержденной типовой схемой (приложение 5) и обеспечивают горизонтальность размещения цементировочных агрегатов.

При цементировании с использованием осреднительной емкости с каждой цементосмесительной машиной обвязывается один агрегат, который откачивает цементный раствор в осреднительную емкость. Для закачки цементного раствора в скважину у осреднительной емкости ставятся агрегаты, количество которых соответствует числу цементосмесительных машин.

Для заполнения мерных емкостей цементировочных агрегатов водой затворения и продавочной жидкостью в первую очередь прокладываются приемные линии, затем – линии высокого давления от агрегатов к блоку манифольдов и цементировочной головке.

У дополнительных емкостей с водой затворения устанавливают не менее двух цементировочных агрегатов, мерники которых заполняют водой после окончания спуска обсадной колонны во время промывки скважины.

Заполнение мерников цементировочных агрегатов глинистым раствором производится после прекращения промывки скважины одновременно со сборкой трубопроводв высокого давления от блока манифольдов к цементировочной головке.

Обвязкой агрегатов с цементировочной головкой предусматривается наличие отдельной линии высокого давления для продавливания верхней разделительной пробки закачивания тампонажного раствора.

По окончании сборки линии высокого давления опрессовывают на полуторакратное максимальное рабочее давление, которое ожидается при цементировании.

Расстановка и обвязка цементировочной техники планируется так, чтобы время их окончания совпадала с окончанием спуска обсадной колонны.

По окончании расстановки и обвязки цементировочного оборудования инженер по цементированию должен произвести проверку правильности установки цементировочных агрегатов, цементосмесительных машин и коммуникаций.

**2.6.4 Цементирование скважины**

Крепление скважин осуществляется для разобщение нефтегазоносных пластов от всех вышележащих с обязательным одновременным разобщением нефтесодержащих и газосодержащих пластов друг от друга и защиты обсадных труб от корродирующего действия минерализованных вод, циркулирующих в недрах. Поэтому в скважину обсадные колонны должны быть зацементированы путем закачки тампонажного материала в кольцевое пространство между стенками скважины и обсадной колонны.

Существует ряд методов цементирования скважин. К ним относятся: одно- и двухступенчатое цементирование, манжетное цементирование, цементирование хвостовиков, цементирование под давлением. В зависимости от условий залегания нефтяных или газовых пластов, степени их насыщенности, литологического состава, проницаемости применяют тот или иной метод цементирования скважины.

Проектная скважина будет подвержена одноступенчатому цементированию (одноцикловый способ) – наиболее распространенный вид цементирования.

Процесс цементирования заключается в следующем. После того как обсадная колонна спущена, скважину подготавливают к цементированию, промывая ее после спуска обсадной колонны труб. Для этого на спущенную колонну труб навинчивают цементировочную головку и приступают к промывке. Промывку производят до тех пор, пока буровой раствор не перестанет выносить взвешенные частицы породы, т.е. плотность бурового раствора, поступающего в скважину, и плотность бурового раствора, выходящего из нее, станут одинаковыми. При промывке необходимо фиксировать давления на выкиде насоса.

После того как скважина промыта и вся арматура проверена приступают к приготовлению и закачиванию цементного раствора в скважину. Рекомендуется непосредственно перед началом затворения цементной смеси произвести закачивание в колонну буферной жидкости, в качестве которой наиболее широко используется вода и водные растворы солей NaCI, NaCI2 и т.п., щелочей КаОН и ПАВ (сульфанол). Смешиваясь с буровым раствором, они разжижают его, уменьшают статическое и динамическое напряжение сдвига и вязкость. Объем буферной жидкости подсчитывается из условия допустимого снижения гидростатического давления на продуктивный пласт. После закачивания буферной жидкости в колонну опускают нижнюю пробку. Затем при помощи цементосмесителей и цементировочных агрегатов приготавливают цементный раствор, который агрегатами перекачки перекачивается в скважину. После закачки цементного раствора из цементировочной головки продавливают верхнюю пробку и цементный раствор движется между двумя пробками к башмаку колонны.

Далее приступают к продавке цементного раствора вниз. Для предупреждения быстрого роста давления в начале закачки тампонажных смесей и продавочной жидкости цементировочные агрегаты подключают в работу поочередно. Буровые насосы перекачивают глинистый раствор в тарированные мерники цементировочных агрегатов. При продавке цементного раствора ведется счет закачиваемой в колонну продавочной жидкости. Это делается для того, чтобы до прокачки оставшейся 0,5 – 1,0 м3 продавочной жидкости перейти на один агрегат, которым и производится посадка пробок на упорное кольцо. Этот момент характеризуется резким повышением давления на заливочной головке, так называемым "ударом". Величина "удара" зависит от руководителя работ и обычно не превышает 0,5 – 1,0 МПа сверх максимального давления, имевшего перед моментом схождения пробок. На этом заканчивается процесс цементирования, и скважина оставляется в покое при закрытых кранах на головке на срок, необходимый для схватывания и твердения цементного раствора.

**2.6.5 Контроль процесса цементирования**

При цементировании проектируемой скважины будет использоваться компьютеризированный комплекс оборудования для контроля и управления процессом цементирования КСЦ – 32.

Комплекс КСЦ – 32 предназначен для использования при строительстве скважин различного назначения и, в частности, при цементировании обсадных колонн в умеренном и холодном макроклиматических районах.

В состав КСЦ – 32 входят:

* модернизированный блок манифольдов (МБМ-32), на котором установлена измерительная вставка с датчиками расхода, плотности, давления, температуры;
* комплексный прибор для осреднительной емкости, включающий датчики плотности, уровня, температуры;
* световое информационное табло с отдельным кабелем;
* световое информационное табло с отдельным кабелем;
* станция контроля и управления процессом цементирования компьютеризированная (СКУПЦ-К).

В состав СКУПЦ-К входят:

* система сбора информации;
* преобразователь ±24/V в ~220V;
* бортовой промышленный компьютер (смонтированный в тумбе стола);
* промышленный монитор с температурой хранения – 400С;
* промышленная клавиатура и др.;
* специальное программное обеспечение;
* комплект кабелей на мобильных смотках.

Базовый вариант блока манифольдов смонтирован на шасси автомобиля "Урал".

Базовый вариант СКУПЦ-К смонтирован в специальном автобусе на шасси автомобиля КАМАЗ или УРАЛ любой модели.

Технологические задачи КСЦ-32:

* управление процессом цементирования в реальном времени с предотвращением гидроразрывов тампонажного раствора в затрубном пространстве, гидроударов при посадке продавочной пробки на упорное кольцо;
* слежение за приготовлением тампонажного раствора при использовании осреднительной емкости.

Технологические характеристики датчиков:

1. Датчик давления на блоке манифольдов:

пределы измерения, МПа………………………………………0 – 40;

относительная погрешность, %……………………………..……± 1.

2. Датчики плотности на блоке манифольдов и на осреднительной емкости: пределы измерения, кг/м3…………………………………800 – 2600;

относительная погрешность, %……………………………...………± 2.

3. Датчик расхода на блоке манифольдов:

пределы измерения, м3/с…………………………………….…0 – 0,050;

относительная погрешность, %………………...……………………± 2.

4. Датчик температуры на блоке манифольдов и на осреднительной емкости: пределы измерения, 0С………………………………………-40 – +60;

относительная погрешность, %…………………………………..…± 0,5.

5. Датчик уровня на осреднительной емкости:

пределы измерения, МПа……………………………………………0 – 2;

относительная погрешность…………………………………………± 2.

Технические характеристики определяемых параметров:

1. Параметр объема закачиваемых агентов:

пределы измерения, м3……………………………………..……0 – 100;

относительная погрешность, %………………………………………± 2.

2. Параметр суммарного объема закачиваемых агентов:

пределы измерения, м3……………………………………………0 – 200;

относительная погрешность, %………………………………….……± 2.

3. На выносном табло отображается: давление, плотность, расход, объем, уровень, температура.

Техническая характеристика КСЦ-32:

Наибольше рабочее давление, МПа……………………………………..32

Плотность перекачиваемых агентов, кг/м3…………………….800 – 2600

Число контролируемых параметров на МБМ-32, шт……………………5

(давление, температуры, плотность, расход, объем)

Число контролируемых параметров на осреднительной емкости, шт…4

(средняя плотность, уровень, объем, температура)

Влажность окружающей среды, %.....................................................до 100

Температура применения, 0С……………………………………...-40 - +50

Точность измерительных параметров соответствует техническим требованиям процесса цементирования скважин.

По желанию заказчика дополнительно (по отдельному договору) может быть представлен мобильный измерительный комплекс для контроля параметров на выходе из скважины. Цементирование нефтяных и газовых скважин – наиболее ответственный этап их строительства. Неудачи при его выполнении могут свести к минимуму успехи предыдущих этапов строительства скважины Согласно данным статистики, стоимость работ по креплению и цементированию скважины составляет значительный процент от всей ее стоимости, поэтому проведение этих работ имеет существенное значение для успешного закачивания скважины и обеспечивает оптимальные условия ее эксплуатации[1].

1. **Аварии и осложнения**

**3.1 Предупреждение аварий и осложнений**

**3.1.1 Предупреждение обвалов**

Основными осложнениями, которые могут возникнуть при бурении проектной скважины являются обвалы, которые обычно происходят во время прохождения уплотненных глин, аргиллитов или глинистых сланцев.

Основными мерами предупреждения и ликвидации обвалов являются:

1. бурение в зоне возможных обвалов с промывкой буровым раствором, имеющим минимальную водоотдачу и максимально высокую плотность;
2. организация работ, обеспечивающая высокие скорости проходки;
3. выполнение следующих рекомендаций:
	* бурить скважины по возможности меньшего диаметра;
	* бурить от башмака предыдущей колонны до башмака последующей колонны долотами одного размера;
	* поддерживать скорость восходящего потока в затрубном пространстве не менее 1,5 м/с;
	* подавать бурильную колонну на забой плавно, без рывков;
	* избегать значительных колебаний бурового раствора;
	* не допускать длительного пребывания бурильной колонны без движения.

**3.1.2 Предупреждение аварий при спуске обсадных колонн**

Спуск тяжелых обсадных колонн (более 100 т) необходимо производить на спайдер-элеваторах или с помощью верхнего спайдера ПКРО.

Подачу обсадных труб на буровую следует производить осторожно при навинченных предохранительных кольцах, которые нужно снимать при полной готовности труб к свинчиванию. На воротах вышки необходимо устанавливать удерживающее приспособление, предотвращающее удар труб о ротор при подаче в буровую.

Каждую подаваемую для спуска обсадную трубу необходимо шаблонировать, закрепив за указанной операцией опытного помощника бурильщика.

Все резьбовые соединения башмачной части обсадной колонны (50 – 60 м) после закрепления манными ключами должны быть усилены прерывистым сварным швом с обязательным применением спецколец или электрозаклепок.

Сварочные работы должны производиться квалифицированными сварщиками. Не допускается принудительное охлаждение сварного шва (водой или буровым раствором).

Последнюю обсадную трубу колонны рекомендуется спускать в скважину с минимальной скоростью и промывкой.

Крепление резьбовых соединений всех обсадных колонн должно проводиться с использованием моментометров.

Во избежание поглощения, гидроразрыва пластов, нарушения устойчивости стенок скважины, смятия обсадной колонны в плане работ указывать допустимую скорость спуска колонны. Скорость спуска подвески из бурильных труб не должна превышать скорости спуска обсадных труб.

Для предотвращения прихвата обсадной колонны в процессе ее заполнения, восстановления циркуляции и промежуточных промывок колонну необходимо держать на весу и расхаживать через каждые 5 минут.

Если в процессе спуска колонны появилась необходимость ее расхаживать, то перед расхаживанием необходимо долить колонну до устья.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ:

* изменять проектные решения без оформления соответствующего протокола;
* применять для замера бурильных и обсадных труб рулетки имеющие поправки после их ремонта;
* спускать обсадную колонну без предварительной гидравлической опрессовки труб;
* применять обсадные трубы, которые имели пропуски в резьбовых соединениях при их опрессовке;
* спускать обсадные трубы, в соединениях которых после наворота на скважине выявлен перекос резьб;
* производить обварку резьбовых соединений для "усиления" при ненормальном свинчивании обсадных труб;
* принудительно пропускать колонну через зоны посадок;
* применять разъединитель, который не позволяет производить промывку по время ОЗЦ[9].

**3.1.3 Предупреждение аварий и брака из-за некачественного цементирования**

Цементирование обсадных колонн, установка цементных мостов, заливка зон поглощений должны производиться только при наличии на буровой лабораторных анализов тампонажных растворов или их смесей, проведенных тампонажной конторой (цехом) или лабораторией в полном соответствии с заданными условиями (температура, давление, исходная вода для приготовления жидкости затворения).

Подбор рецептуры тампонажного раствора необходимо производить за 5 суток до цементирования. Если со дня выбора рецептуры до начала цементирования прошло более 10 суток, то рецептуру следует подвергнуть контрольной проверке и в случае необходимости – корректировке.

В лаборатории должно быть проверено отсутствие отрицательного воздействия буферной жидкости на тампонажный и буровые растворы. При этом буферные жидкости (состав и реологические параметры) должны обеспечивать:

* гарантированное разделение бурового раствора от цементного, что достигается подбором плотности буферной жидкости;
* отмывающую способность глинистой корки на границах "горная порода" - "обсадная колонна";
* повышение адгезионной способности горной породы ствола скважины и металла обсадных труб по отношению к цементу.

Время загустевания тампонажного раствора, определяемое на консистометрах при взаимодействии температуры и давления, имитируемых по процессу цементирования, должно быть на 25% больше расчетного времени цементирования, но не менее чем на 30 и не более чем на 90 мин.

Потребное количество тампонажного материала для цементирования обсадной колонны следует определять с учетом коэффициента сжижаемости растворов (смесей), промыслово-геофизических данных (по профилеметрии, произведенной при выполнении заключительного комплекса геофизических работ) и накопленного опыта цементирования скважин на данной площади.

Доставка цемента на буровую, как правило, должна осуществляться цементосмесительными машинами и цементовозами в опломбированном виде с документами о количестве цемента и паспортных сведениях на него и сдаваться буровому мастеру, который должен вести учет завозимого тампонажного материала.

Конструкция цементировочной головки, должна обеспечивать возможность предварительного размещения в ней 2-х разделительных пробок, удерживаемых с помощью стопоров, и исключать возникновение перепада давления на них при цементировании.

Цементировочная головка должна быть опрессована на полуторакратное максимальное давление, которое ожидается при цементировании, в нее должна быть вставлена верхняя разделительная пробка. Цементировочная головка должна быть оборудована манометрами и кранами высокого давления. К цементировочной головке должны быть подведены три линии (две рабочие и третья для выдавливания разделительной пробки).

Процесс цементирования должен производиться непрерывно, соблюдая заданную гидравлическую программу и обеспечивая расчетную скорость восходящего потока тампонажного раствора в затрубном пространстве.

Последние 1,0 – 1,05 м3 продавочной жидкости для обсадных колонн диаметром до 245 мм закачивать одной насосной установкой с Q = 3 – 4 л/с.

По окончании цементирования обсадных колонн, перекрывающих пласты с АВПД и газовые горизонты, а также в скважинах, склонных к газонефтепроявлениям, на период ОЗЦ необходимо герметизировать заполненное до устья затрубное пространство и обеспечить дежурство цементировочного агрегата, обвязанного с устьем скважины.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ:

* проводить цементирование при отсутствии рецептуры лаборатории Тампонажной конторы (цеха) или лаборатории филиала;
* проводить цементирование эксплуатационных колонн без проведения контрольного анализа перед началом работ;
* цементировать обсадные колонны без применения продавочных пробок;
* приступить к оборудованию устья скважины до окончания ОЗЦ и определения высоты подъема цемента за обсадной колонной (по ОЦК, АКЦ);
* допускать отклонение от типовых схем оборудования устья, установленных ГОСТом и действующими инструкциями;
* спускать в скважину бурильные трубы до полного окончания обвязки ПВО;
* проводить работы по разбуриванию цементного стакана, обратного клапана, направляющей пробки до окончания обвязки ПВО, определения его герметичности, а также с применением КНБК, включающей центрирующие приспособления (калибратор, расширитель и др.);
* бурить роторным способом или проворачивать бурильную колонну при нахождении калибратора в башмаке обсадной колонны[7].
	1. **Охрана недр и окружающей среды**

**3.2.1 Общие сведения**

В соответствии с основами законодательства о недрах, основами водного законодательства и водного кодекса РФ, действующим положением о Госгортехнадзоре, постановлениями Совета Министров по усилению охраны природы и улучшению использования природных ресурсов, поиск и разведка, разбуривание и разработка нефтяных месторождений должны осуществляться при полном и строжайшем соблюдении мер по охране недр и окружающей среды.

Основными требованиями по охране недр, предъявляемыми к поиску и разведке нефтяных месторождений, являются государственный контроль за рациональным использованием и охраной недр, (а также установление порядка его проведения), соблюдение утвержденных в установленном порядке стандартов, регламентирующих условия недр, атмосферного воздуха, земель, лесов, вод (Закон Российской Федерации "О недрах").

Охрана недр предусматривает осуществление комплекса мероприятий, направленных на предотвращение потерь нефти в недрах вследствие низкого качества проводки скважин, нарушений технологии нефтяных залежей и эксплуатации скважин, приводящих к преждевременному обводнению или дегазации пластов, перетокам жидкости между продуктивными и смежными горизонтами, разрушению нефтесодержащих пород, обсадной колонны и цемента за ней.

Охрана окружающей среды предусматривает мероприятия, направленные на обеспечение безопасности населенных пунктов, рациональное использование земель и вод, предотвращение загрязнения поверхностных и подземных вод, воздушного бассейна, сохранение лесных массивов, заповедников.

Основными требованиями по охране окружающей среды при эксплуатации скважин является подбор глубинного и наземного оборудования и установление оптимальных режимов его работы.

Во исполнение указанных требований по охране недр и окружающей среды при бурении проектных скважин должны принимать меры, обеспечивающие:

а) предотвращение открытого фонтанирования, графинообразования, поглощения промывочной жидкости, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, воды и газов в процессе проводки, освоения и их дальнейшей эксплуатации;

б) надежную изоляцию в скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных пластов по всему разрезу;

в) герметичность всех технических и обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование;

г) предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении.

Перфорация и торпедирование скважин должны производиться при строгом соблюдении действующих инструкций. После окончания бурения скважины и перфорации колонны для предотвращения снижения проницаемости и призабойной зоны из-за длительного воздействия на нее воды или глинистого раствора скважина должна осваиваться в кратчайшее время.

При наличии опасности межпластовых перетоков нефти, газа и воды не допускается проведение мероприятий по интенсификации притоков нефти и газа.

При испытании скважин продукты освоения должны собираться в закрытые емкости.

Транспортирование вспомогательных материалов и нагнетаемых в нефтяной пласт растворов должно производиться в закрытой таре или емкостях, исключающих их утечку.

При разливе нефти на поверхности земли или попадания ее в водный объект в результате нефтегазового выброса, открытого фонтанирования скважины или аварии трубопровода необходимо сообщить об этом органам, осуществляющим государственный контроль за состоянием водных объектов, не позднее 3-х часов с момента обнаружения, прекратить забор поверхностных и подземных вод для питьевого водоснабжения и принять меры, обеспечивающие предотвращение дальнейшего распространения загрязнения.

Разлившаяся из поверхности объекта нефть должна быть локализована, собрана техническими средствами и способами, безвредными для обитателей водных объектов и не оказывающими вредного влияния на условия санитарно-бытового водоснабжения, и отправлена на установки подготовки нефти или очистительные сооружения.

На загрязненном участке земли должны быть проведены по сбору или нейтрализации загрязнения с последующей рекультивацией земли в соответствии с ГОСТ 17.5.3.04-83. При нарушении обваловки и гидроизоляции участков они должны быть восстановлены.

**3.2.2 Рекультивация земельного участка**

Пред началом строительства скважины проводятся работы по выбору и отводу земли. Площадка для бурения выбирается, как правило, на пастбищах, кормовые достоинства которых невелики. Мощность черноземного слоя не превышает 20 – 40 см. Размер отводимого участка выбирается согласно "Норм отвода земель для нефтяных и газовых скважин" - СН 459-74 в зависимости от цели бурения и типа буровой установки. При подготовительных работах проводятся работы по снятию и складирования почвенного слоя земли в соответствии с ГОСТ 17.4.3.02-85. Он складируется в специально отведенные места в виде буртов. В целях предупреждения ветровой и водной эрозии предусматривается посев многолетних трав. Все эти работы должны проводиться до наступления устойчивых, отрицательных температур. Площадка должна иметь уклон в сторону амбаров для стока жидких отходов.

Современное производство буровых работ пока использует для сбора и захоронения выбуренной породы, а также для хранения технической воды, специально оборудованные земляные амбары. Стенки и дно амбара глинизируются с целью создания экрана, предотвращающего уход водной фракции за пределы амбара и фильтрацию в почву. Как правило, разработка грунта при оборудовании амбаров ведется до глинистой "подушки", т.е. в качестве экрана используется глинистая толща горных пород (глины четвертичного и мезозойского возрастов). После этого производится опрессовка амбара путем закачки в него воды. Если происходит снижение уровня воды в амбаре, то проводится повторная опрессовка.

У амбаров устанавливается центробежный насос, с помощью которого откачивается техническая вода для повторного использования. Для предупреждения растекания вод площадка буровой оборудуется сточными лотками и отвалами, направленными в технологические амбары. Объемы технологических амбаров определяются в зависимости от глубины скважин и ее конструкции.

Монтаж буровогооборудования начинается после проведения всех подготовительных работ. Площади под буровым и вспомогательным оборудованием должно быть гидроизолированным, а также иметь сточные лотки и отводы. При бурении скважины циркуляции бурового раствора осуществляется по замкнутому циклу с применением средств очистки (гидроциклоны, вибросита и т.д.), входящих в комплект буровой установки. В период бурения осуществляется постоянный контроль за герметичностью циркуляционной системы, емкостей для долива скважины и обработки бурового раствора химическими реагентами, емкостей ГСМ.

После окончания строительства скважины, демонтажа бурового оборудования, проводятся работы по ликвидации амбаров и рекультивации площади буровой. Все эти работы проводятся силами строительной организации для проведения в состояние, пригодное для использования в сельском хозяйстве. При ликвидации амбаров проводятся работы по откачке осветленной жидкой фазы для дальнейшего использования, а загустевшие остатки бурового раствора и выбуренной породы после естественного или принудительного выпаривания захоронятся на месте.

Техническая рекультивация проводится для сохранения плодородного слоя почвы и включает выполнение следующих работ:

* срезка и складирование плодородного и минерализованного слоев почвы;
* срезка загрязненной и замусоренной почвы;
* обратное перемещение и разравнивание плодородного и минерального слоев почвы после окончания строительства.

Биологическая рекультивация проводится после технической. Технология биологической рекультивации разрабатывается специализированной организацией по заявке "Заказчика" на основе данных по фоновому состоянию почв до начала строительства и данных по динамике изменения этого фона под действием факторов строительства после окончания его. "Заказчик" представляет эти данные специализированной организации. Технология биологической рекультивации должна включать порядок и количество вносимых удобрений для восстановления плодородия почв, количество применяемой техники. Приведение земельного участка в пригодное состояние производится в течение одного года после завершения работ. Передача землепользователю рекультивируемых земель оформляется атом в установленном порядке при участии представителей землепользователя, строительной организации м органов, осуществляющих контроль за использованием земель[11].

**3.2.3 Охрана поверхностных и подземных вод**

При строительстве скважины особое внимание уделяется охране поверхностных и подземных вод. При выборе площадки учитывается удаленность от открытых водных объектов с учетом их водоохранных зон. С целью предотвращения растекания технической воды, бурового раствора и отходов бурения за пределы площадки буровой и попадания в водный объект проводятся работы по обваловке этой площадки грунтом. На участке строительства проводятся работы по обваловке этой площадки грунтом. На участке строительства проводятся работы по изоляции площадок технологического оборудования, складов химических реагентов, блока приготовления раствора. Предусматривается инженерная система сбора отходов бурения с помощью лотков в амбары.

Для нужд строительства и испытания скважины применяется техническая вода. В процессе строительства скважины должен вестись учет расхода с помощью расходометров, мерных емкостей и других средств, приданных буровой установке.

В процессе бурения скважины осуществляется замкнутый цикл циркуляции бурового раствора с очисткой от выбуренной породы средствами, приданными буровой установке. Оставшаяся вода откачивается и повторно используется на технологические нужды. Она должна отвечать требованиям ГОСТа 51-01-0384. Буровой раствор (частично) вывозится на близлежащие буровые для дальнейшего использования.

Для предотвращения загрязнения водоносных горизонтов и надежной их изоляции при бурении скважины рабочим проектом разрабатывается конструкция скважины в соответствии с "Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 1998г."

Для перекрытия заколонного пространства и предотвращения межпластовых перетоков за обсадными колоннами формируется цементная оболочка, для чего используется тампонажный цемент в соответствии с ГОСТ 1581-85.

В процессе проводки на основе геологического строения и с учетом возможных осложнений применяют буровой раствор с заданными параметрами (эксплуатационными свойствами) для данных условий бурения.

Буровой раствор представляет собой устойчивую глинистую суспензию на водной основе, (эти параметры разработаны в соответствии с "Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности"), обработанную химическими реагентами. Применение химических реагентов позволяет поддерживать и регулировать эксплуатационные свойства бурового глинистого раствора, необходимые для безаварийной проводки скважины до перебойного забоя. Самарским государственным предприятием "Экология" был выполнен анализ химического состояния бурового раствора, применяемого буровыми предприятиями Самарской области, для определения класса опасности данного отхода. Учитывая все факторы, сделан вывод, что буровой раствор относится к 4 классу опасности.

**3.2.4 Охрана атмосферного воздуха**

К основным источникам загрязнения атмосферного воздуха относятся: спецтехника, автотранспорт, тракторная техника, привод буровой, котельная. В процессе испытания скважины из нефти, поступающей на поверхность сепарируется попутный газ, который сжигается на факеле.

Санитарно-защитная зона при строительстве скважин на нефть и газ составляет 300 метров (СН245-71).

**3.2.5 Мониторинг за состоянием окружающей среды**

Контроль за окружающей средой при строительстве скважины – это наблюдение за состоянием и изменением качества почв, подземных и поверхностных вод, воздуха. В задачи контроля на период строительства скважины входит работы по проверке соблюдения требований по охране окружающей среды и организации контроля вредных веществ, поступающих в природную среду в процессе строительства. Контроль за поступлением вредных веществ осуществляется методом отбора проб до начала строительства, в период бурения и после окончания. Отбор проб и определение химического состава почвы проводится в два этапа:

1 этап – до начала строительства – определение фона;

2 этап – после окончания строительства и рекультивации нарушенных земель – фактическое состояние почвы.

Учитывая, что в процессе проводки скважины применяется буровой глинистый раствор, обработанный химическими реагентами, относящимися по классу опасности к нетоксичным и малотоксичным, анализ почв проводят по следующим параметрам:

* нефтепродукты методом капельного анализа;
* рН солевой и водной вытяжки;
* хлорид и сульфат – ионы;
* карбонат кальция.

Контроль загрязнения подземных вод осуществляется методом отбора и анализа проб из контрольно-наблюдательных скважин, пробуренных на месторождении. Отбирают пробы воды на анализ до начала строительства – фоновый показатель, во время бурения – контроль за изменением состава воды, после окончания строительства – полный анализ воды. Контроль за качеством подземных вод должен быть осуществлен по следующим показателям:

* щелочность – мг-экв/л;
* жесткость – мг/л;
* растворенный кислород – мг/л;
* ХПК – мг/л;
* сухой остаток – мг/л;
* хлориды – мг/л;
* сульфаты – мг/л;
* железо общее – мг/л;
* азот аммонийный – мг/л;
* нефть и нефтепродукты – мг/л.

Сравнение фоновых показателей с показателями, определенными в процессе строительства, дает возможность определить источник и степень загрязнения подземных и поверхностных вод.

Бурение скважин на площадях Самарской области ведется, в основном, буровыми установками с электрическим приводом.

Основным источником загрязнения атмосферного воздуха является сжигание попутного газа на факеле. Замеры контролируемых веществ осуществляется до начала строительства как фоновый показатель, и во время сжигания таза. Анализ проводится по следующим основным веществам:

* сероводород;
* окислы азота;
* окислы углерода;
* углеводороды;
* окислы серы;
* окись ванадия.

Из приведенных сведений следует, что воздействие на окружающую природную среду отходов бурового процесса ограничивается территорией площадки, отведенной под строительство буровой установки и привышечных вспомогательных сооружений.

Отходы в виде выбуренной породы, отработанного бурового раствора, буровых сточных вод имеют 4-й класс опасности. Выбуренная порода и твердая фаза бурового раствора захороняются в амбаре. Буровые сточные воды и буровой глинистый раствор частично вывозятся для повторного использования на соседнее буровые. Остальная часть буровых сточных вод частично испаряется, вымерзает, насыщает минеральный грунт площадки.

Территория площадки буровой после рекультивации самовостанавливается, как показывает опыт, в течение 1,5 – 2-х лет.

Выбросы в атмосферу вредных веществ незначительны. За пределами площадки буровой их концентрация ниже ПДК для населенных пунктов, какого0либо влияния на ближайшие населенные пункты эти выбросы не оказывают.

Надежная конструкция скважины, современное устьевое противовыбросовое оборудование и применяемая технология бурения должны обеспечить предупреждение нефтегазопроявлений, что и подтверждается многолетней практикой работы буровых предприятий в данном районе.

Численность работающий на буровой, эпизодически привлекаемая спецтехника оказывают влияние на животный мир незначительно и, в основном, в пределах территории буровой.

Таким образом, предложенные технические, технологические и организационные мероприятия должны обеспечить незначительное воздействие на окружающую среду[11].

4.Сметный расчет на строительство скважины

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование работ и затрат | Прямые затраты,руб. | В т.ч. осн. з/плата рабочих, руб. |
| 1 | 2 | 3 |
| Глава 1Строительство и разработка вышки, при-вышеечн. сооруж., монтаж и демонт. БУСтроительство и монтажРазборка и демонт. К=0,2ИтогоТранспорт 9,8%Итого по гл.1 Глава 2Бурение и крепление скважиныБурение скважиныКрепление скважиныИтогоТранспорт 9,8%Итого по гл.2Глава 3Испытание скв. на продуктивностьОбвязка устья скважиныИспытание скв. на продуктивностьИтогоТранспорт 9,8%Итого по гл. 3Всего по сметному расчету | 2100124276325277524771277546362259828547196477317634777711120942700622416725117324614275787 | 18249182491832156055024376520021951621518283532 |

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В ходе написания дипломной работы были проанализированы геологические условия района проведения буровых работ на нефть и газ для обоснования строительства скважины.

Технические решения, принятые в данной работе направлены на создание качественной скважины в плане надежности, долговечности при строгих условиях окружающей среды.

**Литература**

1. Ганджумян, Р.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин / Р.А. Ганджумян, А.Г. Калинин. – М.: Недра, 2000.
2. Булатов, А.И. Справочник инженера по бурению: в 4т. / А.И. Булатов, А.Г. Аветисов. – М.: Недра, 1985. – т. 1-2.
3. Вадецкий, Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник для нач. проф. Образования / Ю.В. Вадецкий. – М.: Издательский центр "Академия", 2003.
4. Алексеевский, Г.В. Буровые установки Уралмаш завода. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1981.
5. Воздвиженский, Б.И. Буровая механика. – 3-е изд., перераб. и доп. / Б.И. Воздвиженский, М.Г. Васильев. – М.: ГНТИ, 1954.
6. Ганджумян, Р.А. Расчеты бурения (справочное пособие) / Р.А. Ганджумян, А.Г. Калинин, Н.И. Сердюк. – М.: РГГРУ, 2007.
7. Калинин, А.Г. Практическое руководство по технологие бурения на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / А.Г. Калинин и [др]. –М.: ООО "Недра – Ббизнес центр", 2001.
8. Палашкин, Е.А. Справочник механика по глубокому бурению / Е.А. Палашкин. – М.: Недра, 1974.
9. Денисов, П.Г. Сооружение буровых / П.Г. Денисов. - М.: Недра, 1974.
10. Иогансен, К.В. Спутник буровика: Справочник. – 3-е изд., перераб. и доп. / К.В. Иогансен. – М.: Недра, 1990.
11. Хаустов, А.П. Охрана окружающей среды при добыче нефти / А.П. Хаустов, М.М. Редина. – М.: изд-во "Депо", 2006.