Федеральное агентство по образованию

Государственное образовательное учреждение

высшего профессионального образования

«Томский политехнический университет»

Методические указания для самостоятельной работы

Бурение нефтяных и газовых скважин

Томск 2005

Содержание и структура курсовой работы по бурению нефтяных и газовых скважин

Курсовая работа представляет решение конкретных задач сооружения скважин на нефть и газ.

Курсовая работа составляется с использованием данных изучения керна, материалов геофизических исследований скважин, данных их эксплуатации. Привлекаются фондовые и опубликованные материалы. Курсовой проект разрешается представлять в рукописном виде или в компьютерном наборе текста. Работа должна включать в указанной ниже последовательности:

 титульный лист (приложение 1);

 задание (краткая аннотация 0,5 стр.);

 содержание;

 введение (1 – 2 станицы текста);

 геологическое строение и нефтегазоносность месторождения (3 – 4 страницы текста);

 промыслово-геологическое изучение рассматриваемого объекта (8 – 13 страниц текста);

 специальная часть проекта (10 – 16 страниц текста);

 заключение (4 – 5 страниц текста);

 список использованной литературы (приложение 2);

 список графических приложений и таблиц с указанием их номеров и страниц;

 приложения (рисунки, чертежи, графики и т.д.)

Таким образом, общий объем курсового проекта должен составлять 30 – 40 страниц текста.

Разделы «введение», «геологическое строение и нефтегазоносность» обычно составляются по литературным и фондовым материалам.

Разделы «промыслово-геологическое изучение», «спец. часть» и «заключение» составляются на основе первичных и фондовых материалов собранных в организации, где проходилась практика (для студентов очной формы обучения).

Защита курсового проекта проходит в форме доклада. Иллюстрационный материал к докладу представляется или на ватмане или в виде презентации, созданной в программе Power Point.

Ниже даются пояснения по каждому из разделов курсового проекта.

Введение

Во введении кратко излагаются следующие сведения:

-обоснование выбора объекта исследования;

-актуальность темы проекта; связь темы проекта с задачами, решаемыми предприятием (организацией);

-методы, применяемые при решении курсового проекта;

-использование вычислительной техники при выполнении проекта;

-объем и содержание материалов, использованных при выполнении курсового проекта.

Введение и заключение не нумеруются.

Часть №1. Разработка конструкции скважины

Конструкцию скважины характеризуют следующие параметры:

— число обсадных колонн;

— глубина спуска обсадных колонн;

— интервалы затрубного цементирования;

— диаметры обсадных колонн;

— диаметры ствола скважины под обсадные колонны.

Общая методика

Общая методика разработки конструкции скважины сводится к следующему:

1. Исходя из заданных геологических условий определяется необходимое число обсадных колонн.

2. Для каждой колонны в соответствии с назначением определяется глубина спуска и интервал затрубного цементирования (следует помнить, что в газовых скважинах затрубное пространство цементируется до устья, а в нефтяных основные колонны цементируются с перекрытием предыдущих не менее 300 м.).

3. Выбирается диаметр эксплуатационной колонны по предполагаемому дебиту полезного ископаемого (табл. 1).

Таблица 1

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн (мм) при ожидаемом дебите | | | | | | | |
| нефти, м3/сут. | | | | газа, тыс.м3/сут. | | | |
| до 100 | до150 | до 300 | более 300 | до 250 | до 500 | до 1000 | до 5000 |
| 127-140 | 140-146 | 168-178 | 178-194 | 114-146 | 146-168 | 178-219 | 219--273 |

4. Определяется диаметр муфт dм.э. и радиальный зазор δэ.(между муфтой и стенкой скважины) для эксплуатационной колонны (табл. 2).

Таблица 2.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наружный диаметр, мм | | Величина радиального зазора, мм |
| обсадных труб | муфт |
| 140; 146; 168  178; 194  219; 245  273; 299  324; 340; 351 | 159; 166; 188  198; 216  245; 270  299; 324  351; 365; 376 | 10-15  15-20  20-25  25-30  30-40 |

5. Рассчитывается необходимый минимальный диаметр ствола скважины в интервале эксплуатационной колонны из выражения (1).

6. По рассчитанному диаметру скважины подбирается диаметр долота для бурения ствола под эксплуатационную колонну dд.э. (190,5; 215,9; 244,5; 269,6; 295,3; 320; 346; 370; 394; 445; 490).

7. Рассчитывается необходимый внутренний диаметр технической колонны dвн.т. по формуле (2) и подбирается наружный диаметр технической колонны (табл. 3).

Таблица 3. Значение внутренних диаметров (мм)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Значение внутренних диаметров (мм)  Для обсадных труб с различной толщиной стенок | | | | | | | | | | | | | | |
| Толщина стенок,  мм | Наружный диаметр, мм | | | | | | | | | | | | | |
| 116 | 168 | 178 | 194 | 219 | 245 | 273 | 299 | 324 | 340 | 351 | 377 | 407 | 426 |
| 6  6; 5  7  8  9  10  11  12 | -  133  132  130  128  126  124  - | -  155  154  152  150  148  146  144 | -  -  146  162  160  158  156  154 | -  -  180  178  176  174  -  170 | -  -  205  203  201  199  -  195 | -  -  231  229  227  225  -  221 | -  -  259  257  255  253  -  249 | -  -  -  283  281  279  277  275 | -  -  -  306  304  302  300 | -  -  -  -  322  320  318  316 | -  -  -  -  333  331  329  327 | -  -  -  -  359  357  355  353 | -  -  -  -  389  387  385  383 | -  -  -  -  -  406  404  402 |

8. Определяется необходимый диаметр скважины dс.т. и диаметр долота dд.т. для бурения ствола под техническую колонну точно также, как и под эксплуатационную (пункты 4, 5, 6).

9. Аналогично находятся диаметры предыдущих обсадных колонн и долот.

10. Все полученные данные о конструкции скважины сводятся в табл.

Часть №2. Разработка режима бурения скважины

1. Расчет осевой нагрузки на долото

Осевая нагрузка на долото, как режимный параметр бурения, обеспечивает внедрение породоразрушающих элементов в горную породу.

В практике бурения для приближенного расчета осевой нагрузки используется выражение

** (1)**

где q – удельная нагрузка на 1 см диаметр долота для соответствующих пород, кгс/см;

dд – диаметр долота, см.

Значения удельных нагрузок для пород различной категории по буримости приведены в табл. 1.

Таблица 1.

|  |  |
| --- | --- |
| Категория по буримости | Удельная нагрузка, кгс/см |
| Мягкие (М)  Средней мягкости (С)  Твердые (Т)  Крепкие (К)  Очень крепкие (ОК) | 200-600  600-1000  1000-1400  1400-1600  1600-1800 |

Расчетное значение осевой нагрузки в любом случае не должно превышать 80 % от предельно допустимой нагрузки Рдоп. на долото, указанной в табл. 2.

Таблица 2.

|  |  |
| --- | --- |
| Диаметр долота, мм | Предельная нагрузка Рдоп., Тс |
| 190,5  215,3  244,5  269,9  295,3-490 | 22  26  30  32  40 |
| Тип опор долота | Предельная частота оборотов, об/мин |
| В | 70 |
| Н (НУ) | 400 |
| А (АУ) | 600 |

2. Расчет частоты оборотов долота

Частота оборотов, как режимный параметр обеспечивает темпы углубления забоя в единицу времени.

Для приближенного расчета частоты оборотов используется выражение

 (2)

или (3)

 или  (3)

гле n - частота оборотов долота, об/мин;

Vл – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

dд – диаметр долота, м;

π=3,14.

Значения рекомендуемой линейной скорости Vл для пород различной категории приведены в табл. 3.

Таблица 3.

|  |  |
| --- | --- |
| Категория по буримости | Линейная скорость, м/с |
| М; МЗ  МС; МСЗ  С; СЗ  СТ; Т  ТЗ; ТК  ТКЗ; К  ОК | 3,4-2,8  2,8-1,8  1,8-1,3  1,3-1,1  1,1-1,0  1,0-0,8  0,8 и менее |

Расчетное значение частоты оборотов не должно превышать 80 % от допустимой частоты вращения долота nдоп, указанной в табл. 2.

** (4)**

По результатам расчета осевой нагрузки и частоты оборотов определяется типоразмер и конструкция шарошечного долота. Например, 215,3 МСЗ-ГВ (Г- боковая схема промывки рекомендуется при бурении пород мягких (М) и средней твердости (С), для пород твердых (Т) и крепких (К,ОК) рекомендуется использование центральной схемы промывки (индекс Ц или не указывается).

3. Расчет расхода промывочной жидкости

Промывочная жидкость должна обеспечивать очистку забоя скважины от шлама и транспортировку его на поверхность. Интенсивность промывки (расход жидкости) оценивается объемом жидкости прокачиваемой через скважину в единицу времени и измеряется, как правило, в л/с. Практикой установлено, что расход промывочной жидкости, при котором происходит удовлетворительная очистка забоя скважины, составляет в среднем 0,05 – 0,065 л/с на 1 см2 площади забоя скважины при минимальном значении 0,03 – 0,04 л/с.

Исходя из этого расход промывочной жидкости определяется из выражения

 (5)

где К – коэффициент удельного расхода, равный 0,03 – 0,065 л/с на 1 см2 площади забоя;

Sз – площадь забоя (см2), определяемая как

где dд – диаметр долота в см.

****

Вынос продуктов разрушения по затрубному кольцевому пространству обеспечивается при скоростях восходящего потока, превышающих скорость падения частиц в неподвижной жидкости. Значение скоростей восходящего потока промывочной жидкости Vвосх. рекомендуется от 0,5 – 0,8 м/с до 1,5 – 1,8 м/с. Большие значения рекомендуется применять для более мягких пород.

Из этого условия расход промывочной жидкости составит

 (6)

где Vвосх.- скорость восходящего потока, м/с;

Sк.п. – площадь кольцевого зазора между стенками скважин и бурильными трубами, м2.

**** (7)

где dд – диаметр ствола скважины, принимаемый равным диаметру долота, м;

dб.т. – диаметр бурильных труб, м.

4. Выбор качества буровой промывочной жидкости

Наиболее универсальной и наиболее широко применяемой буровой промывочной жидкостью в условия Томской области является глинистый раствор. Качество глинистого раствора оценивается целым рядом характеристик, основными из которых являются:

1. Плотность ().

2. Условная вязкость (УВ).

3. Фильтрация (Ф).

4. Статическое напряжение сдвига (С.Н.С.).

Плотность – содержание массы вещества в единице объема, измеряется ареометром в г/см3.

Плотность буровой промывочной жидкости (БПЖ) определяет величину гидростатического давления в скважине. Повышение давления в скважине снижает механическую скорость бурения и проходку на долото, приводит к усиленному поглощению промывочной жидкости при бурении трещиноватых пород. При бурении скважин в неосложненных условиях значение плотности должно быть минимальным, чтобы получить максимальные показатели бурения. В условиях Томской области задается плотность равная 1,08 – 1,1 г/см3. В то же время увеличение давления на стенки скважины повышает их устойчивость. При бурении интервалов рыхлых неустойчивых пород задается плотность 1,12-1,14 г/см3.

При вскрытии продуктивных горизонтов плотность БПЖ задается равной 1,1-1,12 г/см3. Условная вязкость промывочной жидкости определяет степень ее подвижности или текучести при прокачивании. Измеряется условная вязкость в секундах с помощью вискозиметра СПВ – 5.

При отсутствии поглощений вязкость раствора задают минимальной в пределах 18 – 25 с. (для воды в нормальных условиях вязкость составляет 15с). В случае наличия поглощений вязкость раствора в зависимости от интенсивности поглощений до 40-60 и более секунд. Фильтрация характеризует способность раствора отфильтровать жидкую фазу в окружающую среду. За единицу фильтрации принят объем отфильтровавшейся жидкой фазы (воды) в см3 через бумажный фильтр Ø 75 мм при избыточном давлении в 0,1мПа за 30 минут.

При бурении пород, в условия Томской области, инертных к действию воды, фильтрация может достигать 15-25 см3/30 мин. При бурении в породах, склонных к набуханию и обвалообразованию, необходимо применять раствор с фильтрацией 10-12 см3/30 мин. При вскрытии продуктивных горизонтов фильтрации снижают до 6-10 см3/30 мин. Статическое напряжение сдвига (С.Н.С.) характеризует прочность структуры раствора в неподвижном состоянии. Измеряется С.Н.С. величиной усилия, необходимого для разрушения структуры, отнесенной к единице площади (дПа). Способность раствора образовать структуру в спокойном состоянии позволяет удерживать частицы горной породы в затрубном пространстве во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции. Практически значение С.Н.С. в большинстве случаев достаточно в пределах 20-30 дПа.

Все полученные данные о параметрах режима бурения сводятся в табл. 4.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Интервал | Gос,  Тс | n, об/мин | Q,л/с | Параметры БПЖ | | | | Конструкция долота |
| ρ г/см3 | УВ,с | Ф,см3/  30мин | СНС, дПа |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Продуктивный горизонт, м  от\_\_\_до\_\_\_ |  |  |  |  |  |  |  |  |

Часть № 3. Разработка режима цементирования скважины

При разработке режима цементирования определяют:

— объем затрубного пространства, подлежащего цементированию;

— объем потребного количества тампонажной жидкости (цементного раствора);

— удельный вес тампонажной жидкости;

— количество составных компонентов для приготовления потребного объема тампонажной жидкости;

— объем продавочной жидкости;

— давление на цементировочной головке в конце продавки смеси и тип цементировочного агрегата;

— время цементирования и количество цементировочных агрегатов.

Объем затрубного пространства Vз.п. определяется в соответствии со схемой, изображенной на рис. 1.

 (1)

где К – коэффициент, учитывающий увеличение объема затрубного пространства за счет разработки диаметра скважин, наличия каверн и трещин. Остальные обозначения указаны в подписях к рис. 1.

Значение коэффициента К определяется для конкретных условий с использованием кавернограмм и опыта работ по цементированию. Обычно К изменяется от 1,2 до 2,5.

Объем тампонажной жидкости Vц.р., необходимой для цементирования, определяется из выражения

 (2)

где Vст. – объем цементного стакана.

 (3)

Высота цементного стакана Нст. задается из следующих соображений. При существующей схеме цементирования тампонажная жидкость вытесняется в затрубное пространство с помощью продавочной жидкости (обычно это глинистый раствор или вода). При такой схеме продавочная жидкость в процессе продавки постоянно контактирует с тампонажной жидкостью, в результате чего происходит взаимное их перемешивание. В интервале перемешивания тампонажная смесь теряет свое основное свойство – твердеть с образованием прочного и плотного искусственного камня. Постановка разделительной пробки между тампонажной смесью и продавочной жидкостью уменьшает интервал перемешивания, но не исключает его полностью. Чтобы не ухудшить качество цементирования, интервал тампонажной жидкости, загрязненный продавочной жидкостью, оставляют внутри колонны обсадных труб в виде цементного стакана. Величина этого интервала Нст. зависит в основном от времени контакта (время продавки) и будет тем больше, чем длиннее обсадная колонна, подлежащая цементированию.

Значение Нст. в зависимости от глубины скважины меняется от 5-10 м. до 30-50 м. Оставление цементного стакана практически решается установкой на высоте Нст. кольца «стоп», ниже которого разделительная пробка и продавочная жидкость перемещаться не могут.

Составными компонентами тампонажной жидкости являются: вода, цемент, песок, бентонитовый глинопорошок, утяжелители и химреагенты для регулирования свойств тампонажной смеси. Главными из них является вода и цемент, которые образуют водоцементную смесь, называемую цементным раствором.

Плотность цементного раствора определяется по формуле

** т/м2 (г/см3), (4)

где т – водоцементное отношение, характеризует весовое отношение воды к цементу в данном растворе. Практически значение т изменяется в пределах

0,4÷0,6; ц. – плотность сухого цемента, изменяется в пределах 3-3,2 т/м3. При расчетах принимается равным 3,15 т/м3 (3,15 г/см3); в. - плотность воды, принимается равным 1,000 т/м3 (1 г/см3).

Количество сухого цемента для приготовления 1 м3 цементного раствора определяется из выражения

 т/м3, (5)

Для приготовления всего объема цементного раствора потребуется Gц.

 т, (6)

с учетом потерь при приготовлении раствора

 т, (7)

где Кп – коэффициент, учитывающий неизбежные потери цемента при приготовлении цементного раствора. Значение Кп практически изменяется в пределах 1,05÷1,15.

Количество воды, необходимой для приготовления 1м3 цементного раствора, определяется из выражения

 м3, (8)

Объем продавочной жидкости определится выражением

 м3, (9)

где Ксж. – коэффициент, учитывающий сжатие продавочной жидкости, Ксж.= 1,03÷1,05.

Давление на цементировочной головке, развиваемое насосом в конце закачки продавочной жидкости (Рmax), складывается из гидростатического(Ргс ) и гидродинамического (Ргд):

** (10)

Гидростатическое давление по величине должно уравновесить ствол цементного раствора в затрубном пространстве. Принимая в качестве продавочной жидкости глинистый раствор (γп.ж.=γг.р.),в соответствии с рис. 1 можно записать

 атм, (11)

где Нц и Нст – в метрах, ц.р. и г.р. – в т/м3 или г/см3.

Гидродинамическое давление, необходимое для преодоления сопротивлений при движении жидкости, определяется по эмпирической формуле

 атм, (12)

где Нскв – в метрах.

По найденному максимальному давлению в конце процесса цементирования выбирается тип цементировочного агрегата и режим его работы по табл. 1. Тип агрегата, диаметр поршня и скорость должны быть выбраны такими, чтобы была обеспечена максимальная подача раствора, при этом указанное в таблице давление должно быть больше рассчитанного по формуле 10.

Таблица 1.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип  агрегата | Скорость | Характеристики агрегатов при разных диаметрах поршня | | | | | |
| подача,  л/с | давление,  атм | подача,  л/с | давление,  атм | подача,  л/с | давление,  атм |
| ЦА-320 | I  II  III  IV | d = 100 мм | | d = 115 мм | | d = 127 мм | |
| 1,40  2,55  4,80  8,65 | 400  320  165  95 | 1,74  3,16  5,98  10,70 | 320  266  140  78 | 2,35  4,28  8,10  14,5 | 240  196  103  58 |
| ЦА-400 | I  II  III  IV | d = 110 мм | | d = 125 мм | | d = 140 мм | |
| 6,60  9,50  14,10  19,50 | 400  275  185  135 | 8,80  12,60  18,60  23,40 | 300  210  140  100 | 11,20  16,10  23,80  33,0 | 235  160  110  80 |

Время цементирования ограничивается временем до начала схватывания приготовленного цементного раствора. В любом случае процесс закачки цементного раствора в обсадную колонну и его вытеснение в затрубное пространство продавочной жидкостью должен закончиться раньше, чем цементный раствор начнет терять свою подвижность (схватываться). Выделяют цементный раствор для «холодных» скважин (температура на забое до 40ºС) начало схватывания которого составляет Тсхв=2-7 часов и цементный раствор для «горячих» скважин (температура на забое более 40ºС), начало схватывания которого составляет Тсхв = 1час 45мин. – 2час. 45мин.

Для успешного цементирования считается, что время цементирования должно быть меньше начала схватывания Тсхв.

 (13)

Таким образом, за время Тц. Необходимо закачать в скважину цементный раствор объемом Vц.р., рассчитанный по формуле (2) и продавочную жидкость объемом Vп.ж., рассчитанную по формуле (9). Т.е. суммарный объем жидкости, который необходимо закачать в скважину, составит

 (14)

Необходимая суммарная производительность закачки жидкости в скважину П определится из выражения

 л/с, (15)

где V – объем в литрах, Тц. – время в секундах.

Зная производительность одного агрегата, выбранного по максимальному расчетному давлению из табл. 1, можно найти необходимое число агрегатов

 (16)

где П – суммарная производительность, найденная по выражению (15), л/с;

П1 – производительность агрегата, найденная по табл. 1, л/с;

n – потребное количество агрегатов; I – резервный агрегат.

Практически число цементировочных агрегатов может отличаться от рассчитанного по изложенной методике. Дело в том, что в начальный период закачки цементного раствора давление, которое развивает насос, будет минимальным, т.е. насос может развивать большую производительность, чем принимается по данной методике. Поэтому при более тщательном расчете число агрегатов может быть уменьшено.

С другой стороны возникает необходимость повышения качества цементирования создавать в затрубном пространстве высокую скорость подъема цементного раствора. При этом число агрегатов потребуется больше.