

Здравствуйтесь, уважаемые члены аттестационной комиссии!

Тема моей ВКР – «Технология и техника строительства эксплуатационной скважины № 986 на Федоровском нефтегазоконденсатном месте рождение».

Ежегодно компания вводит в разработку 3-4 новых месторождения. Следует отметить, что 33 % эксплуатационного бурения в целом по России приходится на долю «Сургутнефтегаза». А это - новые мощности, которые позволяют компании обеспечивать планомерный рост добычи.

В 2007 г. «Сургутнефтегаз» вышел на уровень добычи 63.7 млн. т нефти, в 2008 г. - 67,7 млн. т, а уже в 2011 г. достигнут рубеж в 70 млн. т. Это без учета добычи в Восточной Сибири. Наряду с вводом новых месторождений много внимания уделяется внедрению передовых технологий на старых месторождениях. Там, где по всем канонам и расчетам темпы добычи должны падать, компания за счет применения методов увеличения нефтеотдачи пластов демонстрирует стабилизацию и даже прирост добычи.

Поэтому при выполнении данного дипломного проекта были учтены все конкретные особенности и перспективы дальнейшего развития месторождения. А также были запроектированы технические и технологические решения, направленные на повышение качества строительства скважины.

Целью бурения эксплуатационной скважины № 986 является добыча углеводородов из Федоровского продуктивного горизонта мегионской свиты.

Географическая характеристика

В административном отношении Федоровское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

Ближайшим крупным населенным пунктом является город Сургут (30-35 км).

Непосредственно на площади месторождения гидрографическая сеть представлена множеством ручьев и рек. Наиболее крупная из них р. Черная - правый приток Оби.

На всей территории наблюдается большое количество болот и озер. Самое крупное озеро Пильтон-Лор имеет площадь около 100 км². Болота непроходимые, замерзают лишь к концу января.

Для проживания рабочих в г. Сургуте есть много современных общежитий, для проживания рабочих на буровой завозят балки.

По территории месторождения проложена сеть асфальтовых дорог. Грузы и персонал перевозится автотранспортом. Континентальность климата портит асфальтное покрытие дорог, что составляет сложность для перевозки рабочих и техники

Железнодорожное сообщение: разъезд Почекуйский расположен в 45 км к юго-востоку от месторождения. Железная дорога Тюмень-Тобольск-Сургут протяженностью 900 км и Сургут-Уренгой – 650 км

В 35-45 км от месторождения проходят магистральные нефтепроводы Нижне-вартовск-Усть-Балык-Омск и Тюмень-Курган-Альметьевск.

В тектоническом отношении Федоровское месторождение расположено в пределах Сургутского свода. Сургутский свод принадлежит к числу наиболее крупных структур I порядка Западно-Сибирской платформы. Западно-Сибирская платформа возникла в послепротерозойское время и относится к молодым.

К настоящему времени в пределах Сургутского свода открыто более 40 месторождений нефти, из которых 16 находятся в разработке. Большинство месторождений – многопластовые, продуктивными являются отложения юры (тюменская, васюганская и баженовская свиты), меловые отложения (мегионская свита (ачимовская толща, пласты БС10`-14) и вартовская свита (пласты БС1-2 и АС4-9)).

Пластовые нефти горизонтов АС9, АС10, АС11 тяжелые с высоким давлением насыщения и сравнительно низким газосодержанием. Содержание метана в нефти достигает 31%. Молекулярная масса нефти 162. Дегазирование нефти пластов АС9, АС10, АС11 тяжелые, пласта АС9 средней плотности. Нефть пласта АС11 малосмолистая, остальные пласты смолистые. Все нефти вязкие, парафинистые.

В гидрогеологическом отношении Федоровское месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирского артезианского бассейна.

На Федоровском месторождении реликтовая мерзлота залегает на глубинах от 180м. до 250м. Средняя мощность ММП составляет 40м. Мерзлыми являются породы нижней глинистой части новомихайловской свиты, и верхняя часть атлымской свиты.

Пласт БС10 характеризуется высокой продуктивностью. Коллекторские свойства пласта: пористость 24%, нефтенасыщенность 0.68, коэффициент песчаности от 0,43 до 0,56, проницаемость (443-571)х103 мкм2. Залежь пластово-сводовая высотой 70 м. площадь 38 х 47 км.

На месторождениях наиболее распространены следующие осложнения: поглощения бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, приток в скважину пластового флюида, посадки и затяжки бурильной и обсадной колонн.

На борьбу с осложнениями затрачивается в среднем 20-25% календарного времени.

Ликвидируются они силами бригады.

Для профилактики осложнений рекомендуется:

- глубокая проработка и обоснование конструкции скважины с учетом всех специфических особенностей разреза;
 - правильный подбор циркуляционных агентов по составу и свойствам для каждого интервала, ограничения гидродинамических давлений;
 - прогнозирование опасных зон по данным геофизических исследований;
 - уменьшение времени непроизводительных простоев.
-

Для обеспечения успешной проводки скважины радиусы ствола скважины должны обеспечить:

- возможность спуска приборов;
- нормальное прохождение КБТ и обсадных колонн;
- нормальную эксплуатацию обсадных колонн и глубинного насосного оборудования.

На интервалах работы погружных насосов интенсивность искривления ствола не должна превышать 3° на 100 метров длины ствола, в остальных случаях на интервалах допускается интенсивность искривления до 10° на 50 метров, но не более 2° на 10 метров.

В Российской Федерации основные объемы бурения осуществляются турбобурами (80-85%).

С учётом достоинств и недостатков основных способов бурения, исходя из конкретных геологических условий, а также учитывая опыт бурения на соседних месторождениях, выбираются следующие способы бурения:

- под направление – роторный;
 - под кондуктор – турбинный;
 - под эксплуатационную колонну – турбинный.
-

Эффективное разрушение горной породы при бурении происходит при условии, что время контакта рабочих элементов долота с породой было не меньше времени, которое необходимо для разрушения породы при данной нагрузке на ПРИ.

Время контакта зуба долота с породой для шарошечных долот определяется шагом зуба и скоростью вращения долота. Если время контакта будет меньше времени разрушения породы, то процесс деформации будет протекать не полностью, и разрушение будет носить усталостный характер, несмотря на то, что осевая нагрузка будет достаточной.

Основной недостаток направленных скважин - их сравнительно высокая стоимость.

Для оценки работы долот при бурении нефтяных и газовых скважин пользуются следующими показателями:

- Проходка на долото, L – длина ствола скважины, пробуренная данным долотом;
 - Долговечность долота, t_d – время бурения скважины данным долотом до его полного выхода из строя;
 - Механическая скорость бурения, V_M ;
 - Рейсовая скорость, V_P ;
-

Контроль параметров режима бурения осуществляется непрерывно системой датчиков, показывающих и регистрирующих приборов. Для контроля параметров режима бурения скважин: веса инструмента, крутящего момента на роторе буровой установки, частоты вращения ротора, давления бурового раствора, уровня бурового раствора в приемных емкостях используются соответственно средства измерений: гидравлический индикатор веса ГИВ-1 и измеритель нагрузки ГИМ-М, датчик крутящего момента ДКМ и индикатор крутящего момента на роторе ГИМ-1, измеритель частоты вращения ротора ИСР-1, манометр буровой геликсный МБГ-1 и гидравлический измеритель давления ГИД-1, расходомер РГР-7 и измеритель числа ходов поршня бурового насоса ИХН-1, уровнемер УП-11М, многоканальный регистратор.

Все параметры выводятся на пульт управления бурильщика и главный пульт управления процессом бурения, где непрерывно ведется запись на диаграммных лентах. Контроль за проводкой скважин осуществляют газокаротажные станции геофизиков.

Определение типа и диаметра основной ступени УБТ.

Условия бурения нормальные, поэтому при диаметре долота 215,9 мм согласно табл. 1 [2] принимаем наружный диаметр (D_{01}) основной ступени УБТ 178 мм со следующими характеристиками: диаметр внутренний (d_{01}) равен 90 мм, вес 1п.м. трубы $q_{01}=145,4$ кг, длина трубы 12 м.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. $P_{ни} = P_H - P_B$; $P_{ни} \Rightarrow \max$.

Имеются три таких случая.

1. При цементировании в конце продавки ТС и снятом на устье давлении;
 2. При снижении уровня жидкости в колонне (при испытании на герметичность снижением уровня);
 3. Конец эксплуатации (снижение уровня флюида для нефтяных скважин).
-

Соответствие внутреннего диаметра трубы номинальному проводится пропуском через трубу жесткого цилиндрического шаблона. Диаметр шаблона должен быть меньше номинального на следующие величины:

- для труб 114-219 мм на 3 мм;

На трубах, отбракованных при шаблонировании, устойчивой светлой краской делается надпись "брак", трубы складываются в стороне буровой на отдельный стеллаж.

Проработку следует производить до полной ликвидации посадок при спуске КНБК без промывок, при скорости не более чем 20-25 м/ч.

Спуск КНБК до и между интервалами проработок необходимо осуществлять с промежуточными промывками. Первая промывка производится перед выходом в открытый ствол.

Центраторы (40 шт) устанавливаются:

- над башмаком обсадной колонны – 1 шт;
- в интервале 2620-2720 м (продуктивный горизонт +150 м выше), через 10 м – 20 шт;
- у башмака кондуктора и выше его на 50 м, через 10 м – 6 шт;
- в приустьевой части 3 шт;
- в остальных интервалах – 10 шт.

Для эксплуатационной колонны диаметром 168 мм., (см. табл. 5.7 Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Просёлков Ю.М), выбираем цементирующая головка типа ГУЦ 140-168 с рабочим давлением 40 МПа.

Выбираем одноступенчатый способ цементирования как наиболее оптимальный для данных геологических условий. Необходимым условием для его применения является исключение гидроразрыва горных пород при доставке цементного раствора в затрубное пространство.

Критериями выбора ПВО являются максимальное давление, возникающее на устье скважины при полном замещении промывочной жидкости пластовым флюидом при закрытом превенторе и диаметры проходных отверстий превенторов, позволяющих нормально вести углубление скважины или проводить в ней любые работы.

В проекте при освоении скважины принимается оборудование устья скважины малогабаритной превенторной установкой типа ППР 180×21, (диаметр проходного отверстия – 180 мм, рабочее давление – 21 МПа).

Выбираем колонную головку по диаметру обсадных колонн и наибольшему давлению на устье. Давление на устье скважины при опрессовке составит 11,5 МПа. Следовательно, для обвязки устья скважины принимаем колонную головку ОКК1-14-168х245 с рабочим давлением 14 МПа.

Перфорационную среду представляет раствор CaCl, плотностью 1,06 г/см³, которым производили продавку тампонажных растворов. Вторичное вскрытие пласта на проектной репрессии в 2-3 МПа.

Главные причины аварий в скважине происходят в результате несоблюдения утвержденного режима бурения, неисправности бурильного инструмента и бурового оборудования, недостаточной квалификации или халатности членов буровой бригады.

Для предупреждения поглощений выполняются следующие мероприятия:

- ограничение скорости спуска бурильного инструмента и постоянный контроль вытесняемого бурового раствора из скважины;
 - проведение промежуточных промывок не менее 1-ой на 500 м спуска труб с продолжительностью не менее 1 цикла;
 - восстановление циркуляции на забое при минимальной производительности буровых насосов с расхаживанием бурильного инструмента 2-3 мин и вращением ротором;
 - контроль уровня раствора в приемных емкостях.
-

К вспомогательному производству относится база производственного обслуживания (БПО) которая состоит из:

- 1) прокатно-ремонтных цехов
 - бурового оборудования (ПРЦБО),
 - электроснабжения (ПРЦЭЭ),
 - турбобуров и труб (ПРЦТТ),
 - 2) цеха пароводоснабжения (ЦПВС);
 - 3) цеха промывочной жидкости (ЦПЖ),
 - 4) цеха автоматизации производства (ЦАП).
-

Источник электроснабжения – энергосистема, находящаяся на расстоянии 2 км от буровой установки. Протяженность линии электропередачи составляет 2 км., мощность ЛЭП составляет 6 кВ. Заявленная мощность трансформаторов с учетом коэффициента запаса ($K_z = 0,78$) составляет: $1000 \cdot 2 \cdot 0,78 = 1560$ кВт, суммарная мощность системы электроснабжения буровой ($K_f = 0,9$) составит 1400 кВт.

Для технических целей планируется возвести водозаборную скважину с дебитом $7,08 \text{ м}^3/\text{ч}$, глубиной 187 метров, проектный горизонт – четвертичные отложения. Артезианская скважина возводится на кустовой площадке, расстояние до буровой 75 м. Диаметр водопровода 50мм. Объем запасных емкостей для воды составляет 50 м^3 . Потребность в технической воде: в летний период $65,2 \text{ м}^3/\text{сут}$, в зимний период – $135,94 \text{ м}^3/\text{сут}$.

После окончания эксплуатации скважины УБР ликвидирует артскважину в соответствии с РД 08-492-02.

Питьевая вода завозится каждые сутки в объеме 200 литров.

Организация обеспечения безопасности и экологичности при строительстве скважин в Сургутском УБР ведется по трем направлениям:

1. Обеспечение производственной безопасности и охрана труда при

строительстве скважин;

2. Защита рабочих и служащих предприятия в чрезвычайных ситуациях;
3. Охрана окружающей природной среды.

Главная задача служб организация работ по устранению причин несчастных случаев при строительстве скважин, разработка мероприятий по предупреждению травматизма и повышению культуры производства с учетом достижений науки и техники.

Район работ представляет собой слабо пересеченную, сильно заболоченную, неравномерно залесенную равнину, приуроченную к широтному течению р. Оби.

Абсолютные отметки рельефа изменяются от +25 м до +75 м.

Основная водная артерия района - р. Обь. Течение реки медленное (0,3-0,5 м/сек), спокойное. Ширина реки колеблется от 850 м до 1300 м, глубина 8-18 м. Река судоходная в течение всей навигации, со второй половины мая до конца октября.

На всей территории наблюдается большое количество болот и озер. Самое крупное озеро Пильтон-Лор имеет площадь около 100 км². Болота непроходимые, замерзают лишь к концу января.

Основные причины электротравматизма на геологоразведочных работах:

- ✓ использование неисправного оборудования;
- ✓ допуск к работе с электрооборудованием лиц, не имеющих на это право.

Лицо, допускаемое к работе с электрооборудованием, должно иметь IV квалификационную группу по технике безопасности (для электроустановок до 1000 В).

Предупреждение на объектах электротравматизма достигается выполнением следующих мероприятий:

- изоляция токопроводящих частей (проводов) и её непрерывный контроль;
 - применение блокировочных устройств;
 - применение защитного заземления буровой установки;
 - применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок.
-

- В процессе работы контролируются:
 - - скорость вращения буровой колонны;
 - - величина крутящего момента при свинчивании и бурении;
 - - положение элементов трубного манипулятора;
 - - положение системы противобойной арматуры.
-

Оборудование буровой, территории вокруг буровой и работы связанные с бурением проектируются согласно требованиям Федерального закона от 21.12.1994 N 69-ФЗ (ред. от 30.11.2011) "О пожарной безопасности" [34] и Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 10.07.2012) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" [34]. Буровая

оборудуется всеми противопожарными средствами в соответствии с требованиями "Правил пожарной безопасности для геологоразведочных организаций и предприятий".

Правилами предусматривается:

- ✓ назначение на буровой ответственного лица за пожарную безопасность;
- ✓ прохождение вновь принимаемым на работу противопожарных инструктажей;
- ✓ молнизащита.

Вокруг буровой установки в радиусе 50 м выкашивается трава, а территория очищается от валежника и листьев.

При ликвидации аварий связанных с прихватом труб в скважине запрещается создавать нагрузки одновременно лебедкой станка и домкратом (гидравлическими цилиндрами подачи станка). При работе с домкратами обеспечить их правильную установку.

К наиболее опасным авариям относятся нефтегазовые выбросы и открытое фонтанирование. Для их предупреждения, бурение осуществлять в строгом соответствии с ГТН и техническим проектом, ЕТП ведения работ при бурении скважины на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях, ПВ в НГДП и «Инструкцией по предупреждению открытого фонтанирования при бурении скважин».

При спуске колонны 146 мм в превенторе устанавливают плашки диаметром 146 мм. В период ОЗЦ (колонны диаметром 219 и 146 мм) превентор закрыт.

Руководители работ отвечают за обучение рабочих, в том числе:

- ✓ предварительное обучение рабочих при приеме на работу;
- ✓ профессиональное обучение и знание ТБ;
- ✓ инструктивное обучение-проведение работнику инструктажа (первичного на рабочем месте, периодического, внепланового);
- ✓ специальное обучение - предопределяет получение особых знаний (проведение работы на высоте, электроустановках, сосудах, работающих под давлением, умение преодолевать водные преграды, работать в охранной зоне воздушных, наземных, подземных коммуникаций).

Контроль знаний проводится либо в устной, либо в письменной форме с выставлением оценки.

1.1. К самостоятельной работе на установках горизонтально направленного бурения (УГНБ) допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие профессиональную подготовку и прошедшие:

- медицинский осмотр при приеме на работу и не имеющие медицинских противопоказаний;
- вводный и первичный на рабочем месте инструктажи по охране труда;
- обучение безопасным методам и приемам работы (стажировка на рабочем месте);
- проверку знаний требований охраны труда;
- обучение правилам и приемам первой медицинской помощи;

-
- Персонал УГНБ, обслуживающий электрическую часть оборудования напряжением до 1000 В, должен пройти специальное обучение и проверку знаний в квалификационной комиссии с присвоением ему квалификационной группы по электробезопасности не ниже II.
-

5.1. При использовании бурового оборудования в зимнее время производится его ТО:

- замена масла в двигателе, замена дизельного (с летнего на зимнее);
- замена фильтров грубой и тонкой очистки.

5.2. Проведение буровых работ в зимний период при температуре воздуха -10°C запрещается.

7.1. После завершения операции прокладки необходимо:

- осмотреть гидросистему;
 - «реанкерировать» бурильную установку;
 - при выключенном двигателе очистить и промыть весь инструмент;
 - отсоединить все шланги и кабели;
 - отсоединить «зануляющие» кабели и скатать «зануляющий» мат;
 - закатить установку на трейлер и приготовить ее к транспортировке.
 - снять средства индивидуальной защиты и убрать их в предназначенное для них место.
-

- С целью охраны здоровья членов буровой бригады и охраны окружающей среды от загрязнения предлагается следующий комплекс мероприятий:
 - а) если в пластовой воде или углеводородной жидкости содержится H_2S необходимо изолировать такой пласт. Изоляция пласта может быть осуществлена такими способами как: 1) установка ванны с содержанием 5 - 10% водорастворимых солей меди, железа, магния - для гранулярных коллекторов; 2) для кальматации трещинных пород применяется ванна из водорастворимых силикатов.
 - б) для нейтрализации сероводорода в промывочную жидкость следует вводить водорастворимые гидроокислы двухвалентных металлов.
 - в) в период ведения работ по нейтрализации сероводорода членов буровой вахты необходимо обеспечить средствами для защиты дыхательных путей (противогазами, респираторами).
-

Шум и вибрация возникают в следствии работы дизелей и механизмов трансмиссии. Для уменьшения шума и вибрации необходимо:

- ✓ строго соблюдать правила монтажа и крепления оборудования для предотвращения повышенного уровня шума и вибрации;
- ✓ регулярно осуществлять профилактические осмотры и плановые ремонты оборудования во избежание возникновения дополнительного шума вследствие повышенного износа деталей и узлов;

после ремонтов обязательно проводить контроль параметров шума и вибрации, не допускать эксплуатацию неисправного бурового оборудования.

Средства индивидуальной защиты (СИЗ) от вибрации по методу контакта оператора с вибрирующим объектом подразделяют на СИЗ рук, ног и тела оператора. На буровой предусматривается применение следующих СИЗ от вибрации:

- ✓ для рук: рукавицы; перчатки; полуперчатки; наладонники.
 - ✓ для ног: специальная обувь; стельки (вкладыши); наколенники.
 - ✓ для тела: нагрудники; пояса; специальные костюмы.
-
- ✓ Во избежание загрязнения буровой площадки на металлических емкостях предусматриваются предохранительные устройства от перелива. В целях рационального использования воды и снижения объема образования сточных вод применяется обратное водоснабжение.
-
- ✓ После окончания бурения и испытания скважин проводятся работы по восстановлению земельного участка. Если по климатическим условиям эти работы не могут быть выполнены немедленно, срок может быть продлен, но не выше одного года после демонтажа оборудования на скважине.
-
- ✓ Для сбора аварийных разливов нефти, технологических жидкостей и жидких отходов будут применяться сорбенты (опилки, пеносорбенты, цеолиты и др.), а для окончательной очистки - микробиологические препараты. С целью локализации загрязнения предусмотрены соответствующие технические сооружения.

В ходе прогноза воздействия на атмосферный воздух провести оценки загрязнения в районе бурения не только при работе в штатном режиме, но и при осложнениях и аварийных ситуациях, возникновении газопрооявлений. Контроль состояния воздушной среды осуществляться с применением газосигнализаторов Н-120а, Ес-80Н, А-5100, УГ-2, ГХХ-04, ПТФ-2М, ИВП

При ликвидации скважин необходимость и глубина установки цементных мостов определяется из расчета перекрытия нефтегазонасыщенных пластов, зон водонапорных комплексов или зон, содержащих токсичные компоненты. Цемент для установки цементных мостов и ведения ремонтно-изоляционных работ соответствует геолого-техническим условиям, и обладает коррозионной устойчивостью к агрессивным средам.

После демонтажа оборудования необходимо проводить мероприятия, направленные на ликвидацию последствий загрязнения природной среды при строительстве скважин, включающие в себя:

- вывоз бурового раствора из емкостей для повторного использования;
- очистку площадки от оборудования, металлолома, мусора, засыпка ям санитарных узлов;
- рытье амбара для уничтожения путем сжигания и захоронения замазученного и захламленного грунта;

- срезку замазученного и захламленного грунта и захоронение в земляном амбаре;
- утилизацию отходов бурения и ликвидацию шламового амбара;
- планировку площадки.

Общая численность подразделения, выполняющего работы составляет 80 человек.

На рабочую площадку будут завезены жилые вагон-дома, рассчитанные на 6 человек с электрическим отоплением, раковиной, оборудован вагон-столовая для питания работающих, вагон-сауна. Доставка персонала осуществляется автобусами до станции, далее вахтовками.

Строительство скважины на Федоровском месторождении будет осуществляться специализированными бригадами, вахтовым методом с круглосуточным режимом работы по 12 часов. Вахта будет меняться через 15 дней

Таблица - Материальные затраты

Вид затрат	Значение затрат, руб
Электроэнергия	865 802,35
ГСМ	110 400
Трубы	53 754 156
Долота	1 558 100
Хим. реагенты	1 923 022
Итого:	58 211480,35 рублей

Таким образом, Цель работы достигнута.

Спасибо за внимание! Доклад окончен.