**КУРСОВАЯ РАБОТА**

**На тему:**

**"Повышение эффективности производства на компании ТНК путем ввода новых скважин"**

Санкт-Петербург 2002

**Аннотация**

Эта работа представляет собой проектирование бурения нагнетательной скважины и рационального комплекса сопутствующих испытаний – для решения геологоразведочных задач определенной стадии в зависимости от реальной изученности месторождения.

**Введение**

Я проходил производственную практику в городе Нижневартовске, в ЗАО «Нижневартовскбурнефть». Бригада, в которую я был направлен, вела работы на Кошильском месторождении.

Основной нашей задачей при прохождении производственной практики являлось получение практических навыков в работе по специальности. Также перед нами стояла ещё одна задача – сбор материалов, использование которых помогло мне в работе.

**1. Общие сведения о районе работ**

Кошильское месторождение находится в Западной Сибири, в Тюменской области, Нижневартовском районе (Рис. 1.). Климат – континентальный. Среднегодовая температура – (-3)оС. Причем наибольшая летняя составляет – (+34)оС, а наименьшая зимняя – (-52)оС. максимальная глубина промерзания грунта – 2,4 м. Преобладающее направление ветров юго-западное – западное – зимой и северо – северо – восточное – летом. Наибольшая скорость ветра достигает – 28 м/с. Многолетнемерзлых пород нет.

Рис. 1

Рассмотрим тектоническое строение Западносибирской нефтегазоносной провинции. Тектонически она связана с Западносибирской плитой. Под фундаментом Западносибирской плиты понимается сложное сочетание гетерогенных структурных ярусов, которые отделяются региональным несогласием от мезозойско-кайнозойских отложений типичного платформенного чехла.

Фундамент основной части Западносибирской плиты представлен палеозойскими складчатыми комплексами. В осадочном чехле расположен ряд крупных сводов, таких как Нижневартовский и Сургутский (Рис. 2.)

Рис. 2

Кроме крупных сводов присутствуют также мегавалы, прогибы и впадины, осложненные локальными поднятиями, которых выявлено более 1200. Их размеры варьируются от  до  км., с амплитудами от десятков до сотен метров.

По поверхности фундамента Западносибирская плита погружается от районов обрамления к центральным и северным районам. Крутизна погружения не везде одинакова.

Продуктивные горизонты приурочены к отложениям юры, неокома и сеномана (мела). В среднем течении реки Обь выявлены залежи сухого газа, газоконденсатные, газонефтяные и нефтяные залежи (неоком и юра). Залежи Западносибирской нефтегазоносной провинции пластовые сводовые, литологически ограниченные и массивные. Продуктивные горизонты на глубине от 0,7 до 4 км. Рабочие дебиты нефтяных и газовых скважин высокие. Нефти в основном средней плотности, малосернистые, малосмолистые с невысоким содержание парафинов. Свободные газы верхнемеловых отложений метановые сухие с низким содержанием азота и углекислого газа. Содержание тяжелого конденсата нефтяного типа до 1 см3/м3. Содержание легкого конденсата парафинового типа в залежах газа неокома в среднем 150 см3/м3, но местами достигает 800 см3/м3.

Изучение и сопоставление структурных планов поверхности фундамента и нижних горизонтов мезо-кайнозойского чехла, анализ минералого-петрографического и литологического составов пород фундамента, коры выветривания фундамента и перекрывающих их верхнеюрских и нижневаланжинских осадков, изучение характера изменения мощностей этих осадков и условий распределения нефтяных залежей привело к выделению в указанном районе выступов фундамента, образующих грядообразные системы, сопряженные с линейно вытянутыми грабенообразными зонами разломов. Последние по материалам исследований и геолого-промысловым данным отражены в нижних горизонтах осадочного чехла. Эти зоны, ограниченные грядами фундамента, представляют ведущие формы тектонического расчленения района. В них широко распространены магматические образования в виде даек и пластовых тел гранитоидных, гранодиоритовых пород с апофизами аплитов, лампрофиров, линзами плагиоклазовых порфиритов, диабазов, внедрившихся в метаморфизованные сланцевые породы фундамента, а также образования коры выветривания (вскрытая мощность до 50 м.) тюменской свиты (до 30–37 м.) и вогулкинской толщи (до 30–40 м.). Здесь же наиболее развиты алевролито-глинистые отложения абалакской свиты верхней юры (до 70–100 м.) и тутлеймской свиты валанжина (до 15–30 м.).

Выступы фундамента почти повсеместно перекрыты аргиллитами верхов абалакской свиты и битуминозными аргиллитами тутлеймской. На Евринском выступе на гранит-порфирах фундамента залегает базальный гравелито-песчаный пласт готерив-барремского возраста, на Тетеревском интрузия гранита перекрыта глинистыми породами низов алясовской свиты валанжина.

Различный стратиграфический диапазон осадков погруженных тектонических зон и морфологически четко выраженных гряд фундамента, где отсутствуют, за исключением самых верхов, юрские отложения, а на отдельных участках и нижневаланжинские, указывает на дифференцированный характер осадконакопления в верхнеюрскую эпоху, обусловленный таким же характером тектонических процессов. Активность последних определила и резкую расчлененность эрозионно-тектонического рельефа фундамента и перекрывающий его верхнеюрских горизонтов. С мелового времени положительные структурные формы района, составляющие систему I порядка – Шаимский мегавал, – выхолаживаются до полного исчезновения их по горизонтам палеогена.

В пределах изученной части мегавала, по данным сейсмики и бурения, выделяются Евринский блок, Трехозерно-Мулымьинский, Мортымьинский и Тетеревский валы, Окуневский, Андреевский, Среднемулымьинский блоки и др. и соответственно разделяющие их грабенообразные зоны прогибов. Последние также расчленяют гряды фундамента или отдельные его крупные блоки на ряд более мелких по размерам выступов, образуя сложную систему пересекающихся нарушений.

Нефтяные месторождения однобазисные. Залежи нефти приурочены к юрским отложениям тюменской свиты и вогулкинской толщи. Залежи пластовые, стратиграфически экранированные (Рис. 3).

Реже – массивные; высокодебитные, среднедебитные и малодебитные, с коллекторами порового типа.

Кошильское месторождение находится в западной части Ханты-Мансийского округа (см. табл. №1).

Рис. 3

Водораздельные пространства имеют форму плато и спускаются к речным долинам уступам в виде террас.

Максимальные абсолютные отметки рельефа наблюдаются в центре части района и равна (+3400) – (+350 м). Отсюда к северо-востоку и юго-западу отметки понижаются до (+155) – (-300) м. Минимальные отметки, равные (+100) – (-102 м) приурочены к долине рек.

Литологический состав подпочвенных слоев в пределах рассматриваемой территории меняется в зависимости от рельефа местности. На водораздельных платообразных возвышениях в основном элювиально-делювиальные песчано-глинистые образования, к низу переходящие в слабосцементированные песчаные породы и мергели казанского и татарского ярусов верхней перми.

На обширных пониженных речных долин наряду с аллювием встречаются красноцветные породы и глинисто-галогенные образования.

Таблица 1. Сведения о районе буровых работ

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование, единица измерения | Значение (текст, название, величина) |
| Площадь (месторождение)Год ввода площади в бурениеАдминистративное положение:РеспубликаОбласть (край, округ)РайонТемпература воздуха:Среднегодовая, оСНаибольшая летняя, оСНаибольшая зимняя, °СМаксимальная глубина промерзания грунта, мПродолжительность отопительного периода, суткиПреобладающее направление ветровНаибольшая скорость ветров, м/сМноголетнемерзлые породы, м | Кошильская1976РоссияТюменская (Ханты-Мансийский)Нижневартовский-3+34-522,4257зимой ЮЗ-З, летом С-СВ28отсутствуют |

Таблица 2. Сведения о площадке строительства буровой

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование, единица измерения | Значение (текст, название, величина) |
| 1 | 2 |
| Рельеф местностиСостояние местностиТолщины:снежного покрова, смпочвенного слоя, смРастительный покровКатегория грунта | Равнинный, слабо всхолмленныйЗаболоченная, с озерами и реками100–15030смешаный лес (сосна, кедр, береза)торфяно-болотные, пески, суглинки, глины, супеси. |

**2. Геологическая характеристика разреза**

В геологическом строении района принимают участие породы доюрского складчатого фундамента, промежуточного комплекса и терригенные песчано-глинистые отложения платформенного мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, представленного толщами четвертичной, палеогеновой, меловой, юрской и триасовой систем.

**2.1 Четвертичная система (Q)**

Четвертичные отложения покрывают сплошным чехлом всю территорию района. Литологический состав их разнообразен и представлен песками крупнозернистыми и мелкозернистыми, серыми, зеленовато-серыми, глинами зелеными, суглинками. На заболоченных участках отложения покрыты слоем торфа, иногда достигающего толщины 3–5 метров. Общая толщина четвертичных отложений 15–20 метров.

**2.2 Палеогеновая система (P)**

В составе палеогеновых толщ выделяются талицкая, люлинворская, чеганская, атлымская, новомихайловская и журавская свиты. Талицкая, чеганская, люлинворская свиты представлены глинами с прослоями песка, атлымская и новомихайловская – песками с прослоями глин, журавская – алевритистыми глинами и линзами алеврита. Толщина палеогеновых отложений 650–720 метров.

**2.3 Меловая система (K)**

Свита представлена глинами зеленовато-серыми, плотными, однородными. Толщина 75–90 метров.

Березовская свита подразделяется на две подсвиты: нижняя сложена опоками, глинами серыми, опоковидными с линзами алевритов и песков; верхняя представлена глинами серыми с голубовато-зеленоватым оттенком. Толщина свиты 130–150 метров.

Кузнецовская свита представлена массивными участками темно-серых, с зеленоватым оттенком слоистых глин (толщина 15–30 метров).

Покурская свита.

Верхняя сеноманская часть сложена песчаниками, песками, алевритами и глинами. В нижний апт-альбской части свита представлена песчаниками мелкозернистыми и среднезернистыми, переслаивающимися алевролитами и глинами. Толщина свиты 700–750 метров.

Алымская свита.

Верхняя часть свиты по составу преимущественно глинистая, нижняя песчано-глинистая. Толщина свиты 130–150 метров.

Вартовская свита.

Свита подразделяется на две подсвиты – верхнюю и нижнюю. В верхнюю подсвиту входят песчаные пласты AC4-AC12 переслаивающиеся глинистыми породами.

В разрезе нижней подсвиты, верхнюю часть которой слагает пимская пачка глин, выделяются песчаные пласты БС1 – БС9 толщиной от 5 до 30 метров. Общая толщина вартовской свиты 400–450 метров.

Мегионская свита.

В верхней части свиты залегает чеускинская глинистая пачка. Далее идет ряд песчаных пластов БС10 – БС14. Ниже залегает ачимовская толща, представленная переслаиванием песчаников, алевролитов, глин и карбонатных пород. Она характеризуется сложным линзовидно-слоистым строением. Корреляция отдельных пластов весьма затруднена, что обусловлено взаимозамещениями песчано-алевритовых и глинистых прослоев по простиранию и местными изменениями эффективных толщин. В ачимовской толще залегает продуктивный пласт БС16.

По вещественному составу коллекторы ачимовскойтолщи относятся к аркозовому типу. Характерно повышенное (относительно вышележащих пластов) содержание карбонатных и железо-титанистых образований, а также значительное развитие вторичных процессов (регенерация, уплотнение).

В целом для пластов ачимовской толщи характерны невысокие значения пористости и проницаемости.

Проницаемая часть ачимовской толщи сложена мелкозернистыми песчаниками и среднезернистыми и крупнозернистыми алевролитами, среднеотсортированными, глинистыми и умеренно глинистыми. Макростроение пород характеризуется наличием разнообразных косо-перекресноволнистых текстур, свидетельствующих о сложной гидродинамической обстановке накопления осадков. В основании свиты выделяется глинистая пачка, сложенная аргиллитами. Общая толщина мегионской свиты 500–550 метров.

**2.4 Юрская система (J)**

Отложения юрской системы несогласно залегают на породах туринской серии и составляют баженовскую, георгиевскую, васюганскую и тюменскую свиты.

Баженовская свита представлена аргиллитами темными, битуминозными, массивными. Отмечаются конкреция сидерита, включения пирита, отпечатки пелиципод, аммонитов. В свите залегает нефтеносный пласт ЮС0, представленный коллекторами трещиноватого типа. Толщина свиты 25–30 метров.

Георгиевская свита представлена аргиллитами, с карбонатными и слабобитуминозными прослоями. Толщина 3–7 метров, участками выклинивается.

Васюганская свита представлена в верхней части песчаниками с прослоями аргиллитов и алевролитов, нижнюю часть слагают аргиллиты. В верхних отложениях свиты выделяется продуктивный пласт ЮС1. Толщина свиты 50–110 метров.

Тюменская свита сложена преимущественно континентальными отложениями и представлена переслаивающейся толщей песчаников, алевролитов и аргиллитов. В кровле свиты залегает нефтеносный горизонт ЮС2, представленный мелкозернистыми и среднезернистыми песчаниками, крупнозернистыми алевролитами, аргиллитами. Толщина свиты 280–360 метров.

Поскольку разрез однообразен в пределах всего Сургутского нефтегазоносного района, это дает возможность предложить общие для всех месторождений данного района рекомендации по приготовлению и химической обработке буровых растворов при бурении в отложениях четвертичной, палеогеновой и меловой систем (до алымской свиты). В дальнейшем параметры и химическая обработка по вскрываемому геологическому разрезу определяется физико-химическими свойствами пород, с учетом глубины залегания нефтяных, газовых и водяных горизонтов.

Месторождения ЗАО «Нижневартовскбурнефть» по геологическому строению подразделяются на три основных типа:

– чисто нефтяные залежи с высокопроницаемыми и среднепроницаемыми коллекторами, проницаемостью более 0,05 мкм2 (1-й тип);

– нефтяные залежи с низкопроницаемыми продуктивными пластами, проницаемость менее 0,05 мкм2 (3-й тип).

**2.5 Орогидрография**

Нижневартовский район представляет собой слабопересеченную, сильно заболоченную неравномерно заселенную равнину, приуроченную к широтному течению реки Оби. Обь – основная водная артерия района. Ее течение медленное (0,3 – 0,5 м/с). Река судоходная.

Растительность представлена смешанными лесами с преобладанием хвойных. Климат района резко континентальный с продолжительной холодной зимой и коротким летом.

Количество осадков достигает 400 мм. в год.

Снеговой покров устанавливается в конце октября и сходит в конце апреля. Район слабонаселен. Коренные жители – ханты и манси.

Сообщение между населенными пунктами осуществляется: водным, воздушным, железнодорожным транспортом, заканчивается строительство автотрассы.

2.6 Тектоника

Кошильское месторождение в тектоническом отношении представляет собой антиклинальную структуру третьего порядка.

Сургутский свод расположен в центральной части Хантейской антиклинали. По сейсмическому горизонту Б примерно приуроченному к подошве баженовской свиты (волжский ярус) свод оконтуривается изолиниями 2850–2900. Площадь Сургутского свода превышает 30 тысяч километров. Поднятие вытянуто к северо-востоку на 300 километров, ширина свода – 100 километров, амплитуда 300 – 400 метров. Поверхность фундамента вскрыта на глубинах 3000–3165 м.

**3. Промышленная характеристика месторождения**

**3.1 Характеристика продуктивных горизонтов**

Основные промышленные запасы нефти по Западно–Сургутскому месторождению сосредоточены в пластах БС1, БС2+3, БС10, существенно отличающихся коллекторскими свойствами пород, физико-химическими свойствами флюидов.

БС1 сложен тремя типами пород: песчаниками мелко и среднезернистыми, полимиктовыми, с глинистым цементом. В северном направлении отмечаются появления в ее составе глинистых прослоев и уменьшения в мощности, последняя колеблется от 8,4 до 3,2 м. Эффективная мощность изменяется от 7,6 до 3 м, дебиты через 8 мм штуцер составляют 58–160 м3/сут. Пористость пород – коллекторов до 33,2%, проницаемость – 0,708×10-12 м2.

БС2-3 на месторождении развит неповсеместно и представлен песчаниками мелкозернистыми полимиктовыми. Встречаются пропластки известковистого песчаника. В северном направлении отмечается появление в ее составе глинистых прослоев. Пористость пород изменяется от 19 до 30,4%, проницаемость – 0,36х10-12 м2. Сокращение мощности происходит с юго-запада на северо-восток, а также от крыльев к своду. Эффективная мощность меняется от 12 до 1 метра. Дебиты нефти равны 72–96 м3/сут. через 8 мм штуцер.

Горизонт БС10 является одним из основных нефтеносных горизонтов. Он расчленяется на три пласта: БС101, БС102, БС103, которые в ряде скважин сливаются, сложен песчаниками, алевролитами, неотсортированными глинистыми и карбонатными породами.

Пласт характеризуется единой гидродинамической системой. Абсолютная оценка ВНК по пласту БС10 2280–2340 метров не одинакова по площади. В южной части площади она одинакова для всех платов горизонта БС10-11 – 2300 метров. Тип коллектора – поровый. Средняя эффективная толщина – 10,6 метров. БС10 сложен очень пестро. Подошва кровли горизонта БС10 замещается аргиллитами и глинистыми алевролитами, что придает ему полосообразный и линзовидный характер. Пористость пород – коллекторов – от 15 до 26%, проницаемость – 0,094 х 10-12 м2.

Породы коллекторы отделяются друг от друга глинистыми перемычками мощностью от 1 до 6 метров. Для всех пластов БС10 характерно полное замещение коллекторов глинистыми породами. Пласт не однороден, не выдержан по площади. ГНК отсутствует. Дебиты нефти изменяется от небольших притоков до 43 м3/сут. на 6 мм штуцере.

**3.2 Характеристика промышленных нефтяных горизонтов**

Таблица 3. Характеристика промышленных нефтяных горизонтов на Кошильском месторождении

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Залежи | Глубина залегания | Тип залежи | Площадь км2 | Тип коллектора | Средняя эффективная толщина, м | Абсолютная отметка ВНК, м |
| БС1 | 2015 | пластовый, сводовый | 141 | поровый | 5,5 | 2014 |
| БС2-3 | 2050 | пластовый, сводовый | 52 | поровый | 14,2 | 2014 |
| БС10 | 2300 | структурный, литологический | 300 | поровый | 10,6 | 2280–2300 |
| БС11 | 2400 | Литологически экранированный | 61 | поровый | 4,6 | 2280–2300 |

Нефть горизонта БС10 Кошильского месторождения коричневая, маслянистая, с запахом ароматических углеводородов, тяжелая и вязкая, сернистая с незначительным содержанием растворенного газа.

Газ метановый. Удельный вес в пластовых условиях 830 кг/м3, в поверхностных – 887 кг/м3. Газосодержание – 49 м3/т, давление насыщения 9,6 Мпа, содержание асфальтенов – 2,11%, смол – 14,75%, серы – 2,14%, парафина – 3,22% с температурой плавления – 56 градусов Цельсия. Наиболее легкая нефть приурочена к локальным поднятиям на структуре. Наиболее тяжелая нефть – в скважинах, расположенных вблизи зон замещения. Примерно такой же закономерности подчиняется вязкость, наименее вязкая нефть – в локальных поднятиях, наиболее вязкая – к зонам замещения.

**3.3 Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент каверзности пластов**

Таблица 4

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Глубина залегания, м | Стратиграфическое подразделение | Элементы залегания (падения) пластов по подошве | Коэффициент каверзности интервала |
| От (кровля) | До (подошва) | Название | Индекс | Угол | Азимут, град |
| Град. | Мин. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 0 | 60 | Чертвертичные отложения | Q | - | - | - | 1,3 |
| 60 | 100 | Туртасская свита | P2/3 | - | - | - | 1,3 |
| 100 | 220 | Новомихайловская свита | P2/3 | - | - | - | 1,3 |
| 220 | 340 | Атлымская свита | P1/3 | - | - | - | 1,3 |
| 340 | 490 | Тавдинская свита | P1/3-P3/2 | - | - | - | 1,3 |
| 490 | 690 | Люлинворская свита | P2/2 | - | - | - | 1,25 |
| 690 | 790 | Талицкая свита | P1 | - | - | - | 1,25 |
| 790 | 840 | Ганькинская свита | K2 | - | - | - | 1,25 |
| 840 | 970 | Березовская свита | K2 | - | - | - | 1,25 |
| 970 | 995 | Кузнецовская свита | K2 | - | - | - | 1,25 |
| 995 | 1775 | Покурская свита | K2+K1 | - | 30 | - | 1,25 |
| 1775 | 1895 | Алымская свита | K1 | 1 | 30 | - | 1,25 |
| 1895 | 2150 | Вартовская свита | K1 | 1 | 30 | -0 | 1,25 |
| 2150 | 2245 | Мегионская свита | K1 | 2 | 30 | -60 | 1,25 |
| 2455 | 2300 | Баженовская свита | J3 | 2 | 30 |  | 1,25 |
| 2300 | 2330 | Георгиевская свита | J3 | 2 | 30 |  | 1,25 |
| 2330 | 2400 | Васюганская свита | J3 | 3 | - |  | 1,25 |
| 2400 | 2492 | Тюменская свита | J1–2 | До 4 | - |  | 1,25 |

**3.4 Литологическая характеристика разреза скважине**

Таблица 5

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Индекс страт – го подразделения | Интервал, м | Горная порода | Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав) |
| от (верх) | до (низ) | № п/п в интервале | Краткое название | % в интервале |
| Q | 0 | 60 |  | Супеси, суглинки, глины |  | Супеси, суглинки, глины плотные, микрослоистые |
| P 2/3 | 100 | 220 |  | Пески, глины |  | Чередование песков серых, т/з, м/кварцевых и глин серых, песчанистых |
| P 1/3 | 220 | 340 |  | Пески, глины |  | Пески серые м/з, кварцевые, глины серые, алевритистые |
| P 1/3 – P 3/2P 2/2P 1 | 340490690 | 490690790 |  | ГлиныГлиныГлины |  | Глины зеленые, сидеритизированныглины серые, алевритистыеглины однородные, алевритистые, в глауконитовые |
| K 2 | 790 | 840 |  | Глины |  | Глины с раковистым изломом, глауконитовые |
| K 2 | 840 | 970 |  | Глины, опоки |  | Глины однородные, алевритистые, опоки серые |
| K 2K 2 + K 1 | 970995 | 9951775 |  | ГлиныГлины, песчаники, пески |  | Глины темно серые, однородные, массивныеПески глинистые, песчаники поровые, глины с зеленоватам оттенком, алевритистые |
| K 1K 1 | 17751895 | 18952150 |  | ГлиныПесчаники, алевролиты, глины |  | Глины серые с прослоями алевролитовПесчаники серые, аркозовые, полиметаловые, к/з, с/з, алевролиты слюдистые, глины серые, алевритистые |
| K 1 | 2150 | 2245 |  | Песчаники, алевролиты, аргиллиты |  | Песчаники с/з, м/з с включениями дерита, аргиллиты темно-серые |
| J 3 | 2245 | 2330 |  | Аргиллиты |  | Аргиллиты черные, битуминозные, с прослоями известняков |
| J 3 | 2330 | 2400 |  | Аргиллиты |  | Аргиллиты темно-серые с глинисто-известковистыми породами |
| J 3 | 2400 | 2492 |  | Песчаники, аргиллиты, алевролиты |  | Песчаники с линзами аргиллитов, включениями углистого детрита, аргилиты серые, темно-серые с прослоями алевролитов |

# 4. Экономическая часть

#

# 4.1 Общие вопросы

Скважина №4 Семеновская структуры закладывается с целью поиска нефтяной залежи этого месторождения. Проектная глубина скважины – 2540 м, проектный горизонт – кембрий. На основании полученных материалов по всем пробуренным разведочным и эксплуатационным скважинам района работ, открытых аварийных нефтепроявлений не ожидается.

На основе ГТН скважины №4 были обобщены условия проводки скважины.

Таблица 7. Условия проводки скважины

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование показателя | Ед. изм. Основные показатели |
| Проектная глубина скважины | М 2540 метров |
| Проектный горизонт | Кембрий |
| Бурение | Наклонно-направленное |
| Дирекционный угол | 14220 с отходом 342 |
| Буровая установка | «УРАЛМАШ-3Д» |
| Силовой привод | Дизельный |
| Вышка | ВБ 53\*320 М |
| Насосы | У 86 МА 2 |
| Категория скважины | II |
| Длина свечи | М 37,5 м |
| Способ бурения | Роторно-турбинный |
| Тип промывочной жидкости | Глинистый раствор |
| **Время сооружения скважин, всего** | Сут | 103,9 |
| В том числе при бурении |  |  |
| Направление | Сут. | - |
| Кондуктор | Сут. | 0,6 |
| Промежуточная | Сут. | 15 |
| Эксплуатационная | Сут. | 48 |
| Всего | Сут. | 63,6 |
| В том числе при креплении |  |  |
| Направление | Сут. | - |
| Кондуктор | Сут. | 2,1 |
| Промежуточная | Сут. | 9,2 |
| Эксплуатационная | Сут. | 11 |
| Всего | Сут. | 22,3 |
| Механическая скорость | М/час | 9,63 |
| Рейсовая скорость | М/час | 5,95 |
| Техническая скорость | М/ст. мес | 1995,44 |
| Нормативная производительность | М/ст. мес | 1750,83 |
| Сметная стоимость | Руб. | 5529020 |
| Сметная стоимость м. Бурения | Руб. | 2176,8 |

Конструкция скважины принята из расчета обеспечения защиты подземных вод от загрязнения и обеспечения безаварийной проводки скважины. Шахтовое направление 426 мм забивается на глубину 10 м. Цель спуска – перекрытие и изоляция подпочвенных вод, укрепление устья и обвязка с циркуляционной системой.

Кондуктор с диаметром 324 мм спускается на глубину 120 м с целью перекрытия неустойчивого разреза четвертичных отложений и цементируется до устья скважины. Для технологических целей на 324 мм колонну устанавливается превентор ППГ 250\*350.

Промежуточная колонна диаметром 245 мм спускается на глубину 1270 м и цементируется до устья.

Эксплуатационная колонна диаметром 146 мм спускается на глубину 2540 м и цементируется в интервале 1170–2540 м.

Таблица 4.1.2. Материалы для бурового раствора

|  |  |
| --- | --- |
| Материалы | Вес, т |
| Глина | 6,15 |
| NaOH | 3,26 |
| СМАД | 38,4 |
| МАС-200М | 0,86 |
| Графит | 6,15 |
| Сода кальцинированная | 1,44 |
| ЛСБ | 22,46 |
| КМЦ | 6,15 |
| Крахмал модифицированный | 8,26 |
| Нитронный реагент | 48,0 |
| POLOFIX LV –1.5% | 4,56 |
| FLOWSAN – 0.3% | 0,91 |
| KCl – 3% | 9,12 |
| KOH – 0.2% | 0,61 |
| SUPERLUB – 0.7% | 2,13 |
| BIOSTAT – 0.2% | 0,61 |
| BLOKM#25 – 20% | 60,8 |
| DEFPOL – 0.6% | 1,82 |
| Мел – 8,2% | 25,0 |
| BLOK K#200 | 4,56 |

Основные технические характеристики «УРАЛМАШ-3Д» приведены в табл. 1.0.

Таблица 10. Основные технические характеристики «УРАЛМАШ-3Д»

|  |  |
| --- | --- |
| **Наименование основных технических характеристик** | **Значение** |
| Допускаемая нагрузка на крюке, кНУсловная глубина бурения, мСкорость подъема крюка при расхаживании колонн (ликвидации аварий), м/сСкорость установившегося движения при подъеме элеватора (без нагрузки), м/с, не менееРасчетная мощность, развиваемая приводом на входном валу подъемного агрегата, кВтДиаметр отверстия в столе ротора, мм, не менееРасчетная мощность привода ротора, кВт, не болееМощность бурового насоса, кВт, не менееВысота основания (отметка пола буровой), мОснастка талевой системыДиаметр талевого каната, ммМасса, т, не более | 320050000,161,436907002186006,56\*732350 |

Привод лебедки, ротора и одного бурового насоса – групповой от трех дизелей типа В2–500ТК-С4. Привод второго бурового насоса – индивидуальный от двух дизелей типа В2–500ТК-С4.

Средства механизации:

* Ключ буровой АКБ-3М2 Э или АКБУ для свинчивания и развинчивания бурильных труб;
* Пневмоклиновой захват ПКР 560 М-ОР или ПКР БО 700 для удержания бурильной колонны;
* Пневмораскрепитель для затяжки или раскрепления замковых соединений бурильной колонны и для выполнения других грузоподъемных работ;
* Вспомогательная лебедка грузоподъемностью 4,5 т для свинчивания труб обсадной колонны и для выполнения других грузоподъемных работ;
* Кран 3,2–5,7 – У1 для выполнения грузоподъемных операций при ремонтных работах в приводном блоке;
* Кран консольно-повортный грузоподъемностью 0,5 т для выполнения грузоподъемных операций при ремонте насоса.

Монтаж и транспортирование оборудования осуществляется крупными блоками на тяжеловозах ТГ-60, ТГП-70 или волоком, агрегатами – на универсальном транспорте.

# 4.2 Расчет основных технико-экономических показателей

На основании приведенных данных было определено нормативное время на выполнение отдельных процессов и операций: определены затраты времени на бурение, спускоподъемные операции, вспомогательные процессы (установку кондуктора, технической и эксплуатационной колонны, промыслово-испытательные работы и т.д.). Определены суммарные затраты времени на сооружение всей скважины, а также механическая, рейсовая, техническая и парковая скорости, нормативная производительность.

Произведен на основании данных ГТН и местных норм времени на механическое бурение поинтервально по формуле:

, (1)

где Тмех – общее нормативное время на механическое бурение, мин;

Hi – величина интервала по нормативной пачке, м;

mi – нормативное время на бурение 1 м в данном интервале по нормативной пачке, мин/м.

Тмех1 = мин

Тмех2 = мин

Тмех3 = мин

Тмех4 = мин

Тмех5 = мин

Тмех6 = мин

Тмех7 = мин

Тмех8 =306 мин

Тмех9 =мин

Тмех10 =мин

Тмех11 =мин

Тмех12 =мин

Тмех13 =мин

Тмех14 =мин

Тмех15 =мин

Тмех.общ. = 13635,71 мин = 227,2 часа

Количество наращиваний определяется поинтервально для каждой нормативной пачки по формуле:

, (2)

где - количество наращиваний бурильной колонны;

*Hi* – длина интервала нормативной пачки, м;

*l* – длина трубы, м.

n1=раз

n2=раз

n3=раза

n4=раза

n5=раз

n6=раз

n7=раз

n8=раз

n9=раз

n10 = раз

n11=раза

nнаробщ = 10+18+22+34+8+8+11+28+26+6+4 = 175 наращиваний.

Общее время на наращивание определяется суммированием произведением наращиваний на норму времени одного наращивания, принятую по ЕНВ-85 (tнар=12.5 мин): Тнар = 12,5\*175 = 2187,5 мин= 36,5 часа.

Для расчета количества спускаемых и поднимаемых свечей необходимо определить количество долблений (mд) для каждого рассчитываемого интервала путем деления общей мощности данного интервала (Hi) на нормативную проходку на долото (hi):

, (3)

 (4)

md1 = долбление

md2 = долбления

md3 = долбления

md4 = долбления

md5 = долбления

md6 = долблений

md7 = долбления

md8 = долблений

md9 = долбления

md10 = долбления

md11 = долблений

md12 = долблений

∑md = 1+2+2+4+3+13+4+7+28+2+1+0 = 67 долблений.

Определив суммарное количество долблений, можно определить количество спускаемых свечей из выражения:

, (5)

где NC – количество спускаемых в скважину свечей, шт.;

m – количество долблений, округленное до целых чисел, долб.;

Н1 – начальная глубина интервала, м;

Н2 – конечная глубина интервала, м;

d – длина неизменяемой части инструмента (квадрат, турбобур, удлинитель, УБТ, долото и т.д.), м;

h – проходка на долото, м;

L – длина свечи, м.

Nc1=св.

Nc2=св.

Nc3=св.

Nc4=св.

Nc5=св.

Nc6=св.

Nc7=св.

Nc8=св.

Nc9=св.

Nc10=св.

Nc11=св.

Nc12= 0 св.

Зная количество спускаемых свечей, рассчитывают количество поднимаемых свечей:

, (6)

где Nп – количество поднимаемых свечей, шт.;

n1 – количество долблений без учета округлений, долб.;

h\*n1 – мощность интервала, м.

Nn1=св.

Nn2=св.

Nn3=св.

Nn4=св.

Nn5=св.

Nn6=св.

Nn7=св.

Nn8=св.

Nn9=св.

Nn10=св.

Nc11= св.

Nc12=св.

Зная Nc и Nп и определив норму времени на подъем (tп = 1,6 мин) и спуск (tc = 1,4 мин) одной свечи поинтервально, находят затраты времени на СПО – ТСПО:

Тс =∑Nc\*tc (7)

Тс = 2056\*1,4 = 2878,4 мин = 47,8 часа.

Тп =∑Nп\*tп (8)

Тп = 2115\*1,6 = 3384 мин = 56,4 часа.

ТСПО = Тп + Тс (9)

ТСПО = 47,8+56,4 = 104,2 часа.

Время на крепление состоит из:

* времени на проработку ствола скважины
* времени на промывку перед спуском обсадных труб
* времени на ПЗР при спуске обсадных труб
* времени на спуск обсадных труб и приварка муфтовых соединений
* времени на промывку скважины во время спуска обсадных труб
* времени на промывку скважины перед цементированием
* времени на ПЗР к цементироваю колонны
* времени на цементирование скважины
* времени на оборудование устья скважины
* времени на разбуривание цементной пробки
* времени на промывку скважины после разбуривания цементной пробки
* времени на испытание эксплуатационной колонны на герметичность.

Данное время (Tкреп.) принимаем равным 250,3 часа, то есть принимаем время на крепление указанное в режимно-технологической карте по проводке наклонно-направленных скважин на Алешкинском месторождении.

Подготовительно-заключительные работы (ПЗР).

Данное время (ТПЗР) принимаем равным 177,6 часа, то есть принимаем время на ПЗР взятое из режимно-технологической карты по проводке наклонно-направленных скважин на Алешкинском месторождении.

*Смена долота.*

Время на смену долота определяется произведением общего количества долблений (mд) и нормы времени на смену долота, которое получается путем суммирования нормы времени на отвертывание долота – 0,12 час и нормы времени на навертывание долота – 0,12 час:

Тсм.дол.= mд × tсм.дол. (10)

Тсм.дол. = 55 × 0,24 = 13,2 часа.

*Проверка превентора.*

Предусмотрена установка одного превентора. Проверка его закрытием плашек производится по одному разу на долбление. Время на проверку превентора в каждом интервале рассчитывается умножением количества долблений на норму времени на одну проверку (tпров.прев. = 0,53 часа):

Тпров.прев.1 = 1 × 0,53 = 0,53 часа

Тпров.прев.2 = 2 × 0,53 = 1,06 часа

Тпров.прев.3 = 2 × 0,53 = 1,06 часа

Тпров.прев.4 = 4 × 0,53 = 2,12 часа

Тпров.прев.5 = 3 × 0,53 = 1,59 часа

Тпров.прев.6 = 8 × 0,53 = 4,24 часа

Тпров.прев.7 = 1 × 0,53 = 0,53 часа

Тпров.прев.8 = 2 × 0,53 = 1,06 часа

Тпров.прев.9 = 1 × 0,53 = 0,53 часа

Тпров.прев.10 = 9 × 0,53 = 4,77 часа

Тпров.прев.11 = 7 × 0,53 = 3,71 часа

Тпров.прев.12 = 6 × 0,53 = 3,18 часа

Тпров.прев.13 = 7 × 0,53 = 4,77 часа

Тпров.прев.14 = 2 × 0,53 = 1,06 часа

Тпров.прев. = 0 часов.

Общее время на проверку превентора рассчитывается суммированием времен на проверку превентора по интевалам:

Тпров.прев.общ. = 0,53 + 1,06 + 1,06 + 2,12 + 1,59 + 4,24 + 0,53 + 1,06 + 0,53 + 4,77 + 3,71 + 3,18 + 4,77 + 1,06 = 30,21 часа.

*Смена и проверка турбобура.*

На месторождениях нефти Калиниградской области применяются как одно-, так и двух- и трехсекционные турбобуры (нормы времени на их смену и проверку см. в табл. 11.).

Таблица 11. Номы времени на смену турбобуров

|  |  |
| --- | --- |
|  | Тип турбобура |
| Односекцион. | Двухсекционнный | Трехсекционный |
| Сборка турбобура | 0,12 часа | 0,53 часа | 0,8 часа |
| Разборка турбобура | 0,12 часа | 0,4 часа | 0,64 часа |
| Проверка турбобура | 0,29 часа | 0,29 часа | 0,29 часа |
| Итого | 0,53 часа | 1,73 часа | 1,22 часа |

Тсм.турб. = 1×0,53+4×1,73+1×1,22 = 8,67 часа.

*Промывка скважины после спуска и перед подъемом инструмента.*

Определяется средняя глубина рассчитываемого интервала . Находится нормативное время (в мин) на один цикл прохождения раствора на каждые 100 м (tпром. = 1,02 мин).

Тпромi=, (11)

где *ц* = 2.





*Тпром*.15 = 0 часов.

Тпром.общ. = 0,02+0,16+0,33+ = 27,98 часа.

Опрессовка бурильных труб.

Согласно табл. 10 ЕНВ на глубину 2190 м приходится 86 свечей, а за вычетом УБТ (утяжеленных бурильных труб) – 107 – 1 = 85 свечей. Норма времени на опрессовку бурильных свечей складываются из следующих операций:

1. Подготовительные работы – 0,96 час;
2. Опрессовка 1 свечи – 8 мин: Топр.св.= 8 × 85 = 680 мин = 11,3 часа;
3. Заключительные работы – 0,64 час.

Общее время на опрессовку бурильных труб: Tопр.св.общ.= 0,96+11,2+0,64 = 15,6 часа.

В бурении данной скважины предусматривается применение 1 свечи УБТ (или 2 труб). Норма времени на сборку одной свечи УБТ нужного диаметра путем наращивания составит: 0,34 часа × 2 трубы = 0,68 часа.

При вводе в бурение 1 свечи УБТ сборка УБТ осуществляется при спуске инструмента. Норма времени на спуск инструмента составит: 0,19 часа × 2 трубы = 0,38 часа.

По окончании бурения УБТ разбираются (§ 17 ЕНВ). Норма времени на разборку 1 свечи или 2 труб составит: 0,19 часа × 2 трубы = 0,38 часа.

Общее время на сборку и разборку УБТ: Tсб.разб.УБТобщ = 0,68 + 0,38 + 0,38 = 1,44 часа.

Разборка бурильных свечей.

После испытания эксплуатационной колонны на герметичность производится разборка бурильных свечей в шурфе или скважине. Норма времени на одну свечу – 10 мин. Количество свечей, подлежащих разборке, за минусом 1 свечи УБТ – (86 – 1) = 85 свеч. Общее время на разборку будет: 10 мин × 85 = 850 мин.

На подготовительно–заключительные работы по нормам (§ 22 без п. 1,3,4) требуется 117 мин.

Всего на разборку бурильных свечей с ПЗР: Тразб.бур.св. = 850 + 117 = 967 мин = 16,1 часа.

Переоснастка талевой системы.

Нормативное время на переоснастку талевой системы составляет: tпер.тал.сис. = 2,31 часа.

Проработка скважины.

Проработка скважины в интервале 2430–2540 м производится с применением 1 свечи УБТ. В общее время на проработку ствола скважины должно входить время на:

1. Подготовительные работы перед спуском инструмента – 6 мин;
2. Навертывание проверочного долота – 7 мин;
3. Спуск бурильных свечей на конечную глубину проработки – 2540 м (проработка ведется свечами через одиночку).

Расчет времени на промыслово-геодезические исследования (ГИС).

Промыслово-геодезические исследования строящихся КМУБРом скважин осуществляются силами геологов из объединения. Для этого в балансе времени им выделяется в среднем на скважину 73,6 часа, т.е. ТГИС = 73,6 часа.

Ремонт.

Данное время (Tрем.) принимаем равным времени на ремонт, указанном в режимно-технологической карте по проводке наклонно-направленных скважин на Алешкинском месторождении. Таким образом, Tрем = 99,4 часа.

Общее нормативное время на сооружение скважины будет равно сумме затрат времени на все производительные процессы и операции, предусмотренные технологическим циклом.

Тобщ = Тмех + ТСПО + Тнар + Ткреп + Т ПЗР + Тсм.дол. + Тпров.прев. + Тпром. + Тсм.турб. + Топр.св. + Тсб.разб.УБТ + Тразб.бур.св. + Т переос. + Тпрор. + Тпроч.всп. + ТГИС + Трем (12)

Тобщ = 227,3 + 104,2 + 36,5 + 177,6 + 13,2 + 30,2 + 28 + 8,7 + 12,9 + 1,4 + 16,1 + 10,4 + 50,1 + 73,6 + 99,4 = 889,6 часа = 37 суток.

Тр = Тмех + ТСПО + Тнар (13)

Тр = 227,3 + 104,2 + 36,5 = 368 часов = 15,3

Твспом.общ. = Ткреп + Т ПЗР + Тсм.дол. + Тпров.прев. + Тпром. + Тсм.турб. + Топр.св. + Тсб.разб.УБТ +Тразб.бур.св. + Т переос. + Тпрор. + Тпроч.всп. + ТГИС (14)

Твспом.общ. = 177,6 + 13,2 + 30,2 + 28 + 8,7 + 12,9 + 1,4 + 16,1 + 10,4 + 50,1 + 73,6 = 422,2 часа = 17,6 суток.

Таблица 12

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| В том числе при бурении |  |  |
| Направление | Сут. | - |
| Кондуктор | Сут. | 0,6 |
| Промежуточная | Сут. | 15 |
| Эксплуатационная | Сут. | 48 |
| Всего | Сут. | 63,6 |
| В том числе при креплении |  |  |
| Направление | Сут. | - |
| Кондуктор | Сут. | 2,1 |
| Промежуточная | Сут. | 9,2 |
| Эксплуатационная | Сут. | 11 |
| Всего | Сут. | 22,3 |

# 4.3 Сметно-финансовые расчеты

Данные расчеты включают расчет механической, рейсовой, технической скоростей бурения, нормативной производительности, а также режим труда и сметную стоимость проектируемых работ.

*Механическая скорость:*

 (15)

где Нск - глубина скважины, м.



*Рейсовая скорость:*

 (16)

.

*Техническая скорость:*

 (17)



*Нормативная производительность:*

 (18)



В Тюменской области действует двусменный режим работ, характерный для вахтового метода (Тсм = 12 часов). В своем курсовом проекте я принимаю этот же режим, во-первых, из-за его простоты, а во-вторых, его оправданности в условиях небольших расстояний от города до бурового участка.

Цикл строительства скважины – 59.6 суток:

* Вышкомонтажные работы – 110.4 часа = 4.6 суток;
* Бурение, крепление – 37 суток;
* Освоение – 432 часа = 18 суток.

Таблица 13. План-график строительства скважины

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование этапов цикла строительства скважины | Продолжительность этапа, сут. | Календарный месяц |
| 1-й | 2-й |
| ВМР | 4,6 |  |  |  |
| Бурение | 37 |  |  |  |  |
| Освоение | 18 |  |  |  |

Для определения затрат на строительство скважины по данному проекту была рассчитана сводная смета и сметные расчеты бурения скважины и крепления скважины, а также интервальная шкала сметной стоимости 1 м бурения в соответствии с конструкцией скважины, на основе фактических смет с учетом коэффициента повышения производительности труда = 1.15 (см. приложения).

Отклонение сметной стоимости 1 м бурения от фактической составило 573,55 руб.

# 5. Методика и объём проектируемых работ

**5.1 Профиль ствола скважины**

Таблица 14. Профиль ствола скважины

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Интервал по вертикали, м | Длина интервала по вертикали, м | Зенитный угол, град | Горизонтальное отклонение, м | Удлинение, м | Общая длина, м |
| от (верх) | до (низ) | в начале интервала | в конце интервала | средний | за интервал | общее | за интервал | общее |
| Бурение под кондуктор |
| 00,0 | 1110 | 1110 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 110 |
| 1110 | 2202 | 292 | 0,0 | 9,0 | 4,3 | 7,5 | 101,7 | 0,4 | 0,0 | 202 |
| 3202 | 7780 | 1578 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 94,2 | 111,7 | 7,6 | 8,0 | 788 |
| Бурение из-под кондуктора |
| 4780 | 11700 | 1920 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 150 | 251,6 | 12,1 | 20,2 | 1720,2 |
| 11700 | 22406 | 6706 | 9,0 | 2,0 | 5,3 | 70,6 | 322,2 | 4,0 | 24,1 | 2430,1 |
| 22406 | 22492 | 86 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 3,2 | 325,5 | 0,0 | 24,2 | 2516,2 |
| Примечание: | Интервалы профиля рассчитываются для каждой конкретной скважины в план программе на проводку в зависимости от конкретных исходных данных и фактических закономерностей искривления. |

## 5.2 Целевое назначение и виды проектируемых работ

Назначение скважины – поддержание пластового давления.

Виды проектируемых работ:

1. Проведение подготовительных работ.
2. Монтажные работы, расчистка площадки под буровую, подведение водопровода, линии электропередачи, строительство подъездных дорог и т.д.).
3. Непосредственный процесс бурения.
4. Вскрытие продуктивного пласта.
5. Опробование и испытание скважины в процессе бурения.
6. Крепление скважины.
7. Разобщение пластов.
8. Испытание обсадных колонн на герметичность.
9. Освоение скважины.
10. Заключительные работы на скважине.

## 5.3 Вскрытие продуктивных пластов

Вскрытие продуктивного горизонта является первым этапом в комплексе работ по заканчиванию скважин. При вскрытии происходит углубление скважины в продуктивный пласт на полную его мощность или частично. При этом особое значение приобретают физико-химические процессы, которые действуют в окрестностях ствола скважины и приводят к образованию призабойной зоны пласта (ПЗП), которая включает некий объем пород от стенки скважины вглубь пласта, подверженный влиянию при вскрытии. Основной задачей качественного вскрытия продуктивного горизонта является применение таких буровых растворов, которые минимально снижают проницаемость призабойной зоны.

Особое внимание уделяется схеме вскрытия продуктивного горизонта. На выбор той или иной схемы влияет ряд факторов, среди них можно выделить главные: пластовое давление, литологический состав горной породы – коллектора, ее устойчивость в стенках скважины.

При вскрытии продуктивного горизонта, особое внимание уделяется типу бурового раствора, воздействие, на коллектор которого является основной причиной загрязнения призабойной зоны пласта. В связи с этим, от правильного выбора типа и рецептуры бурового раствора зависят, в будущем, фильтрационные свойства пород коллектора. С другой стороны необходимо выбрать такой раствор, чтобы свести к минимуму отрицательные последствия его воздействия на фильтрационные свойства пород коллектора. В связи с этим, необходимо, чтобы разница между давлением столба бурового раствора и пластовым давлением не превышала 2,5 МПа. Так же необходимо, чтобы относительная плотность бурового раствора удовлетворяла следующему условию , где КА, КП – коэффициенты анормальности пластового давления и давления поглощения соответственно.

Топографо-геодезические работы ведутся в начале строительства скважины, а именно при обозначении на местности устья будущей скважины, при подготовительных работах. Ориентирование ствола скважины и определение пространственного положения скважины происходит при помощи инклинометра спускаемого в скважину. Толщина цементной стенки и качество строительства скважины определяется с помощью другого геофизического оборудования спускаемого в скважину.

## 5.4 Сводная таблица проектируемых работ

1. Подготовительные работы.
2. Топографо-геодезические работы.
3. Буровые работы.
4. Вскрытие продуктивного пласта.
5. Опробование и испытание скважины в процессе бурения.
6. Крепление скважины.
7. Разобщение пластов.
8. Испытание обсадных колонн на герметичность.
9. Освоение скважины.
10. Заключительные работы на скважине.

## 5.5 Заключительные работы на скважине

При исследовании скважин ставятся более широкие задачи, чем при опробовании. Определению подлежат промысловые характеристики скважины при установившихся режимах работы (дебит, забойное и пластовое давление, температура, коэффициент продуктивности скважины, проницаемость и гидропроводность пласта, состав и свойства пластового флюида). Режим работы считают установившимся, если при данном диаметре штуцера забойное и устьевые давления и дебит стабильны.

В нашем случае, когда скважина является эксплуатационной, точное и качественное определение промысловых характеристик пласта приобретает важное значение. Испытанию подлежит тог же интервал, что и при опробовании, представленный одним однородным пластом.

Исследование при одном режиме считается законченным, если два последовательных измерения давлений и дебитов практически совпадают.

Устьевые давления измеряют обычно через каждые 3 часа; забойные давления и дебиты – 1–2 раза в сутки. Длительность исследования одного пласта занимает несколько суток.

Спустя сутки после регистрации КВД (кривой восстановления давления) глубинным манометром делают дополнительное измерение пластового давления в закрытой скважине. После окончания исследования необходимо провести пробную эксплуатацию скважины на оптимальном режиме.

По соответствующей КВД с помощью определенных зависимостей определяют искомые гидродинамические характеристики пласта.

**Список литературы**

1. Геолого-технический наряд, ЗАО «Нижневартовскбурнефть».
2. Каналин В.Г., Ованесов М.Г., Шугрин В.П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология: Учебник для вузов. - М. - Недра, 85.
3. Пермяков И.Г., Хайрединов Н.Ш., Шевкунов Е.Н. Нефтегазопромысловая геология и геофизика: Учеб. пособие для вузов. - М.: Недра, 86.
4. Программа на проводку скважины №717, ЗАО "Нижневартовскбурнефть"