ФАКУЛЬТЕТ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ

Кафедра технологии и техники разведки месторождений полезных ископаемых

Выпускная квалификационная работа специалиста

Тема: Эксплуатационно-разведочное бурение на Ново-Михайловском месторождении нефти

Екатеринбург 2019г.

ВВЕДЕНИЕ.

Нефтяная промышленность - отрасль тяжелой индустрии, включающая разведку нефтяных и нефтегазовых месторождений, бурение скважин, добычу нефти и попутного газа, трубопроводный транспорт нефти. Цель нефтеразведки - выявление, геолого-экономическая оценка и подготовка к работе промышленных залежей. Нефтеразведка производится с помощью геологических, геофизических, геохимических и буровых работ. Процесс геологоразведочных работ подразделяется на два этапа: поисковый и разведочный. Первый включает три стадии: региональные геолого-геофизические работы, подготовка площадей к глубокому поисковому бурению и поиски месторождений. Второй завершается подготовкой месторождения к разработке.

По степени изученности месторождения делятся на четыре группы:

А) Детально разведанные месторождения.

В) Предварительно разведанные месторождения.

C_1) Слабо разведанные месторождения.

C_2) Границы месторождений не определены.

Категории А, В и C_1 относятся к промышленным запасам.

В настоящее время нефтяной сектор топливно-энергетического комплекса России является одним из наиболее устойчиво работающих производственных комплексов российской экономики. Нефтяной комплекс сегодня обеспечивает значительный вклад в формирование положительного торгового баланса и налоговых поступлений в бюджеты всех уровней.

Добычу нефти в стране осуществляют более 240 нефтегазодобывающих организаций. 11 нефтедобывающих холдингов обеспечивают более 95% всего объема добычи. Основные регионы добычи - открытые еще в 1960-е и 1970-е годы западносибирские месторождения, на долю которых приходится 68,1% совокупной годовой добычи. Второй в стране по объему добычи нефти - Волго-Уральский регион - находится в поздней стадии разработки

продуктивных месторождений и характеризуется затухающей добычей, которая в ближайшие несколько лет начнет сокращаться.

Значительные сокращения произошли среди работ, нацеленных на перспективное развитие. Это касается сейсмики и разведочного бурения. Ряд нефтяных компаний не только сократил программу сейсмических исследований, но и отказался от заключенных контрактов. Падение физических объемов рынка сейсмики в 2009 г. оценивается в 20 – 25%. Со стороны некоторых нефтяных компаний в Роснедра поступили заявления с просьбой приостановить выполнение лицензионных соглашений в части проведения изыскательских и разведочных работ. Подобные проблемы возникли не только у небольших компаний, но и у крупных, например – у «Татнефти». Объемы разведочного бурения сократились почти наполовину. Учитывая позицию государства в вопросе восполнения запасов, следует ожидать некоторой стабилизации ситуации в данном сегменте, или даже некоторого улучшения за счет государственного заказа.

Приоритетным направлением современного развития ТЭК является поиск, разведка и технология разработки малоразмерных по площади, но чрезвычайно богатых по запасам очагов активной нефтегазогенерации. Ключевым геолого-экономическим параметром служит низкая себестоимость единицы продукции, а не общая сумма добытых объемов нефти и газа. Традиционная ориентировка на поиски крупных по площади ловушек привела к тому, что на разведанных и даже считающихся уже освоенными территориях было пропущено значительное число богатых по запасам, но малоразмерных месторождений нефти и газа.

Главной проблемой поискового и разведочного бурения при малоразмерных залежах углеводородов является “проблема точного попадания” забоя скважины в целевой геологический объект. Решение этой проблемы возможно при соблюдении двух условий:

1) предварительные поисковые геофизические работы должны обладать необходимой высокой пространственной разрешенностью;

2) бурение ствола скважины должно гарантировать точное попадание забоя в выявленный по геофизике целевой объект.

«Точное попадание» поисковой скважиной в оптимальный высокодебитный участок малоразмерной залежи может привести к идеальной схеме: эта единственная скважина, выполнив функции поисковой и разведочной, может оказаться единственной добывающей скважиной. Такой идеальный сценарий поиска, разведки и разработки месторождения углеводородов дает самую низкую себестоимость добываемой продукции и максимальную экономическую прибыль.

1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.

1.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.

Оренбургская область, где и находится Ново-Михайловское месторождение, относится к «старым» нефтедобывающим районам Урало-Поволжья и отличается от других районов более благоприятными показателями сырьевой базы. В Оренбургской области запасы открытых месторождений превышают существующий уровень добычи нефти почти в 60 раз, а перспективные и прогнозные ресурсы нефти наиболее значительны в Урало-Поволжье.

К настоящему времени в Оренбургской области открыто 178 нефтяных месторождений, из которых 82 разрабатываются; доля последних в объеме текущих запасов нефти 75%. Выработанность начальных запасов открытых месторождений составляет 37%, по отдельным месторождениям она достигает 73% (Бобровское) и 68% (Покровское). В то же время наиболее крупная в области залежь нефти - в нефтяной оторочке Оренбургского газоконденсатного месторождения (запасы 85 млн. т.) находится только в начальной стадии освоения, хотя имеет высокую конкурентоспособность по отношению к другим нефтяным месторождениям Оренбургской области.

В административном отношении Ново-Михайловское месторождение расположено в Бугурусланском районе Оренбургской области в 30-ти км к юго-востоку от ж.д. станции Бугуруслан. Климат в районе месторождения резко континентальный (III климатическая зона), характеризующийся резкими перепадами температур воздуха, как в течение суток, так и между тёплым и холодным периодами года, а также недостаточной увлажнённостью территории.

В таблице 1.1 представлены сведения о районе буровых работ.

Таблица 1.1

Сведения о районе буровых работ

Название, единица измерения	Значение (текст, название, величина)
Месторождение (площадь)	Ново-Михайловское
Блок (номер или название)	23А
Административное положение:	
-республика	Россия
-область (край, округ)	Оренбургская
-район	Бугурусланский
Температура воздуха, °С:	
-среднегодовая	+3,6
-наибольшая летняя	+38
-наименьшая зимняя	-38
Среднегодовое количество осадков, мм	412
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1,4
Продолжительность отопительного периода, сут.	204
Продолжительность зимнего периода, сут.	150
Азимут преобладающего направления ветра, град	273
Наибольшая скорость ветра, м/с	25
Интервал залегания многолетнемёрзлой породы, м	отсутствуют

Ближайшее разрабатываемое месторождение Султангулово-Заглядинское, нефтепровод Султангулово-Заглядино-Бугуруслан расположен в 7 км к северу от месторождения.

В экономическом отношении Бугурусланский район является сельскохозяйственным. Основной отраслью является растениеводство. Месторождение расположено на землях колхоза «Пахарь» Пониклинского сельсовета Бугурусланского района Оренбургской области. Пути сообщения представлены автомобильными дорогами. Шоссейная дорога Бугуруслан-Тарханы проходит в 10 км к северу от месторождения. В 10 км к западу проходит шоссе Бугуруслан-Бузулук, к востоку в непосредственной близости от месторождения проходит дорога Заглядино-Петровка.

Район Ново-Михайловского месторождения находится в пределах Заволжско-Предуральской возвышенной провинции Бугульминско-Белебеевского округа. Территория характеризуется расчленённым холмистым рельефом. Местность представляет собой возвышенное плато с развитой овражно-речной сетью. Абсолютные отметки поверхности изменяются от +100 м в

северной части участка до +200 м в южной. Водораздельная поверхность полого погружается в северо-восточном направлении в долине р. Большой Кинель. Левыми притоками р. Большой Кинель, речками Грязнуха, Козловка и оврагами поверхность расчленена на ряд холмов, относительная высота которых достигает 80-90 м. Существующие физико-географические условия представляют собой результат длительного геологического развития этого региона, определившего особенности многих природоформирующих факторов. Рельеф района сформировался в новейший тектонический этап. Здесь выделяются следующие типы равнин: денудационная равнина позднеолигоценового возраста и денудационная равнина раннечетвертичного возраста.

Растительный покров района Ново-Михайловского месторождения в течение длительного времени подвергался воздействию человека и опасных природных явлений. В результате этого изменился состав растительных сообществ, некоторые виды растений совсем исчезли, другие оказались на грани исчезновения. В красную книгу Оренбургской области занесено 145 видов растений.

Население района многонационально. Русские составляют большинство. Проживает много татар, мордвы, чувашей, казахов, башкир.

На рисунке 1.1 приведена обзорная схема района работ.

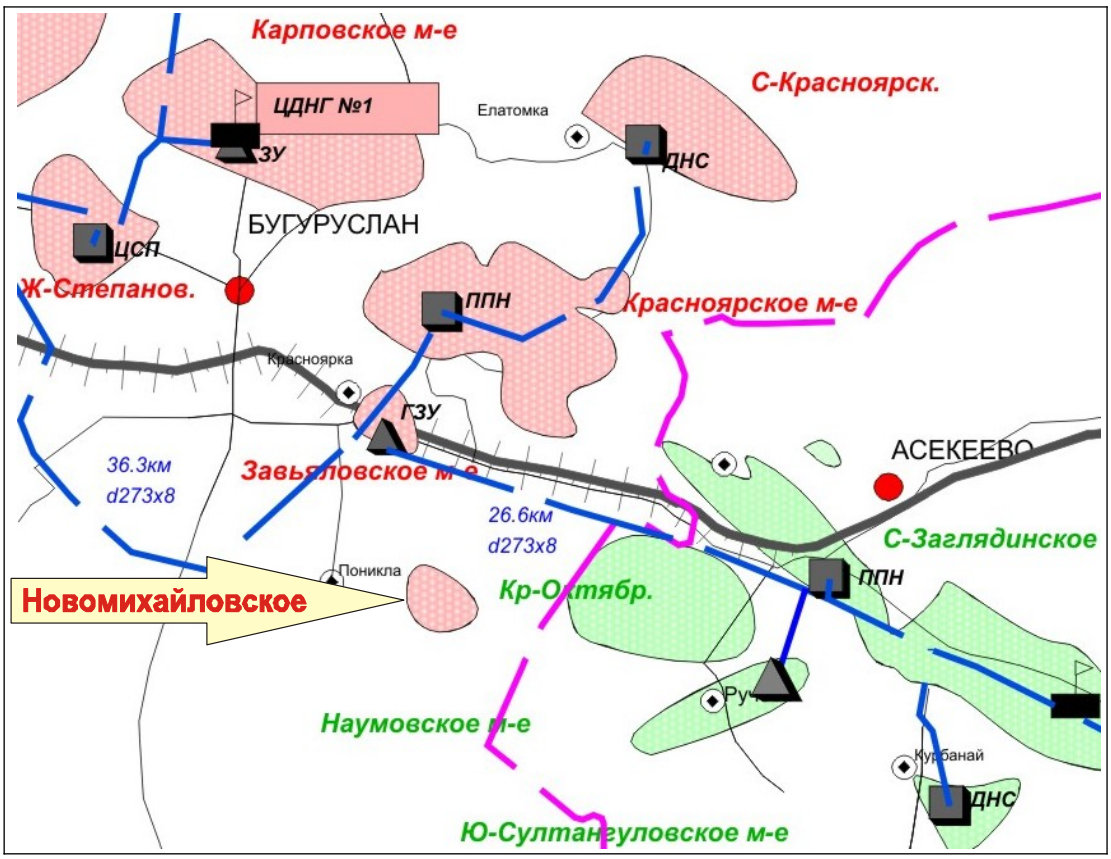


Рисунок 1.1. Обзорная схема района работ

Условные обозначения:
ППН – цех подготовки и перекачки нефти;
ГЗУ – групповая замерная установка;
ЦСП – центральный сепарационный пункт;
ДНС – дожимная насосная станция;
ЦДГН – цех добычи нефти и газа.

1.2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЙОНА РАБОТ.

1.2.1. ИЗУЧЕННОСТЬ ТЕРРИТОРИИ.

Геологическое строение исследуемой площади изучалось различными видами геолого-геофизических исследований.

В 1936 г. Бугурусланской геологической партией треста «Восток-нефть» проводилась структурно-геологическая съемка масштаба 1:50 000 (автор Никитин Я.С.), составлена геологическая карта, установлены и описаны отложения малокинельской и кутулукской свит.

В 1948-50 и 1951-52 годах геолого-поисковой конторой треста «Бугурусланнефть» проводилось структурное бурение. Вскрыты отложения

калиновской, сосновской и сокской свит верхней перми. Построены сводные структурные карты, дана подробная стратиграфо-литологическая характеристика разреза верхнепермских и краткое описание нижнепермских отложений. Непосредственно на площади работ пробурена 1 структурная скважина № 129 Козловская.

В 1976 году ЦКГЭ Новосибирского ТГУ (партия 38/75-11 (автор Руднев Г.А.)) проводила аэромагнитную съемку масштаба 1:50 000. Построена схема элементов тектоники кристаллического фундамента и подтверждено его блоковое строение. Выделено большое количество разрывных нарушений, с которыми связаны структурные элементы. В пределах Козловского и Краснооктябрьского поднятий выявлены магнитные аномалии.

В 1938-1945 гг. Восточно-Бугурусланская и Державинская партия Средне-Волжского отделения ГСГТ проводила электроразведочные работы (автор Аверьянова А.П.). Прослежено крутое южное крыло Большекинельской дислокации, открыта часть поднятий Большекинельского вала.

В 1966 г. на данной территории проводили работы Лекаревская сейсмопартия № 1-2/65, Султангуловская сейсмопартия № 11-13/65, МОВ треста «Куйбышевнефтегеофизика» (авторы Коновалов Ю.П., Заболотский В.В.). В результате работ выявленное Новомихайловское поднятие рекомендуется к доразведке сейсмическими методами. Западная периклиналь осталась недоразведанной.

В 1980 г. работала Азаматовская сейсмопартия № 9/79, МОГТ, треста «Куйбышевнефтегеофизика» (авторы Савин К.С., Кочетов С.В.). В результате проведенных работ уточнено строение выявленного ранее Новомихайловского поднятия по отражающему горизонту «У».

По данным МОГТ как и по данным МОВ, по отражающему горизонту «Д» Новомихайловское поднятие не отображается.

В 1982 г. работала Старо-Нагаткинская сейсмопартия № 5/81 треста «Куйбышевнефтегеофизика» (МОГТ, (авторы Кучканов А.Д., Курганская

Р.А.)). В результате этих работ существенных изменений в строение Новомихайловского поднятия не внесено. Размеры и амплитуда остались прежними.

В 1985 г. проводились поисково-детализационные сейсморазведочные работы (сейсмопартия № 5/84 треста «Куйбышевнефтегеофизика», МОГТ, (авторы Утяпова Р.А., Курганская Р.А.)). Через сводовую часть Новомихайловского поднятия отработаны два детализационных профиля 058429 и 058431, поднятие выделяется так же, как и по данным прошлых лет, лишь по отражающим горизонтам «Кн» и «У» рисовка его изменилась незначительно. По отражающему горизонту «Д» поднятию соответствует приподнятый участок. Проведенными работами поднятие подготовлено к поисковому бурению по отражающему горизонту «У».

В 1986 г. (Оренбургнефтегазразведка, Бузулукское УБР) пробурена поисковая скважина № 112 Наумовская, открывшая Новомихайловское месторождение нефти, установив нефтеносность турнейских отложений, пласт Т1.

В 1989 г. проведены тематические работы (отчет по теме 0826-89 «О результатах нефтегазопоискового бурения на Наумовской площади» ОКЛ, ВОИГ и РГИ. (автор Кайдалов В.И.)). Обобщены геологические материалы. Изучены литологические и сейсмогеологические особенности разреза палеозойских отложений. Дана оценка нефтегазоносности разреза выявленных и подготовленных сейсморазведкой к бурению Южно-Султангуловского, Азаматского, Новомихайловского, Козловского и других поднятий.

В 2000 г. были выполнены 3D сейсморазведочные работы (сейсмопартия 9/2000-2, трест «Татнефтегеофизика» (автор Хакимов А.А.)).

Структурный план по кровле продуктивного пласта Т1 существенно изменился, свод структуры сместился к югу. Кроме того, несколько уменьшилась амплитуда поднятия и его линейные размеры.

Новомихайловское месторождение открыто скважиной № 112, пробуренной в 1986 году.

При испытании пласта Т1 в колонне скважины №112 в интервале 1826-1839 м (-1690.4 – -1703.4 м) получено 43.8 $м^3$/сут нефти.

Исследования в скважине № 112 проводились следующим комплексом промыслово-геофизических методов.

1. Стандартный электрокаротаж (КС) потенциал-зондом N11M0.5A с совместной регистрацией потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС).

2. Кавернометрия (для определения диаметра скважины).

3. Боковое каротажное зондирование (БКЗ) подошвенными градиент-зондами A0.4M0.1N; A1.0M0.1N; A8.0M1.0N.

4. Микрозондирование (МКЗ) двумя установками: микроградиент-зондом A0.025M0.025N и микропотенциал-зондом A0.05M.

5. Радиационный каротаж (ГК, НГК).

6. Боковой и индукционный методы (БК, ИК).

7. Инклинометрия (для определения искривления ствола скважины).

При исследовании радиационными методами (НГМ, ГМ) использовалась аппаратура ДРСТ-3 (прибор №1044). Замер выполнялся в необсаженной скважине.

Замер БК проводился прибором Э-1 (логарифмический масштаб), замер ИК – прибором ПИК-100.

В 2005 году проведены дополнительные исследования методом ИНГМ, после чего произведена повторная перфорация в интервале продуктивного пласта турнейского яруса (1826-1837 м).

Качество материалов ГИС можно принять удовлетворительным. При бурении в результате аварии на скважине было оставлено долото при забое 1836 м. Пласты бобриковского горизонта и турнейского яруса долгое время находились под воздействием высокоминерализованной промывочной

жидкости. Сопротивление раствора составляло 0.04 Ом·м (по БКЗ). Произошло проникновение промывочной жидкости в пласты-коллекторы, вследствие чего значения удельных сопротивлений пласта оказались занижены (некачественный замер ИК), что не позволило однозначно судить о насыщении коллекторов. Ввиду этого был введен ориентировочный повышающий коэффициент параметра насыщения равный 2.

1.2.2. СТРАТИГРАФИЯ И ЛИТОЛОГИЯ.

В таблице 1.2 представлен сводный стратиграфический разрез месторождения.

Таблица 1.2

Сводный стратиграфический разрез

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов по подошве, град		Коэф. кавернозности
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
от	до	название	индекс	угол	азимут	
0	**5**	**Кайнозойская группа**	**KZ**			
0	5	Четвертичная система	Q	2-3	-	1,5
5	**1890**	**Палеозойская группа**	**PZ**			
5	**855**	**Пермская система**	**P**			
5	**535**	**Верхний отдел**	**P_2**			
5	275	Татарский ярус	P_2^t	2-3	-	1,5
275	**535**	**Казанский ярус**	**P_2^{kz}**			
275	385	Сосновская свита	P_2^{ss}	2-3	-	1,5
385	465	Гидрохимическая свита	P_2^{gh}	2-3	-	1,5
465	485	Калиновская свита	P_2^{kl}	2-3	-	1,5
485	535	Уфимский ярус	P_2^u	2-3	-	1,5
535	**855**	**Нижний отдел**	**P_1**			
535	615	Кунгурский ярус	P_1^k	2-3	-	1,5
615	680	Артинский ярус	P_1^{ar}	2-3	-	1,5
680	775	Сакмарский ярус	P_1^s	2-3	-	1,5
775	855	Ассельский ярус	P_1^a	2-3	-	1,3
855	**1890**	**Каменноугольная сист.**	**C**			
855	**1075**	**Верхний отдел**	**C_3**	2-3	-	1,3
1075	**1460**	**Средний отдел**	**C_2**			
1075	1385	Московский ярус	C_2^m			
1075	1170	Мячковский горизонт	C_2^{mc}	2-3	-	1,3
1170	1250	Подоольский горизонт	C_2^{pd}	2-3	-	1,3
1250	1345	Каширский горизонт	C_2^{ks}	2-3	-	1,3

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7
1345	1385	Верейский горизонт	C_2^{vr}	2-3	-	1,3
1385	1460	Башкирский ярус	C_2^{b}	2-3	-	1,3
1460	**1890**	**Нижний отдел**	**C_1**			
1460	1550	Серпуховскиий ярус	C_1^{s}	2-3	-	1,3
1550	**1825**	**Визейский ярус**	**C_1^{v}**			
1550	1780	Окский надгоризонт	C_1^{ok}	2-3	-	1,3
1780	1810	Тульский горизонт	C_1^{tl}	2-3	-	1,3
1810	1825	Бобриковский горизонт	C_1^{bb}	2-3	-	1,3
1825	1890	Турнейский ярус	C_1^{t}	2-3	-	1,3
1890	**2486**	**Девонская система**	**D**			
1890	**2140**	**Фаменский ярус**	**D_3^{fm}**	2-3	-	1,3
2140	**2367**	**Франский ярус**	**D_3^{fr}**			
2140	**2275**	**Верхний отдел**	**D_3^{fr}**			
2140	2218	Ливенский горизонт	D_3^{lv}	2-3	-	1,3
		Евлановский горизонт	D_3^{ev}	2-3	-	1,3
		Воронежский горизонт	D_3^{vn}	2-3	-	1,3
2218	2275	Бурегский горизонт	D_3^{bg}	2-3	-	1,3
2275	**2302**	**Средний отдел**	**D_2^{fr}**			
2275	2298	Семилукский горизонт	D_2^{sm}	2-3	-	1,3
2298	2302	Саргаевский горизонт	D_2^{sr}	2-3	-	1,3
2302	**2367**	**Нижний отдел**	**D_1^{fr}**			
2302	2323	Кыновский горизонт	D_1^{kn}	2-3	-	1,3
2323	2367	Пашийский горизонт	D_1^{p}	2-3	-	1,3
2367	**2445**	**Живетский ярус**	**D_2^{zv}**			
2367	**2445**	**Старооскол. надгор.**	**D_2^{st}**			
2367	2383	Муллинский горизонт	D_2^{ml}	2-3	-	1,3
2383	2434	Ардатовский горизонт	D_2^{arr}	2-3	-	1,3
2434	2445	Воробьёвский горизонт	D_2^{vb}	2-3	-	1,3
2445	**2486**	**Эйфельский ярус**	**D_2^{ef}**			
2445	**2466**	**Верхний подъярус**	**D_2^{ef}**			
2445	2466	Клинц.-мосол-е отлож.	D_2^{kl-ms}	2-3	-	1,3
2466	**2486**	**Нижний подъярус**	**D_1^{ef}**			
2466	2477	Бийский горизонт	D_1^{bs}	2-3	-	1,3
2477	2486	Койвенский горизонт	D_1^{cv}	2-3	-	1,3
2486	**-**	**Рифей**	**RF**	2-3	-	1,3

Разрез месторождения является типичным для северной части Оренбургской области. В геологическом строении месторождения принимают участие рифейские, девонские, каменноугольные, пермские и четвертичные отложения.

Породы кристаллического фундамента представлены гранито-гнейсами, диоритами, гранодиоритами и гнейсами различного состава.

Осадочный чехол представлен карбонатно-терригенными отложениями девонской системы (эйфельский, живетский, франский и фаменский ярусы), каменноугольной системы (турнейский, визейский, серпуховский,

башкирский и московский ярусы, окский надгоризонт), пермской системы (ассельский, сакмарский, артинский, кунгурский, уфимский, казанский и татарский ярусы) и четвертичными отложениями.

Девонская система представлена отложениями эйфельского, живетского, франского и фаменского ярусов которые с размывом залегают на отложениях рифейского комплекса. Общая мощность девонской системы с учетом данных сейсморазведочных работ (3D) 2001 г. составляет 596 м.

Эйфельский ярус подразделяется на нижний и верхний подъярусы.

В составе нижнего подъяруса выделяются койвенский и бийский горизонты.

Отложения койвенского горизонта представлены песчаниками серыми и светло-серыми. Мощность 9 м.

Отложения бийского горизонта сложены известняками серыми, глинистыми. Мощность 11 м.

Верхний подъярус эйфельского яруса представлен клинцовско-мосоловскими отложениями.

Клинцовско-мосоловские отложения сложены известняками коричневато-серыми, глинистыми с прослоями песчаников. Мощность 21 м.

Живетский ярус представлен старооскольским надгоризонтом.

Старооскольский надгоризонт на территории области выделяется в полном объеме – воробьевский, ардатовский и муллинский горизонты.

Отложения воробьевского горизонта представлены известняками серого цвета. Мощность 11 м.

Отложения ардатовского горизонта представлены переслаиванием терригенных и карбонатных пород (песчаников, алевролитов, аргиллитов и известняков). Мощность 51 м.

Отложения муллинского горизонта представлены алевролитами аргиллитами и известняками. Мощность 16 м.

Франский ярус представлен тремя отделами: нижним, средним и верхним.

В нижний входят: пашийский и кыновский горизонты, средний отдел представлен саргаевским и семилукским (доманиковым) горизонтами; в верхний: входят бурегский (мендымский), а также воронежский, евланов-ский, ливенский горизонты.

Отложения пашийского горизонта представлены переслаиванием терригенных пород (песчаники, алевролиты и аргиллиты). Мощность 44 м.

Отложения кыновского горизонта представлены аргиллитами зеленовато-серого и коричневого цвета в кровле и известняком. Мощность 21 м.

Отложения саргаевского горизонта представлены глинистыми известняками. Мощность 4 м.

Отложения доманикового (семилукского) горизонта представлены буровато-серыми и черными известняками. Мощность 23 м.

Отложения мендымского (бурегского) горизонта представлены буровато-серыми, органогенно-обломочными, глинистыми известняками. Мощность 57 м.

Отложения воронежского+евлановского+ливенского горизонтов представлены серыми и темно-серыми, доломитизированными до перехода в доломиты, известняками. Мощность 78 м.

Фаменский ярус представлен карбонатными отложениями, известняками, серыми и темно-серыми, доломитизированными. Мощность 250 м.

Каменноугольная система на описываемой площади представлена тремя отделами.

В состав нижнего отдела входят турнейский, визейский и серпуховский ярусы.

Турнейский ярус представлен карбонатными отложениями.

Пласт Т1 приурочен к верхней части отложений турнейского яруса и сложен карбонатными, редко сульфатными породами – переслаиванием известняков, доломитов, редко ангидритов.

Известняки серые, органогенные и органогенно-обломочные с фауной кораллов, водорослей, криноидей, с известковой микрокристаллической связующей массой, плотные, участками тонкопористые.

В кровле карбонатной толщи залегает прослой известняка темно-серого плотного, глинистого, пиритизированного толщиной до 1 м.

Доломиты светло-серые и серые, плотные, участками кавернозно-пористые, с пятнистым нефтенасыщением, с редкими гнездами и желваками ангидрита.

Поры доломитизации угловатые, размером 0.02-0.09 мм, реже 0.1-0.2 мм, каверны выщелачивания унаследованные, с округлыми формами, размером 1-2.5 мм. Часто поры и каверны заполнены ангидритом, иногда темно-коричневым битумом, либо полые. В доломитах редко встречаются стилолиты, заполненные черным битумом, которые соединяются с порами и кавернами, также заполненными битумом. Мощность турнейского яруса 366 м.

Визейский ярус подразделяется на два подъяруса средний и верхний.

В составе среднего подъяруса выделяются бобриковский и тульский горизонты.

Бобриковский горизонт представлен терригенными отложениями. Аргиллитами темно-серыми с прослоями алевролитов и песчаников. Мощность бобриковского горизонта 12 м.

Тульский горизонт представлен известняками с прослоями вторичных доломитов.

Известняки по составу в основном фораминиферово-криноидно-водорослевые, мшанково-криноидные, реже, сгустово-органогенные и пелитоморфно - микрозернистые, слабоглинистые и окремнелые. Доломиты тонко-мелко-зернистые, реликтово-органогенные. Мощность горизонта 31 м.

В составе верхнего подъяруса (окский надгоризонт) выделяются отложения алексинского + михайловского + веневского горизонтов. Сложены доломитами серыми, пелитоморфными, кристаллическими, плотными, переслаивающимися с известняками темно-серыми, местами глинистыми, доломитизированными. Мощность 238 м.

Серпуховский ярус представлен доломитами белыми и светло-серыми, пористыми, кавернозными с редкими прослоями гипсов и ангидритов. Мощность 124 м.

Средний отдел представлен башкирским и московским ярусами.

Башкирский ярус представлен однородной толщей известняков серых, светло-серых, органогенных, пелитоморфных, местами кристаллических, участками доломитизированных с прослоями доломитов. Мощность 37 м.

Московский ярус представлен двумя подъярусами: нижним и верхним.

Нижний подъярус состоит из отложений верейского и каширского горизонтов.

Отложения верейского горизонта представлены переслаиванием доломитов и глин. Мощность 24 м.

Отложения каширского горизонта представлены доломитами серыми и светло-серыми, крепкими, кристаллическими, переслаивающимися с известняками. Мощность 82 м.

Верхний подъярус состоит из отложений подольского и мячковского горизонтов.

Отложения подольского горизонта выполнены известняками серыми и светло-серыми. Мощность 86 м.

Отложения мячковского горизонта представлены переслаиванием известняков и доломитов. Мощность 120 м.

Верхний отдел представлен касимовским и гжельским ярусами. Формирование отложений верхнего карбона проходило в условиях, аналогичных

предшествующему времени и имеют преимущественно карбонатный характер. Породы представлены известняками доломитизированными, светло-серыми с многочисленными отпечатками микрофауны. Мощность отдела 220 м.

Пермская система включает нижний и верхний отделы.

В состав нижнего отдела входят ассельский, сакмарский, артинский и кунгурский яруса.

Ассельский ярус представлен неравномерным переслаиванием известняков и доломитов с прослоями глин. Мощность 45 м.

Сакмарский ярус представлен отложениями, аналогичными ассельским, с той разницей, что в районе бузулукской впадины и на севере области наряду с известняками и доломитами присутствуют прослои ангидритов. Мощность яруса 120 м.

Литолого-фациальные отложения артинского яруса в значительной степени аналогичны ассельским и представлены серыми доломитами. Мощность 39 м.

Кунгурский ярус представлен двумя горизонтами филипповским и иреньским.

Филипповский горизонт сложен ангидрито-доломитовой толщей. Залегает на отложениях артинского яруса с размывом. Мощность 56 м.

Иреньский горизонт сложен преимущественно галогенными породами с подчиненным значением доломитов и отдельными прослоями ангидритов. Мощность 57 м.

В состав верхнего отдела входят три яруса уфимский, казанский и татарский.

Отложения уфимского яруса представлены переслаиванием песчаников, зеленовато-серых, алевролитов, глин. Мощность 52 м.

Казанский ярус представлен четырьмя свитами калиновской, гидрохимической, сосновской и сокской.

Калиновская свита представлена карбонатно-глинистыми породами, переслаиванием глин и мергелей. Мощность свиты 16 м.

Отложения гидрохимической свиты состоят преимущественно из ангидритов голубовато-серых, кристаллических. Мощность 83 м.

Сосновская свита представлена доломитами, с прослоями песчаников, мергелей, с включениями ангидритов. Мощность 98 м.

Сокская свита сложена пестроцветными алевролитами, известняками и мергелями с прослоями глин и песчаников. Мощность свиты 82 м.

Татарский ярус на описываемой площади представлен нижнетатарским и верхнетатарским подъярусами. Сложен косослоистыми песками, глинами, алевролитами, глинистыми известняками. Мощность 198 м.

Четвертичные отложения представлены аллювиальными, делювиальными и элювиальными отложениями, суглинками, галечниками, глинами. Толщина этих отложений не превышает 4 м.

1.2.3. ТЕКТОНИКА.

В региональном тектоническом плане Новомихайловская площадь по отложениям кристаллического фундамента расположена на обширном Пилюгинско-Ивановском выступе, а по отложениям терригенного девона – на северном борту Бузулукской впадины. Район характеризуется сложным тектоническим строением. Поверхность кристаллического фундамента морфологически выражена выступами – останцами, ступенями, фиксированными со всех сторон разломами.

На востоке участок работ граничит с Краснооктябрьским структурным выступом Кирюшкинской гряды, осложняющей северный край Оренбургской вершины фундамента и имеющей широтное простирание. Район работ по поверхности фундамента изучен скважинами Краснооктябрьской и Наумовской площадей глубокого бурения. Непосредственно на площади

исследований расположена одна поисково-разведочная скважина, пробуренная со вскрытием турнейских отложений.

По поверхности фундамента (отражающая граница А) восточная часть участка работ картируется в виде структурной террасы с крутым западным склоном и небольшим уклоном на северо-восток. Абсолютные отметки кровли кристаллического фундамента изменяются от –2750 м в пределах приподнятых блоков, до –2675 м в пределах опущенной ступени. Центральная часть площади расположена на относительно приподнятом блоке меридионального простирания.

Структурная поверхность кыновского горизонта верхнего девона погружается в юго-западном направлении от абсолютных отметок –2500 м до –2550 м и полностью повторяет рельеф поверхности фундамента, что связано с покровно-облегающим характером осадконакопления палеозойских отложений. Структурные формы фундамента незначительно снивелированы отложениями терригенного девона. Локальный приподнятый участок, оконтуриваемый изогипсой –2675 м на севере площади по поверхности фундамента, на структурном плане по кровле кыновских отложений не отображается.

По каменноугольным маркирующим горизонтам изучаемая площадь располагается в северной бортовой зоне Муханово-Ероховского прогиба. Борт Муханово-Ероховского прогиба в свою очередь подразделяется на внешний и внутренний. Новомихайловская структура находится на крутом склоне биогермно-шельфовой области северной бортовой зоны Муханово-Ероховского прогиба, образуя рифовое тело, которое составило ядро для структур облегания вышележащих отложений.

На структурном плане по кровле бобриковских отложений (отражающая граница У) в центральной части участка работ выделяется Новомихайловское поднятие. По результатам работ с.п. 9/79 поднятие оконтуривается изогипсой –1660 м и характеризуется размерами 2,7х1,5 и амплитудой 20 м. Работы с.п. 5/81 не внесли существенных изменений в его рисовку, размеры

и амплитуда остались прежними. По площади поднятие охватывает почти весь участок сейсморазведочных работ 3D.

По результатам структурых построений с.п. 5/84 структура сокращается по площади. Новомихайловская структура осложняет периклинальную часть структурного «носа» юго-западного простирания, ограниченного с запада и юга флексурообразными уступами с градиентом погружения до 100 м на 1 км. Поднятие имеет форму неправильной брахиантиклинали, амплитуду 35 м и размеры 2,4х0,9 ÷1,6 (по изогипсе –1660 м). Наличие структуры подтверждено данными бурения скв. 112.

Наибольшая амплитуда купола зафиксирована по кровле турнейского яруса и составляет 30м, вверх по разрезу она уменьшается. Приведенные факты характерны для рифа, рост которого происходил в фаменское время и замедлился в турнейское время. Пробуренная скважина располагается на куполе структуры. Отмечается некоторое увеличение толщин отложений пласта T_1 при более высоких отметках залегания кровли пласта.

Региональной покрышкой являются косьвинско-радаевские глины нижнего карбона толщиной порядка 10-14 м. Продуктивными являются рифогенные известняки турнейского возраста, которые образовались при среднем стоянии моря, когда имелись условия для роста биогермных тел. При последней регрессии моря водные потоки идущие с севера, со стороны Больше-Кинельского вала размыли и разрушили северо-западную часть рифа, что привело к уменьшению амплитуды и толщин пласта в северо-западной части структуры.

Новомихайловская структура, как локальный объект, сохраняется и по кровле отложений кунгурского яруса, приобретая более размытые изометричные черты. Сохраняется террасовидное погружение в юго-западном направлении от -380 м до -400 м. Отмечается выполаживание флексурного перегиба слоев, ограничивающего поднятие с запада и юга. Поверхность кунгурских отложений структурным бурением не изучена.

По маркирующим отражениям верхней перми (отражение Кл) Новомихайловское поднятие также отражается, оно становится малоамплитудным. Структурная поверхность по кровле калиновской свиты изучена структурным бурением, Непосредственно на площади работ расположена одна структурная скважина 129 Козловской площади бурения.

Исходя из вышеизложенного, можно предположить, что в формировании структурных планов участка работ участвовали как тектонические, так и седиментационные факторы, а также эрозионные процессы.

В отложениях верхнего девона и карбона связь со структурами фундамента заметно ослабевает, в основном, под влиянием седиментационных факторов, обусловивших развитие органогенных построек франско-турнейского возраста. Размеры бобриковского пласта несколько больше, чем турнейского, а углы падения у турнейских пластов круче.

На рисунке 1.2 представлен фрагмент тектонической схемы Оренбургской области.

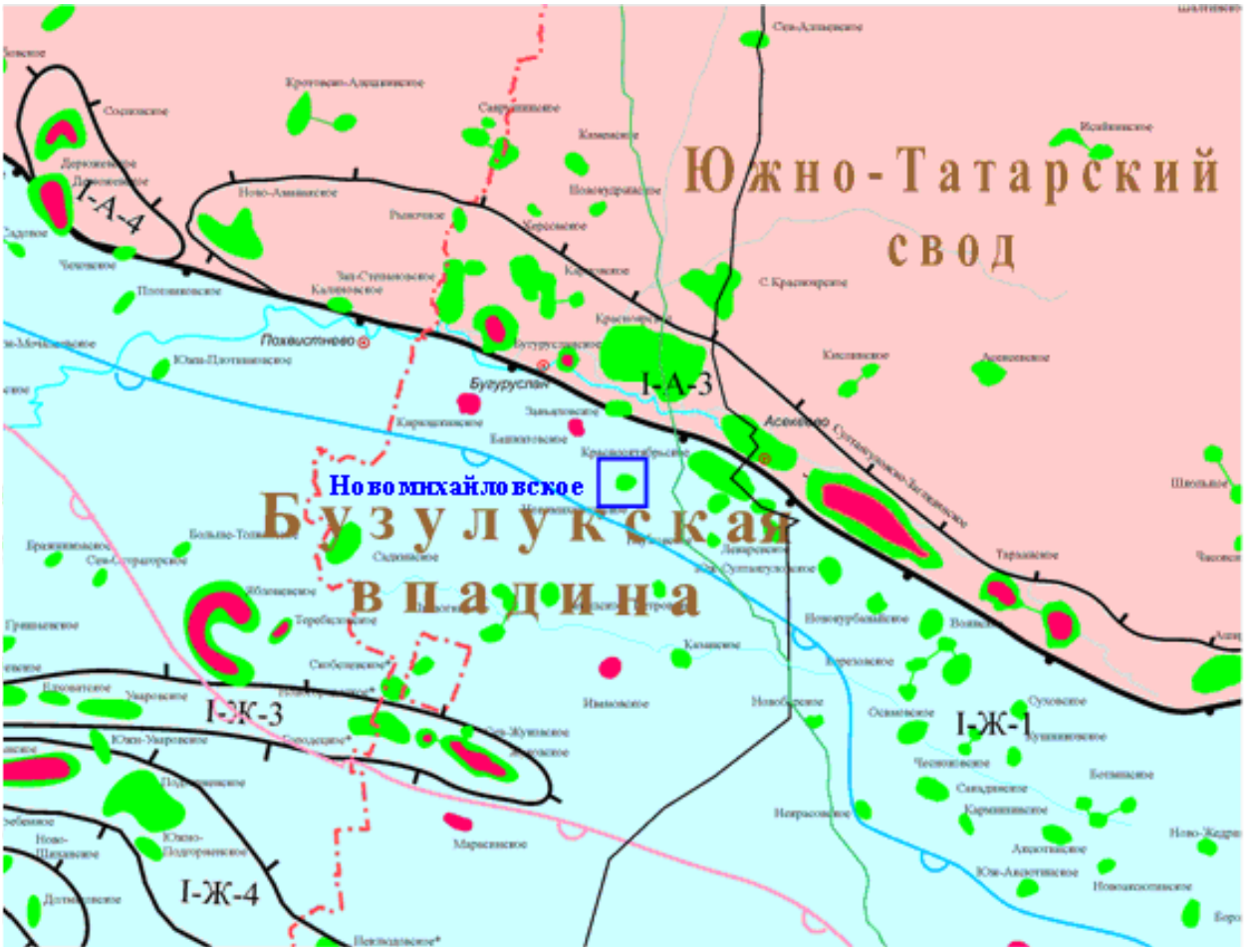


Рисунок 1.2. Фрагмент тектонической схемы Оренбургской области

Условные обозначения:

Месторождения

нефтяные

газовые

газонефтяные и нефтегазовые

граница области

Тектоно-седиментационные бортовые зоны Камско-Кинельской системы прогибов

турнейского возраста

фаменского возраста

линии рег. геолог. профилей

линии рег. сейсм. профилей

Границы структурно-тектонических элементов и нефтегазогеологических районов

I порядка II порядка

I-Волго-Уральская антеклиза

I-А Южно-Татарский свод

I-А-1 Байтуганский вал

I-А-3 Больше-Кинельский вал

I-Ж Бузулукская впадина

I-Ж-1 Боровско-Залесский вал

I-Ж-3 Мухановский вал

I-Ж-4 Михайлово-Коханский вал

1.2.4. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА.

Гидрогеологические исследования на Новомихайловском месторождении проводились по скважине № 112 только по пласту T_1. В связи с этим описание водоносных горизонтов дается с учетом сведений в целом по Токско-Кинельскому нефтегазоносному району, в пределах которого расположено данное месторождение.

Водовмещающими породами верхнепермских отложений являются известняки, доломиты калиновской свиты и песчаники, алевролиты, мергели, глины уфимского яруса. По химическому составу воды относятся к хлоркальциевому типу. Воды калиновской свиты содержат сероводород. В водах уфимского яруса отмечается высокое содержание хлоридов натрия (0,92-0,99), повышенная сульфатность (2,0-5,4). Водорастворенный газ верхнепермских отложений характеризуется азотно-метановым составом.

Водоносные горизонты нижнепермских отложений приурочены к отложениям кунгурского, артинского и сакмарского ярусов. Водовмещающими породами служат трещиноватые и пористые доломиты и доломитизированные известняки, водоупорами – гипсово-ангидритовые прослои и пропластки плотных доломитов. Основные водоносные горизонты приурочены к филипповскому горизонту кунгурского яруса, непосредственно перекрытому непроницаемыми породами иреньского горизонта. Водоотдача нижнепермских пластов незначительная. В отличие от вод калиновской свиты, воды кунгурского яруса характеризуются более высокой минерализацией (до 285 г/л). Воды артинских и сакмарских отложений мало отличаются от вод кунгурских отложений и метаморфизованных вод калиновской свиты. Воды относятся к хлоридно-кальциевым рассолам с малым содержанием сульфатов; содержат 250-400 мг/л брома, присутствует сероводород. Водорастворенный газ нижнепермских отложений характеризуется азотно-метановым составом. Содержание метана достигает 78%, тяжелых углеводородов 5-11%.

Воды верхнего карбона в пределах описываемого района не изучались.

Воды среднего карбона изучались на Осиновском (каширский горизонт, пласт $А_0$), Боровском (верейский горизонт, пласт $А_3$) месторождениях и Кушниковской и Жуковской площадях (башкирский ярус, пласт $А_4$). Воды пласта $А_0$ характеризуются средней степенью метаморфизации, содержанием кальция 10,0 г/л, брома 357 мг/л, соленость составляет 82% экв; воды пласта $А_3$ - менее метаморфизованы, содержание кальция уменьшается до 5 г/л, величина солености возрастает до 90 - 95% экв.; воды башкирского яруса отличаются невысокой минерализацией, содержание хлоридов натрия в них достигает 96,5% экв.

Воды нижнего карбона изучались на Ботвинском месторождении. В отложениях бобриковского горизонта водовмещающими породами являются мелкозернистые кварцевые песчаники. Нижним водоупором служат глины и глинистые алевролиты бобриковского горизонта, сверху отложения перекрываются плотными глинистыми известняками и мергелями тульского горизонта. Пласт $Б_2$ характеризуется высокой водообильностью пород; воды относятся к хлоркальциевому типу. Это высокоминерализованные рассолы невысокой метаморфизации. Они содержат много сероводорода и бора, содержание кальция не превышает 6г/л, брома – 200 мг/л. Первая соленость достигает 97%экв. Водорастворенный газ метаново-азотного состава. Водонасыщенные известняки турнейского яруса залегают на глубине 2045 м. Нижним водоупором служат плотные заглинизированные карбонаты верхнего девона, верхним – аргиллиты и глины яснополянского надгоризонта. Воды характеризуются невысокой степенью метаморфизации, присутствием сероводорода, повышенным содержанием натрия и сульфатов и во всем показателям близки к водам бобриковского горизонта. В составе растворенного газа над углеводородами преобладает азот, присутствует сероводород.

Коллекторские свойства песчано-алевролитовых отложений терригенного девона (пашийский горизонт) Тоцко-Кинельского района хуже, чем известняков турнейского яруса. Воды довольно четко отличаются от вод вышележащих горизонтов почти по всем основным показателям: в составе резко возрастает содержание кальция (свыше 30 г/л) и брома (1350 - 1650 мг/л) появляется железо, исчезает сероводород.

Физико-химические свойства пластовых вод приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3

Физико-химические свойства пластовых вод

Наименование параметра	Диапазон изменения	Среднее значение
Пласт T_1		
Газосодержание, $м^3/т$		2,7
Плотность воды, $кг/м^3$	1,18-1,192	1,187
Вязкость, мПа·с		1,15
Объемный коэффициент, доли ед,		-
Химический состав вод, мг.экв./л		
$Na^+ + K^+$	4556,1-4938,7	4722,5
Ca^{2+}	99,8-204,6	123,7
Mg^{2+}	45-90,5	60,6
Cl^-	4663,6-5116	4859,6
HCO_3^-	0,8-44,2	4,9
SO_4^{2-}	3,4-62,6	52,1
Общая минерализация, г/л	275,8-300,8	287,2
Водородный показатель pH		-
Жесткость общая		295,1
Химический тип воды	Хлоридно-кальциевый	
Количество исследованных проб (скв.)	16(2)	

1.2.5. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И НЕФТЕНОСНОСТЬ РАЗРЕЗА.

Согласно существующему нефтегазогеологическому районированию Оренбургской области Новомихайловское месторождение находится в западной части Боровско-Залесской структурной зоны поднятий, приуроченной к северной внешней прибортовой зоне Муханово-Ероховского прогиба.

Промышленная нефтеносность Новомихайловского месторождения связана с карбонатными отложениями пласта T_1 турнейского яруса.

Продуктивный пласт T_1 имеет широкое распространение в Оренбургской области, за исключением центральной и северной частей Муханово-Ероховского прогиба.

По результатам интерпретации материалов ГИС в пласте отмечается переслаивание пористых и плотных пород, причем их количество, мощность и соотношение часто меняются. Пористые породы местами охватывают почти всю мощность продуктивного пласта, а иногда присутствуют в виде отдельных тонких прослоев.

Пласт-коллектор T_1 турнейского яруса залегает в кровельной части и сложен органогенно-обломочными светло-бурыми известняками, неравномерно пористыми, участками кавернозными. Пористость, главным образом, межзерновая, кавернозная. Компакция выражена в прожилках растворения, количество которых уменьшается вниз по слою. Трещиноватость и кавернозность, как правило, дополняют емкость, образованную порами и молдами.

Покрышкой служат терригенные породы нижней части косьвинского горизонта – алевролиты и аргиллиты коалинитового состава, плотные, крепкие, плитчантые, темно-серые, пиритизированные, толщиной до 5 м. Нефтенасыщенные коллекторы представлены карбонатными породами.

Залежь подстилается водой и при опробовании в колонне перфорировали только верхнюю часть залежи. В связи с этим при обосновании уровня ВНК предпочтение отдавалось результатам интерпретации материалов ГИС.

На дату выполнения работы в пределах контура нефтеносности пласта T_1 пробурена 1 скважина (№112). Кровля продуктивного пласта вскрыта на глубине с абсолютной отметкой-1690,4 м.

Продуктивность турнейских отложений доказана перфорацией в колонне:

- скважина 112 (апрель 1986г.) – приток безводной нефти дебитом 43,8 $м^3$/сут из ИП 1826-1839м (-1690,5 -1703,5 м).

1.3. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.

Залежь нефти приурочена к отложениям турнейского яруса (пласт Т1). Продуктивный пласт Т1 приурочен к верхней части отложений турнейского яруса и сложен карбонатными, редко сульфатными, породами – переслаиванием известняков, доломитов, редко ангидритов.

Пласт состоит из 4-х прослоев коллекторов мощностью от 0,6 до 5,2, разделенными плотными прослоями от 0,6 до 1,4 м толщиной.

Размер нефтяного пласта Т1 1,5х2,0 км, этаж нефтеносности 29 м. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина – 7,9 м. Коэффициент расчлененности – 4, коэффициент песчанистости – 0,8, коэффициент пористости – 0,12, средний коэффициент проницаемости – 0,074 $мкм^2$, коэффициент нефтенасыщенности – 0,89, коэффициент вытеснения – 0,576, коэффициент извлечения нефти – 0,408.

Залежь нефти пластового типа, тип коллектора – карбонатно-трещинный.

По геофизическим данным подошва нефти находится на отметке -1704,4 м (табл.4.1), кровля водонасыщенного прослоя находится на отметке -1707,2 м.

За подошву залежи условный уровень подсчета (УПУ) принята подошва нижнего нефтенасыщенного прослоя -1704,4 м.

Газоносные пласты отсутствуют.

В таблице 1.4 приведена геолого-физическая характеристика продуктивного пласта.

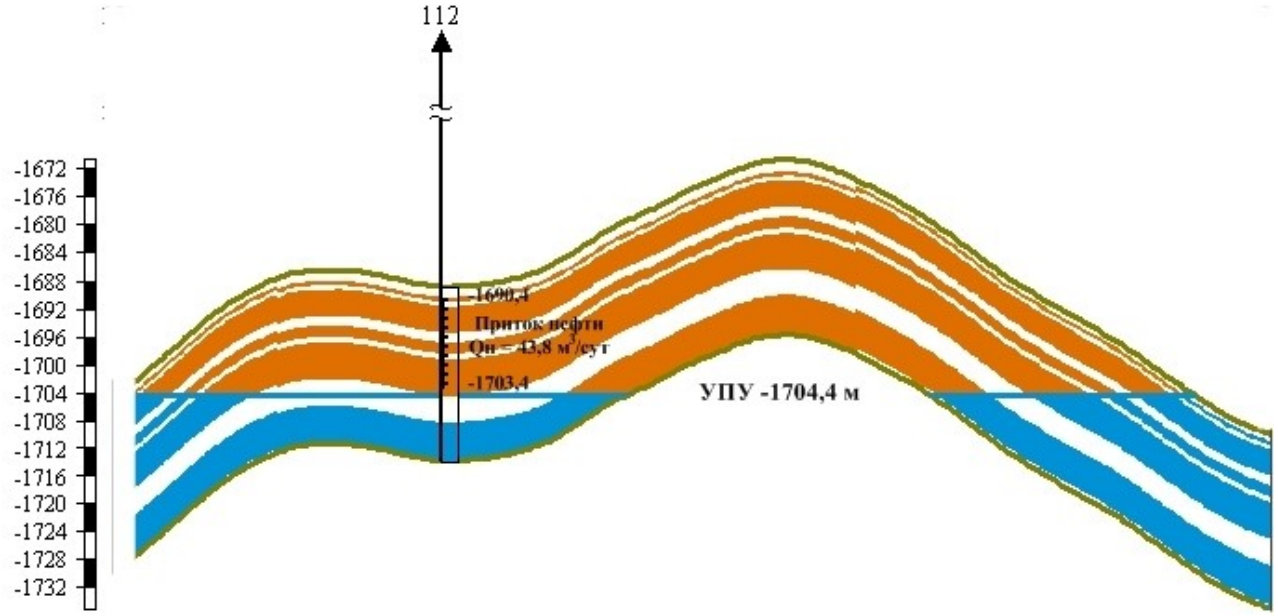
Таблица 1.4

Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта

Наименование параметров	П
Число пробуренных скважин, шт. (№)	1
Средняя глубина залегания, м	
Число залежей нефти	
Тип залежи	пл
Размеры залежей, км	1
Тип коллектора	кар
Этаж нефтеносности, м	
Площадь нефтегазонасыщенности, тыс.м^2	
Средняя общая толщина, м	
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	
Пористость, д.ед.	
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	
Проницаемость, мкм^2	
Коэффициент песчанистости, доли ед.	
Коэффициент расчлененности, доли ед.	
Начальная пластовая температура, ^{o}C	
Начальное пластовое давление, МПа	
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м^3	
Абсолютная отметка ВНК, м	-
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	
Содержание серы в нефти, %	
Содержание парафина в нефти, %	
Давление насыщения нефти газом, МПа	
Газосодержание нефти, м^3/т	
Содержание сероводорода, %	
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	

На рисунках 1.3 и 1.4 показаны геологические профильные разрезы и структурная карта по кровле верхнего пропластка T_1 соответственно.

Геологический профильный разрез по линии I-I



Геологический профильный разрез по линии II-II

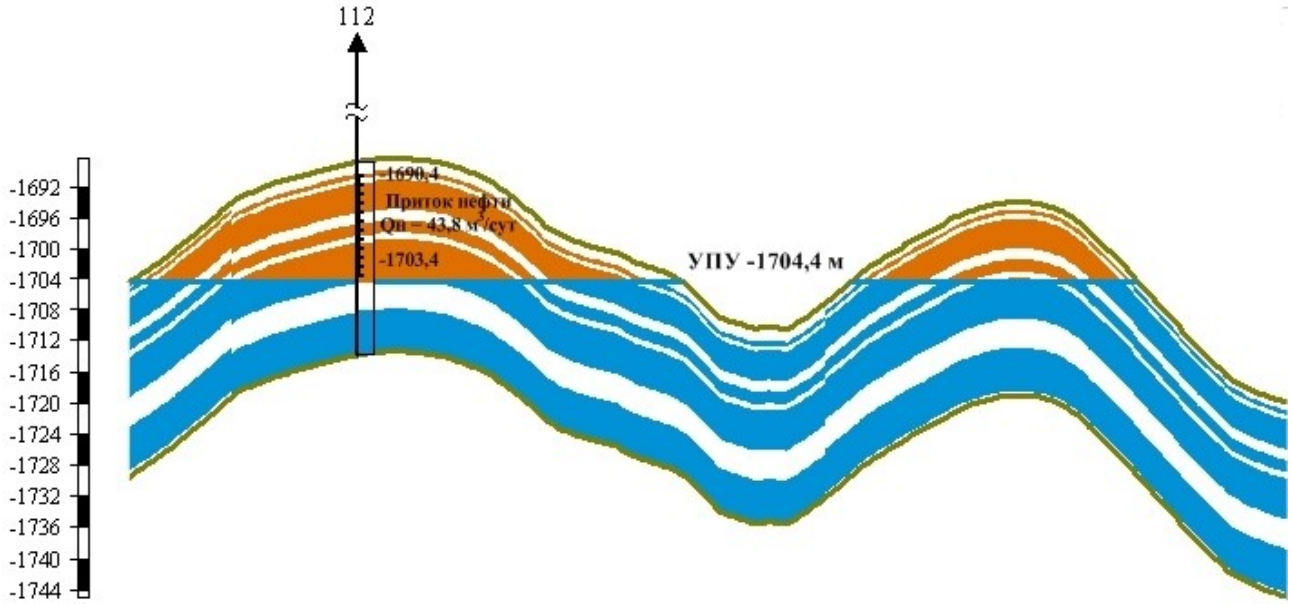


Рисунок 1.3. Геологические профильные разрезы

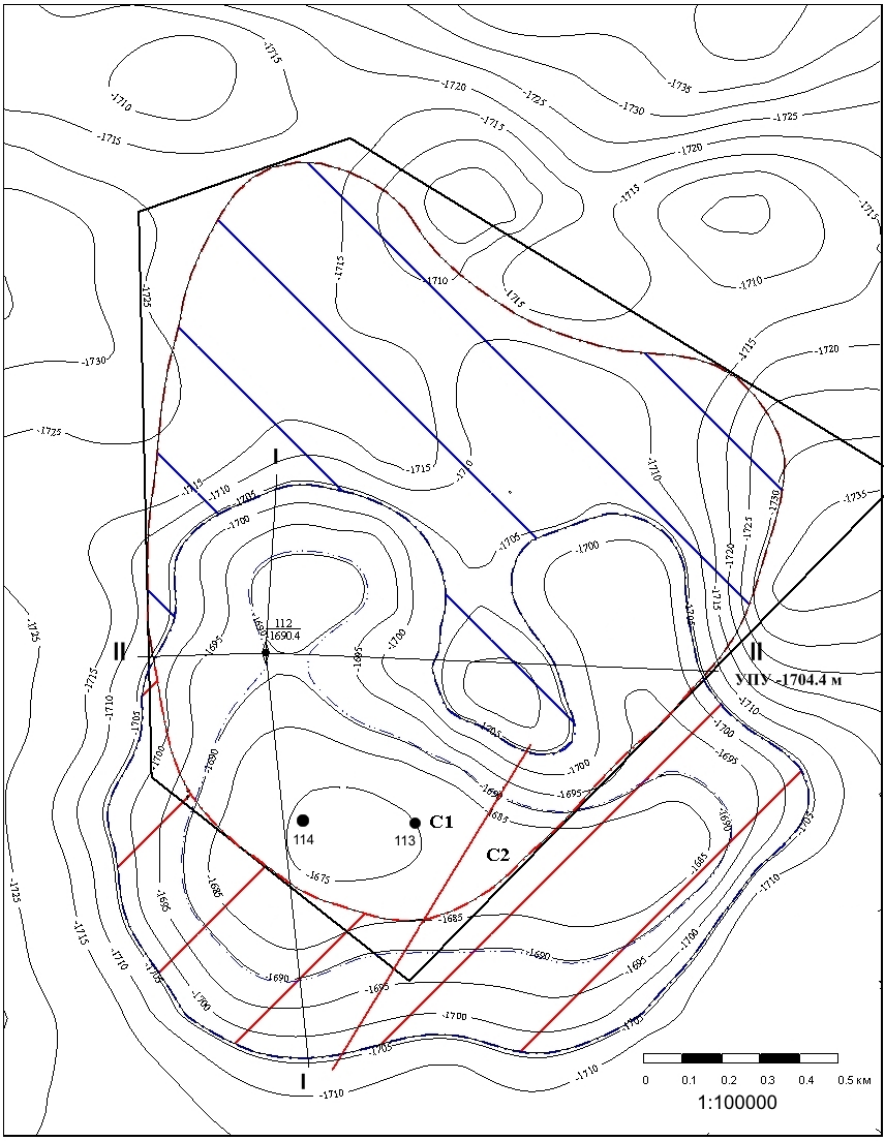


Рисунок 1.4. Структурная карта по кровле верхнего пропластка T_1

Условные обозначения:

граница лицензионного участка
внешний контур нефтеносности
внутренний контур нефтеносности
граница категорий С1/С2
геологический профиль по линии I - I
геологический профиль по линии II - II
внешний контур нефтеносности из ПЗ-1990 г.
приращение площади нефтеносности
уменьшение площади нефтеносности

112 Номер скважины

В таблицах 1.5-1.7 приведена геологическая характеристика месторождения .

Исходя из анализа геологических условий и опыта, ранее бурившихся скважин в аналогичных геологических условиях, в таблицах 1.8-1.12 приводятся возможные осложнения в разрезе проектируемых скважин.

Таблица 1.5

Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см^3		Подвижность, мкм/мПа·с	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Свободный дебит, м^3/сут	Пара		
	от	до		в пластовых условиях	после дегаза-					газовый фактор, м^3/т	содержание сероводорода, %	содержание углекислого
$C_1(T_1)$	1825	1840	карб. трещ.	0,853	-	0,016	2,06	5,79	-	35,27	нет	-

Таблица 1.6

Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см^3	Свободный дебит, м^3/сут	Фазовая проницаемость, мкм^2	Химический состав воды, мг-эк				
							анионы			кат	
	от	до					Cl^-	SO_4^-	HCO_3^-	Na^+	
$C_1(T_1)$	1825	1840	карб. трещ.	1,177	-	-	4572	40	5	4267	

Таблица 1.7

Давление и температура по разрезу скважины

Индекс страт. подразд.	Интервал, м		Градиент давления								
			пластового			порового			гидроразрыва пород		
			кгс/см^3 на м			кгс/см^3 на м			кгс/см^3 на м		
	от	до	от	до	источник получения	от	до	источник получения	от	до	источник получения
$C_1(T_1)$	1825	1840	0,113	0,113	расчёт	0,113	0,113	расчёт	0,169	0,169	расчёт

Таблица 1.8

Поглощение бурового раствора

Индекс страт. подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м^3/ч	Расстояние от устья до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да,нет)	Градиент да поглощения, к	
	от	до				при вскрытии	и
Q	0	5	-	-	нет	-	
P_2^t	5	80	-	10	нет	-	
C_2^{pd}	1170	1205	-	20	нет	-	
C_2^b	1400	1460	-	20	нет	-	
C_1^s	1500	1550	-	20-30	нет	-	
C_1^{ok}	1550	1750	-	20-30	нет	-	

Таблица 1.9

Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс	Интервал, м	Буровые растворы, применявшиеся ранее	В

страт. подразделения			тип раствора	плотность, г/см^3	доп. данные по раствору, влияющие на устойчивость пород	л
Q	0	5	глинистый	1,24	УВ=25, Ф до 30	
P_2^t	5	120	глинистый	1,24	УВ=25, Ф до 30	
P_2^u	500	535	глинистый	1,17	УВ=25, Ф до 30	
C_2^{vr}	1345	1385	глинистый	1,17	УВ=60, Ф до 10	
C_1^{bb}	1810	1825	глинистый	1,17	УВ=60, Ф до 10	

Таблица 1.10

Нефтегазоводопроявления

Индекс страт. подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчёта избыточных давлений, г/см^3		Услов
	от	до			внутреннего	наружного	
$C_1(T_1)$	1825	1840	нефть	-	0,853	0,853	недост водав

Таблица 1.11

Прихватоопасные зоны

Индекс страт. подразделения	Интервал, м		Вид прихвата	Раствор, при применении которого произошёл п			
	от	до		тип	плотность, г/см^3	водоотдача, см^3/30 мин	смаз щие д
Q	0	5	заклинка инструмента, сальникообразование	глинистый	1,24	до 15	гра
P_2^t	5	120		глинистый	1,24	до 15	
P_2^u	500	535		глинистый	1,17	до 30	
C_2^{vr}	1345	1385		глинистый	1,17	до 10	
C_1^{bb}	1810	1825		глинистый	1,17	до 10	

Таблица 1.12

Прочие возможные осложнения

Индекс страт. подразделения	Интервал, м		Вид осложнения	Характеристика
	от	до		
P_2^{gh}	395	460	кавернообразования в результате размыва солей	снижение м

1.4. ПРОЕКТИРУЕМЫЕ РАБОТЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ.

По результатам последних исследований сейсморазведки существенно изменилась конфигурация залежи. Если ранее скважина № 112 была расположена на своде структуры, то сейчас залежь стала сложной формы (можно назвать ее подковообразной) и скважина № 112 оказалась на северо-западной части, а остальная большая часть залежи построена только по данным сейсморазведки. Поэтому запасы южной и восточной частей залежи отнесены к категории C_2, как неподтвержденные глубоким бурением.

Основная задача работ по эксплуатационной разведке - это уточнение геометрии структурного поднятия в юго-восточном и восточном направлениях, подтверждение запасов категории C_2 и перевод их в категорию C_1. Для этого предлагается бурение двух эксплуатационно-разведочных скважин – № 113 и № 114. Скважина № 114 намечена на юго-восток от скважины № 112 на расстоянии 450 м. Скважина № 113 намечена на восток от скважины № 114 на расстоянии 350 м. Местоположение скважин показано на рисунке 1.4 в главе «Геологическая характеристика месторождения».

Основные виды работ, которые необходимо выполнить в процессе эксплуатационной разведки:

- в скважинах провести расширенный комплекс скважинной геофизики (стандартный каротаж, РМ с обязательным дополнением методом ЯМК);

- в скважинах провести опробование перспективных и выявленных промышленных объектов (отложения среднего и нижнего карбона);

- отбор керна из отложений бобриковского горизонта и турнейского яруса с выносом не менее 80 %;

- лабораторный анализ керна (не менее 4 образцов на 1 м керна) с определением коэффициентов открытой пористости, проницаемости, содержания остаточной воды, грануллометрия для терригенных отложений, вещественный состав для карбонатных отложений, характеристики трещиновато-

проницаемости и коэффициента вытеснения нефти водой на керновых моделях;

- отбор и анализ глубинных проб нефти из турнейского яруса и других горизонтов, при получении из них притока нефти.

Планируемые геофизические исследования приведены в таблице 1.13.

Таблица 1.13

Геофизические исследования в скважинах

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся			Скважинная аппаратура и приборы	
		на глубине, м	в интервале, м		тип	группа сложности
			от	до		
1.1Инк-я с точками замера через 10 м	-	150	20	150	КИТ	I
1.2 АКЦ, Т	1:500	150	0	150	АКЦ-1	I
2.1 ПС, КС, БК, РК, профилеметрия резисивиметрия	1:500	700	150	700	ЭК-1 АБКТ	I
2.2 РК,АК	-	700	150	700	РК-П	I
2.3Инк-я с точками замера через 10 м	1:500	700	150	700	КИТ	I
2.4 АКЦ, ГГК-Ц, СГДТ, Т	1:500	700	0	700	АКЦ-1 РК-П СГДТ-2	I
3.1 ПС,КС,БК,РК, профилеметрия, резистивиметрия	1:500	1890	700	1890	ЭК-1 АБКТ	I
3.2 РК,АК	1:500	1890	700	1890	РК-П	I
3.3Инк-я с точками замера через 10 м	-	1890	700	1890	КИТ	I
3.4 БКЗ, БК, ИК (ЭМК), АК, МКЗ, БМК, профилеметрия, ГК, НК, ГГК-П, АКШ	1:200	1890	1775	1890	КС-3 СКО-2 СПАК-8 РК-П	I
3.5 ГГК-Ц, СГДТ, Т	1:500	1870	0	1870	РК-П СГДТ-2	I

1.4.1. ПОДСЧЁТ ЗАПАСОВ.

Ново-Михайловское месторождение нефти представлено пластовой сводовой залежью в породах девонского возраста. Основные запасы нефти сосредоточены в известняково-доломитовом пласте. По результатам разведочного бурения были определены запасы нефти по категориям C_1 и C_2. Источниками финансирования капитальных вложений являются чистая прибыль предприятия и амортизационные отчисления.

1. Подсчёт геологических запасов нефти объёмным методом производится по формуле:

$$Q_o = S \cdot H \cdot m \cdot \beta_н \cdot \theta \cdot d, \text{ [тыс.т]} \quad (1.1)$$

где: S – площадь нефтегазонасыщенности, тыс. м^2;

H – средняя эффективная мощность пласта, м;

m – коэффициент эффективной пористости, m=0,12;

$\beta_н$ – коэффициент нефтеносности пород, $\beta_н$=0,89;

θ – пересчётный коэффициент, учитывающий изменение объёма пластовой нефти при подъёме её на поверхность, θ=0,94;

d – плотность нефти, d=0,853 г/см^3.

2. Определение величины извлекаемых запасов:

$$Q_и = Q_o \cdot K_и, \text{ [тыс.т]} \quad (1.2)$$

где: $K_и$ – коэффициент извлечения нефти.

$$K_и = K_в \cdot K_з \cdot K_o \quad (1.3)$$

где: $K_в$ – коэффициент вытеснения нефти водой, $K_в$=0,576;

$K_з$ – коэффициент заводнения, $K_з$=0,95;

K_o – коэффициент охвата пласта процессом вытеснения, K_o=0,746.

$$K_и = 0{,}576 \cdot 0{,}95 \cdot 0{,}746 = 0{,}408$$

Результаты подсчёта запасов приведены в таблице 1.14.

Таблица 1.14

Запасы нефти

Категория	Зона	S, тыс. м^2	H, м	Параметры					Запасы нефти, тыс.т	
				m	$\beta_н$	d	θ	$K_и$	геол.	изв.
C_1	НЗ	492	11,2	0,12	0,89	0,853	0,94	0,408	472	192
	ВНЗ	551	5,9						278	113
	НЗ+ВНЗ	1043	8,4						750	306
C_2	НЗ	260,5	11,2						250	102
	ВНЗ	544	5,3						247	100
	НЗ+ВНЗ	804,5	7,2						496	202
C_1+C_2	НЗ	752,5	11,2						722	294
	ВНЗ	1095	5,6						525	213
	НЗ+ВНЗ	1847,5	7,9						1246	508

3. Годовой амплитудный дебит нефти:

$$А_н=g\cdot t\cdot n,\ [т/сут] \qquad (1.4)$$

где: g – амплитудный дебит одной добывающей скважины, $м^3$/сут, g=43,8 $м^3$/сут= 37,4 т/сут;

t – среднегодовая продолжительность эксплуатации скважины с учётом профилактических работ и текущего ремонта, t=347 дней;

n – количество эксплуатационных скважин на месторождении, n=3.

$$А_н=37,4\cdot 347\cdot 3=38,9 \text{ тыс.т/сут}$$

4. Срок эксплуатации нефтяной залежи:

$$Т_э=\frac{Q_и}{A_н}=\frac{306}{38,9}=8 \text{ лет} \qquad (1.5)$$

5. Годовая стоимость добытой нефти ($С_д$) и товарной продукции ($С_т$):

$$С_д= А_н\cdot Ц_д=38,9\cdot 10^3\cdot 4733=184,1 \text{ млн.руб} \qquad (1.6)$$

$$С_г= А_н\cdot Ц_н=38,9\cdot 10^3\cdot 9000=350,1 \text{ млн.руб} \qquad (1.7)$$

где: $Ц_д$ – цена 1т добытой нефти, руб/т, $Ц_д$=4733 руб/т;

$Ц_н$ – цена 1 т нефти на рынке, руб/т, $Ц_н$=9000 руб/т.

6. Годовые эксплуатационные затраты на добычу и транспортировку нефти:

$$З_г= А_н\cdot(З_п+З_т)=38,9\cdot 10^3\cdot(2790+900)=143,5 \text{ млн.руб} \qquad (1.8)$$

где: $З_п$ – удельные затраты на извлечение 1 т нефти, руб/т, $З_п$=2790 руб/т;

$З_т$– затраты на подготовку и транспортировку на рынок 1 т нефти, руб/т, $З_т$=900 руб/т.

7. Величина налогов, учитываемых в себестоимости товарной продукции при стандартном налогообложении:

$$Н_с=Н_{доб}+Н_{дор}=30,4+8,8=39,2 \text{ млн.руб} \qquad (1.9)$$

где: $Н_{доб}$=16,5 % от годовой стоимости добытой нефти $С_д$, млн.руб, $Н_{доб}$=30,4 млн.руб;

$Н_{дор}$=2,5 % от годовой стоимости товарной продукции $С_г$, млн.руб, $Н_{дор}$=8,8 млн.руб.

8. Годовая прибыль от эксплуатации нефтяной залежи:

$$П_г= С_г-(З_г+ Н_с)=350,1-(143,5+39,2)=167,4 \text{ млн.руб} \quad (1.10)$$

9. Величина налогов, относимых на финансовый результат:

$$Н_п=Н_{пр}+Н_{им}=40,2+10=50,2 \text{ млн.руб} \quad (1.11)$$

где: $Н_{пр}$=24% от $П_г$, млн.руб, $Н_{пр}$=40,2 млнюруб;

$Н_{им}$=2 % от среднегодовой стоимости имущества, млн.руб, $Н_{им}$=10 млн.

10. Чистая годовая прибыль:

$$П_ч=П_г-Н_п=167,4-50,2=117,2 \text{ млн.руб} \quad (1.12)$$

11. Предстоящие капитальные вложения в разработку нефтяного месторождения:

$$К_п=(З_к+З_л)\cdot n=(65,5+3)\cdot 3=205,5 \text{ млн.руб} \quad (1.13)$$

где: $З_к$– капитальные вложения в расчёте на одну эксплуатационную скважину, млн.руб, $З_к$=65,5 млн.руб;

$З_л$ – средства на ликвидацию одной эксплуатационной скважины (на охрану окружающей среды), резервируемые в банке, млн.руб, $З_л$=3 млн.руб;

n – количество эксплуатационных скважин, n=3.

12. Величина среднегодовых капитальных вложений в освоение месторождения:

$$К_г=\frac{K_n}{T_э}=\frac{205,5}{8}=25,7 \text{ млн.руб} \quad (1.14)$$

13. Величина чистой годовой прибыли с учётом амортизационных отчислений:

$$П'_ч = П_ч + А_о = 117,2 + 3,7 = 120,9 \text{ млн.руб} \quad (1.15)$$

где: $А_о$ – амортизационные отчисления составляют 2 % от стоимости основных производственных фондов $П_о$.

$$П_о = К_ф + К_п - ОБ = 13,09 + 205,5 - 35,9 = 182,69 \text{ млн.руб} \quad (1.16)$$

где: $К_ф$ – стоимость основных фондов предприятия, млн.руб, $К_ф$=13,09 млн.руб;

ОБ – оборотные стредства составляют 25 % от годовых эксплуатационных затрат $З_г$, млн.руб, ОБ=35,9 млн.руб.

$$А_о = 3,7 \text{ млн.руб}$$

14. Чистая дисконтированная прибыль за весь срок эксплуатации залежи:

$$ЧДП = \frac{(П'_ч - К_г)\cdot\left[(1+E)^{Тэ}-1\right]}{(1+E)^{Тэ}\cdot E} - K_ф, \text{ [млн.руб]} \quad (1.17)$$

$$ЧДП = \frac{(120,9-25,7)\cdot\left[(1+0,15)^{8}-1\right]}{(1+0,15)^{8}\cdot 0,15} - 13,09 = 414,1 \text{ млн.руб}$$

где: E=15 % – норма дисконтированной прибыли.

15. Индекс прибыльности:

$$ИП = \frac{\left(П'_ч \cdot \frac{(1+E)^{Тэ}-1}{(1+E)^{Тэ}\cdot E}\right)}{\left(K_ф + K_г \cdot \frac{(1+E)^{Тэ}-1}{(1+E)^{Тэ}\cdot E}\right)} \quad (1.18)$$

$$ИП=\frac{\left(120,9\cdot\frac{(1+0,15)^8-1}{(1+0,15)^8\cdot 0,15}\right)}{\left(13,09+25,7\cdot\frac{(1+0,15)^8-1}{(1+0,15)^8\cdot 0,15}\right)}=4,2$$

16. Срок окупаемости капитальных вложений:

$$T_o=\frac{K_n}{ЧДП_{год}} \quad (1.19)$$

$$T_0=\frac{205,5}{51,8}=4 \text{ года}$$

где: $ЧДП_{год}$ – чистая дисконтированная прибыль в год, млн.руб, $ЧДП_{год}$=51,8 млн.руб.

17. Расчёт внутренней нормы прибыли по графику изменения чистой дисконтированной прибыли от нескольких значений нормы дисконта:

При Е=15 % - ЧДП=414,1 млн.руб;

При Е=10 % - ЧДП=548,3 млн.руб;

При Е= 20 % - ЧДП=383,7 млн.руб.

На рисунке 1.5 показана зависимость ЧДП от нормы дисконта Е.

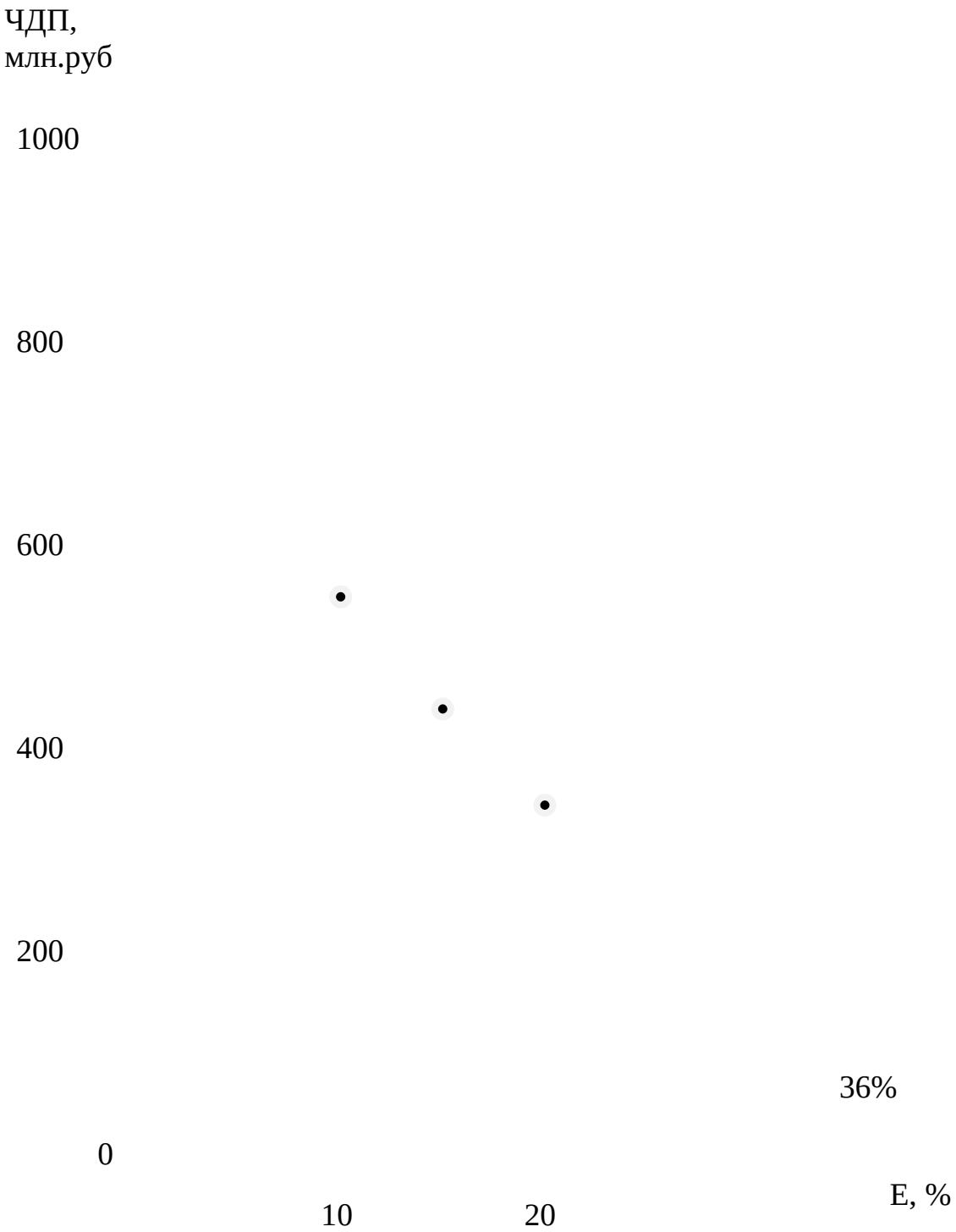

ЧДП,
млн.руб
1000
800
600
400
200
0
10
20
36%
E, %

Рисунок 1.5. Зависимость ЧДП от нормы дисконта Е

По графику находим ВНП=36%.

18. По результатам подсчёта запасов можно сделать следующий вывод: разработка Ново-Михайловского месторождения экономически выгодна.

1.4.2. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ.

По результатам проектируемых на площади работ (бурение 2-х эксплуатационно-разведочных скважин и проведение в них комплекса ГИС) планируется уточнить изменения в геометрии месторождения и подтвердить глубоким бурением запасы категории C_2, что позволит перевести часть этих запасов в категорию C_1 с целью дальнейшей их добычи. Ожидается существенный прирост запасов нефти, как в пределах лицензионного участка, так и по месторождению в целом. В связи с чем, недропользователю рекомендуется пересмотреть вопрос о границах лицензированного участка с целью его расширения.

В таблице 1.15 представлены приблизительные значения запасов нефти после проведения комплекса работ с учётом их приращения.

Таблица 1.15

Запасы нефти

Пласт	Категория запасов	Зона	Площадь нефтенасыщ., тыс.м^2	Нефтенасыщенная толщина, м	Объём нефтенас. пород, тыс.м^3	Коэффициенты			Плотность, г/см^3	КИН	Геолог. запасы нефти. тыс.т	Извлек. запасы нефти. тыс.т
						$K_п$	$K_н$	пересчётный				
T_1	C_1	ВНЗ	1437	10,1	14577	0,12	0,89	0,94	0,853	0,408	1368	743
	C_2	ВНЗ	661	6,4	4216	0,12	0,89	0,94	0,853	0,408	396	215
	C_1+C_2	ВНЗ	2098	9	18793	0,12	0,89	0,94	0,853	0,408	1764	958
T_1	C_1	ВНЗ	928	10,9	10155	0,12	0,89	0,94	0,853	0,408	953	518
	C_2	ВНЗ	338,5	2,5	832	0,12	0,89	0,94	0,853	0,408	79	43
	C_1+C_2	ВНЗ	1267	8,7	10987	0,12	0,89	0,94	0,853	0,408	1032	561

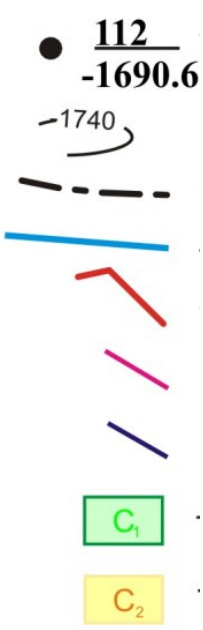
T_1	C_1	ВНЗ	509	8,7	4422	0,12	0,89	0,94	0,853	0,408	915	225
	C_2	ВНЗ	323	10,5	3384	0,12	0,89	0,94	0,853	0,408	317	172
	C_1+C_2	ВНЗ	832	9,4	7806	0,12	0,89	0,94	0,853	0,408	732	397

На рисунке 1.6 представлена карта-схема кровли продуктивного пласта с учетом приращения запасов.



Рисунок 1.6. Карта-схема кровли продуктивного пласта T_1

Условные обозначения:



- номер скважины
- абсолютная отметка кровли
- изогипсы кровли коллектора пласта, м
- внешний контур нефтеносности
- водоохранная зона
- лицензионный контур Ново-Михайловского месторождения
- профиль по линии I-I'
- профиль по линии II-II'
- границы категории запасов C_1
- границы категории запасов C_2

2. ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.

2.1. АНАЛИЗ ЗОН ВОЗМОЖНЫХ ОСЛОЖНЕНИЙ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ.

При бурении скважин на данном месторождении возможны следующие виды осложнений:

1) 0-20 м – поглощения бурового раствора, обвалы стенок скважины в породах татарского яруса, вследствие чего возможен прихват инструмента;

2) 20-150 – поглощения и обвалы стенок скважины;

3) 150-700 – обвалы стенок скважины в породах уфимского яруса, и как следствие, прихват инструмента, а также размыв солей в породах гидрохимической свиты с образованием каверн;

4) 700-1890 – поглощения бурового раствора в породах подольского горизонта, башкирского яруса, серпуховского яруса и окского надгоризонта; обвалы стенок скважины в породах верейского и бобриковского горизонтов с последующим прихватом бурильного инструмента; нефтепроявления в интервале продуктивного пласта турнейского яруса.

Предупреждение обвалов пород и кавернообразований.

Конструкцией скважин предусмотрено своевременное перекрытие обсадными колоннами интервалов неустойчивых горных пород, склонных к осыпям и обвалам. В целях обеспечения устойчивости стенок скважины поддерживать параметры бурового раствора согласно ГТН. Особое внимание уделить показателям реологических свойств и фильтрации бурового раствора. Снизить время контакта бурового раствора с отложениями неустойчивых пород путём сокращения непроизводительных затрат времени (аварии, простои). В случае осыпания и обвала горных пород наряду с вышеперечисленными мероприятиями провести укрепляющие цементные заливки осложнённого интервала в количестве от одной до трёх.

Предупреждение поглощений бурового раствора.

Зоны поглощения приурочены к отложениям нижнего и среднего карбона и представлены в основном карбонатными породами - доломитами и известняками. Эти породы являются коллекторами различного типа: поровые, трещиновато-кавернозные. Опыт бурения в указанных отложениях свидетельствует о том, что карбонатные породы в зонах поглощений слабо сцементированы и состоят, вероятно, из разрушенного обломочного материала, склонного к осыпанию. Поэтому бурение в зонах поглощения, как правило, сопровождается осадконакоплениями. По мере образования каверн ухудшаются условия выноса шлама. В итоге возникают шламонакопления на забое скважины.

Практика бурения скважин в карбонатных породах, свидетельствует, что полные (катастрофические) поглощения в большинстве случаев сопровождаются «провалами» бурильного инструмента, после чего, как правило, циркуляция бурового раствора во время бурения полностью исчезает.

Гидродинамические давления, возникающие при спуске бурильных колонн, восстановлении циркуляции и промывке скважин, могут быть причиной гидроразрывов пластов и, следовательно, поглощений бурового раствора, а также гидроразрывов (гидропрорывов) уже закольматированной или

изолированной зоны поглощения. Поэтому регулирование гидродинамических давлений при бурении скважин является важным условием успешного прохождения зон поглощения.

Выбор способов ликвидации поглощений осуществляется с учетом категории зон поглощений, устанавливаемой в ходе конкретных исследований, а также по наблюдениям буровой бригады. Мероприятия по предупреждению и ликвидации поглощений бурового раствора в целом выстраиваются по следующей технологической цепочке:

1) применение комплекса профилактических мероприятий по предупреждению поглощений бурового раствора;

2) закачка высоковязких тампонов на основе бурового раствора и инертных наполнителей;

3) проведение изоляционных операций с применением различных тампонажных смесей (цементных растворов, БСС и др.), в том числе с использованием буферных малоподвижных гелей на основе полимеров;

4) бурение скважины на технической воде без выхода циркуляции с «плавающим» столбом бурового раствора и последующим спуском перекрывателей.

Исходя из основных представлений о природе поглощений, из опыта бурения скважин на месторождениях Оренбургской области, обобщения литературных источников, проведенных исследований, институтом «Гипровостокнефть» сформулирован комплекс профилактических мероприятий (КПМ) по предупреждению поглощений бурового раствора. КПМ направлен на поддержание гидродинамических давлений в стволе скважины в режиме минимальной репрессии на пласты и на повышение кольматирующей (закупоривающей) способности бурового раствора. В состав комплекса входят следующие мероприятия:

1) регулирование физико-химических свойств бурового раствора и повышение его кольматирующей способности;

2) выбор способа бурения и компоновок бурильного инструмента;

3) ограничение скоростей спуска бурильного инструмента и механического бурения;

4) регулирование давления в скважинах при восстановлении циркуляции и промежуточных промывках при спуске бурильного инструмента.

Для снижения гидродинамического давления регламентированы условия проведения технологических операций при бурении:

1) за 50-60 м до вскрытия зоны поглощения осуществление перехода на роторный способ бурения (40-60 об/мин) и ограничение механической скорости бурения;

2) осуществление подъема инструмента с доливом скважины (в объеме поднятого инструмента);

3) ограничение средней скорости спуска бурильного инструмента;

4) восстановление циркуляции одним насосом при постепенном перемещении бурильного инструмента вверх;

5) исключение из компоновки низа бурильной колонны калибраторов и центраторов, применение УБТ меньшего диаметра.

Для повышения кольматирующей способности бурового раствора при бурении в зонах поглощения проводить следующие мероприятия:

1) введение в буровой раствор наполнителей (кордное волокно и резиновую крошку в соотношении 1:1), содержание наполнителей устанавливать в диапазоне от 1 до 3% (вес.) от объема циркулирующего раствора;

2) на время бурения с наполнителями отключение установки очистки раствора от системы циркуляции;

3) ограничение механической скорости бурения до 4 м/ч с целью изменения фракционного состава в сторону повышения содержания мелких фракций;

4) при работе с наполнителями использование долота с центральной промывкой или долота без гидромониторных насадок.

Предупреждение и ликвидация нефтеводопроявлений.

Основной причиной возникновения нефтегазоводопроявлений является дестабилизация гидродинамического равновесия в системе «пласт – скважина» под действием депрессии на напорные пласты. Нефтегазоводопроявления в глубоких скважинах опасны высоким давлением в процессе закрытия и глушения; в скважинах малой и средней глубины (до 2000 м) опасность обусловлена быстрым развитием процесса и трудностями раннего обнаружения проявлений. Превышение забойного давления над пластовым практически не приводит к предвыбросовой ситуации. Тем не менее, поступление пластового флюида в скважину возможно вследствие капиллярных перетоков за счёт осмоса, поступления с выбуренной и обвалившейся породой, гравитационного замещения, диффузии газа, контракционного и фильтрационно-депрессионного эффектов.

Мероприятия по предупреждению нефтегазоводопроявлений должны предусматривать следующее:

1) предотвращение уменьшения гидростатического давления на пласт за счёт снижения плотности бурового раствора по сравнению с проектной;

2) предотвращение поступления в циркулирующий раствор жидкости меньшей плотности;

3) обеспечение достаточной дегазации бурового раствора;

4) предотвращение снижения уровня бурового раствора в скважине (в результате поглощения бурового раствора или недолива в скважину при подъёме бурильной колонны);

5) предотвращение депрессии на пласт, возникающей при СПО, усиливающейся за счёт эффекта поршневания;

6) обеспечение стабильности бурового раствора и поддержание его свойств в соответствии с проектными;

7) обеспечение надёжной работы противовыбросового оборудования и системы очистки бурового раствора, включая дегазатор;

8) обеспечение контроля за уровнем жидкости в затрубном пространстве, за измерением разности между объёмом бурового раствора, доливаемого при подъёме колонны бурильных труб и вытесненного при её спуске, и объёмом металла труб при подъёме и спуске.

Мероприятия по предупреждению нефтепроявлений при бурении под эксплуатационную колонну:

1) проверить обученность членов буровой бригады действиям по предупреждения и ликвидации НВП, при необходимости провести дополнительное обучение;

2) провести учебную тревогу по действию буровой бригады в случае НВП;

3) провести ревизию бурового оборудования (насосной группы, гидромешалки, системы очистки бурового раствора), особое внимание обратить на исправность и работоспособность противовыбросового оборудования (ПВО), проверить работу контрольно-измерительных приборов (ГИВ-6; манометров и т.д.), при необходимости заменить;

4) проверить работоспособность доливной ёмкости с уровнемером и мерной рейкой с делениями;

5) завезти на буровую необходимое количество глинопорошка, утяжелителя (барит, мел), химреагентов и другихх необходимых материалов и запчастей для нормальной работы буровой на период бурения скважины;

6) составить план работ по вскрытию нефтенапорных пластов, назначить ответственных лиц из числа ИТР за безаварийность при бурении данного интервала, ознакомить с планом всех ответственных лиц под роспись;

7) укомплектовать пожарный инвентарь согласно перечня;

8) приемные ёмкости заполнить глинистым раствором с параметрами согласно рабочему проекту;

9) на буровой необходимо иметь запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины с параметрами согласно рабочему

проекту (при вскрытии пласта T_1);

10) с целью уменьшения гидродинамического давления в кольцевом пространстве из компоновки низа бурильной колонны исключить центраторы, калибраторы;

11) скорость спуска бурильной колонны ограничить до 0,7 м/с;

12) во время бурения следить за циркуляцией бурового раствора и уровнем в приемных ёмкостях, а также за показаниями манометров на стояке и в насосной;

13) контролировать параметры бурового раствора - плотность, вязкость, СНС – через 1...1,5 ч, остальные параметры 2...3 раза в вахту (смену) с записью в журнале по буровым растворам;

14) при частичном поглощении бурового раствора в процессе бурения со вскрытыми нефтегазонапорными пластами и отсутствии проявлений бурильную колонну поднять в башмак обсадной колонны с доливом, загерметизировать устье скважины и приступить к дообработае бурового раствора;

15) после дообработки бурового раствора до параметров соответствующих рабочему проекту проверить наличие проявления из скважины;

16) при наличии проявления из скважины загерметизировать устье и приступить к его ликвидации по специальному плану;

17) при отсутствии проявления спустить бурильную колонну по вышеизложенной технологии и продолжить углубление скважины;

18) колонну бурильных труб из скважины поднимать только тогда, когда параметры бурового раствора одинаковы по всему циркулирующему объему и соответствуют заданным величинам в ГТН;

19) при подъеме бурильной колонны скважину обязательно доливать буровым раствором, который использовался при бурении, не допуская снижения уровня в затрубном пространстве, расчетный объем бурового раствора для долива скважины при подъеме бурильной колонны - по объему металла, извлеченного из скважины;

20) если в процессе подъема бурильной колонны уровень в скважине не снижается, то подъем приостановить, восстановить циркуляцию бурового раствора, проверить наличие в нём газа или другого флюида, произвести обработку раствора до параметров, указанных в ГТН;

21) если при подъеме бурильной колонны возникло предположение о наличии «сальника» на бурильных трубах, то необходимо принять меры к его разрушению (промывка с вращением и расхаживанием, обработка бурового раствора реагентами – стабилизаторами (КМЦ, КССБ), смазочными добавками.

2.2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН.

2.2.1. ОБОСНОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН.

Разработку конструкции скважины проводят с различными целями: закрепление стенок скважины в интервалах неустойчивых пород; изоляция зон катастрофического поглощения промывочной жидкости и зон возможных перетоков пластовой жидкости по стволу; разделение интервалов, где геологические условия требуют применения промывочной жидкости с весьма различной плотностью; разобщения продуктивных горизонтов и изоляция их от водоносных пластов; образование надёжного канала в скважине для извлечения нефти или газа или подачи закачиваемой в пласт жидкости; создание надёжного основания для установки устьевого оборудования.

Конструкция проектируемых скважин Ново-Михайловского месторождения разрабатывается на основании анализа литологических особенностей горных пород, совмещённого графика давлений, ожидаемых осложнений при бурении скважин, с учётом технологических регламентов, опыта бурения на данном месторождении.

На рисунке 2.1 показан совмещённый график давлений.

Направление ø426 мм спускается на глубину 20 м с целью предотвращения размыва устья скважины и обвязки с желобной системой. Цементируется на всю длину.

Кондуктор ø324 мм спускается на глубину 150 м с целью перекрытия зон обвалообразования, зон поглощения бурового раствора с установкой башмака в плотных породах татарского яруса. Кондуктор цементируется до устья. Оборудуется ПВО, совместно с которым опрессовывается на давление 76,5 кгс/см^2. Цементное кольцо опрессовывается на давление 10 кгс/см^2. Опрессовочная жидкость – буровой раствор ρ=1,14 г/см^3.

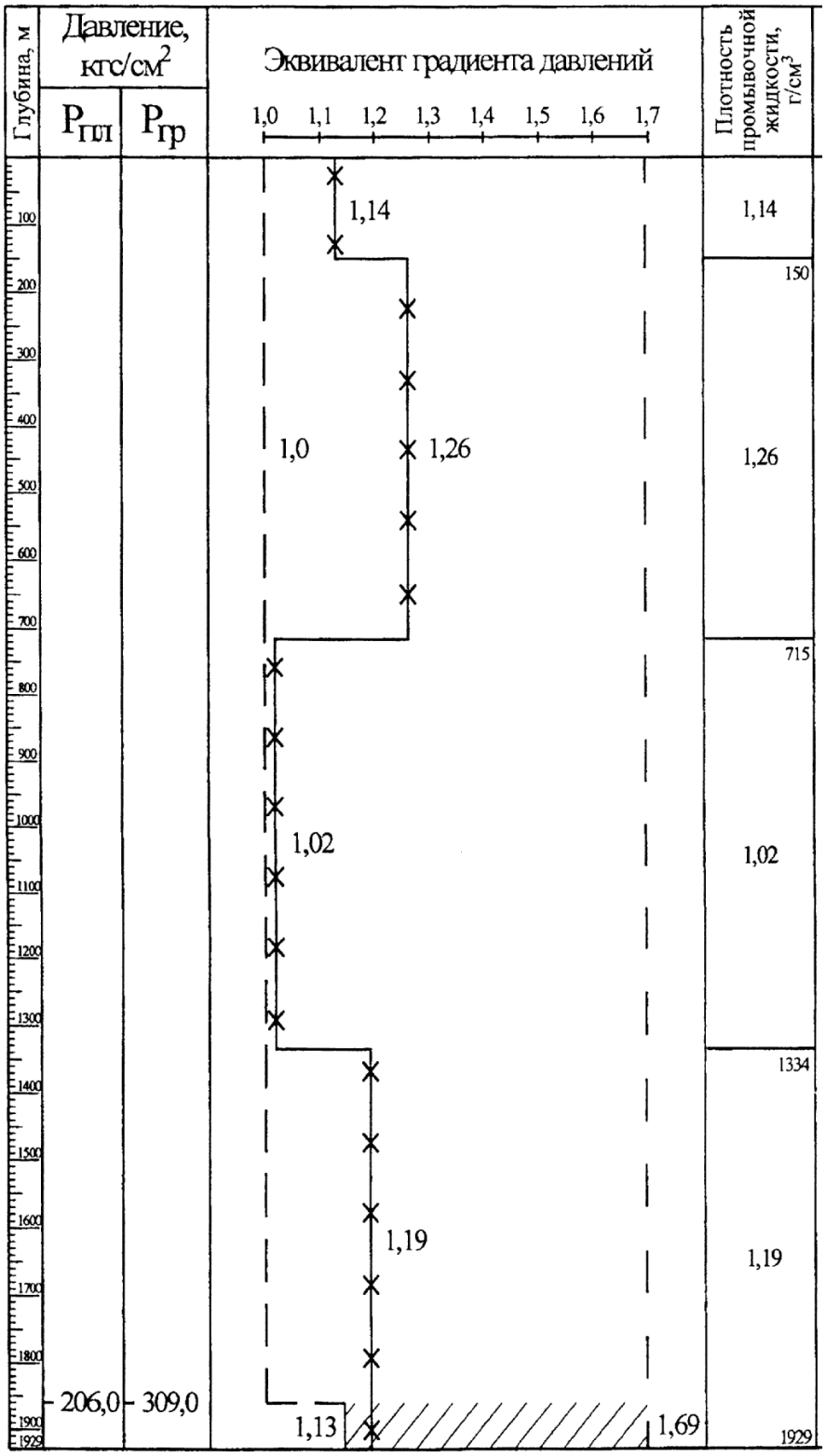


Рисунок 2.1. Совмещённый график давлений

Промежуточная колонна ø245 мм спускается на глубину 700/715 м с целью перекрытия зон обвалов, зон размыва солей и интервалов возможных нефтегазоводопроявлений с установкой башмака в плотных породах

сакмарского яруса. Цементируется до устья. Совместно с ПВО опрессовывается на давление 92 кгс/см^2. Цементное кольцо опрессовывается на давление 30 кгс/см^2. Опрессовочная жидкость – буровой раствор ρ=1,26 г/см^3.

Эксплуатационная колонна ø168 мм спускается на глубину 1890/1929м с целью перекрытия зон обвалов, поглощений, освоения скважины и дальнейшей эксплуатации продуктивного пласта. Высота подъёма тампонажного цементного раствора – 550/561 м. Опрессовывается на давление 117,3 кгс/см^2 и снижением уровня на 1200 м технической водой ρ=1,02 г/см^3. Оборудуется фонтанной арматурой АФК1-80/65×21, ПВО – ОП1-180/65×21. После полной обвязки ОКК2-21-168×245×324. Межколонное пространство опрессовать на давление 55 кгс/см^2.

2.2.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДИАМЕТРОВ ДОЛОТ.

1. Диаметр эксплуатационной колонны:

$$Д_{экс}=168 \text{ мм}$$

Диаметр долота для бурения под эксплуатационную колонну:

$$Д_д^{экс}=Д_м^{экс}+2\delta, \text{ [мм]} \qquad (2.1)$$

где $Д_м^{экс}$ - диаметр муфты эксплуатационной колонны (для эксплуатационной колонны ø168 мм $Д_м^{экс}$=188 мм);

δ- зазор между муфтой и стенками скважины при центрированной колонне.

Значение δ берётся согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» по таблице 2.1:

Таблица 2.1

Краткая характеристика обсадных колонн

Номинальный наружный диаметр обсадной колонны	114 127	141 146 159	168 194	219 245	273 299	324 351	373 426
Зазор δ, мм	7,5	10	12,5	15	17, 5	22,5	25
Разность диаметров между стенками скважины и $Д_м$	15	20	25	30	35	45	50

Для эксплуатационной колонны ø168 мм δ=12,5 мм.

$$Д_д^{экс}=188+2\cdot12,5=213 \text{ мм}$$

Учитывая высокие технико-экономические показатели долот ø215,9 мм, принимаем $Д_д^{экс}=215,9$ мм.

2. Минимальный внутренний диаметр промежуточной колонны:

$$Д_{вн}^{пр}=Д_д^{экс}+(4\div5), \text{ [мм]} \quad (2.2)$$

где (4÷5) – зазор между долотом и стенками обсадной колонны, мм.

$$Д_{вн}^{пр}=215,9+5=220,9 \text{ мм}$$

Принимаем промежуточную колонну диаметром $Д_н^{пр}=245$ (244,5) мм при внутреннем диаметре:

$$Д_{вн}^{пр}=Д_н^{пр}-2\tau, \text{ [мм]} \quad (2.3)$$

где $Д_н^{пр}$ – наружный диаметр промежуточной колонны, мм;

τ – толщина стенки обсадной колонны, мм, $\tau_{пр}=8,9$ мм.

$$Д_{вн}^{пр}=244,5-2\cdot8,9 = 226,7 \text{ мм} > 220,9 \text{ мм}.$$

Диаметр муфты этой колонны $Д_м^{пр}=270$ мм.

Определяем диаметр долота для бурения под промежуточную колонну:

$$Д_д^{пр}=270+2\cdot15=300 \text{ мм}$$

Учитывая опыт бурения на Ново-Михайловском месторождении, принимаем диаметр долота для бурения под промежуточную колонну $Д_д^{пр}=295,3$ мм.

3. Минимальный внутренний диаметр кондуктора:

$$Д_{вн}^{к}=295,3+5=300,3 \text{ мм}$$

Принимаем $Д_н^{к}=324$ мм (323,9 мм) при внутреннем диаметре:

$$Д_{вн}^{к}=323,9-2\cdot9,5 = 304,9 \text{ мм} > 300,3 \text{ мм}.$$

Диаметр муфты кондуктора $Д_м^{к}=351$ мм.

Определяем диаметр долота для бурения под кондуктор:

$$Д_д^{к}=351+2\cdot22,5=396 \text{ мм}$$

Конструкция скважины показана на рисунке 2.2.

426 324 245 168

Ддн=555 мм

20

Ддк=393,7
мм

150

561

Ддп=295,3
мм

715

Ддэкс=215,9
мм

1929

Рисунок 2.2. Конструкция скважины

Учитывая опыт бурения на Ново-Михайловском месторождении, принимаем диаметр долота для бурения под кондуктор $Д_д^к$=393,7 мм.

4. Минимальный внутренний диаметр направления:

$$Д_{вн}^н=393,7+5=398,7 \text{ мм}$$

Принимаем $Д_н^н$=426 мм при внутреннем диаметре:

$$Д_{вн}^н=426-2\cdot10=446 \text{ мм}>398,7 \text{ мм}$$

Диаметр муфты направления $Д_м^н$=451 мм.

Определяем диаметр долота для бурения под направление:

$$Д_д^н=451+2\cdot25=501 \text{ мм}$$

Учитывая опыт бурения на Ново-Михайловском месторождении, принимаем диаметр долота для бурения под направление $Д_д^н$=555 мм.

2.2.3. РАСЧЁТ ПРОФИЛЯ.

Исходные данные:

1. Профиль – наклонно-направленный.
2. Глубина скважины H = 1890 м;
3. Отклонение забоя от вертикали A = 350 м;
4. Интенсивность набора кривизны $ι_1$ = 0,7º на каждые n_1 = 10 м;
5. Зенитный угол β = 14º;
6. Интенсивность снижения кривизны $ι_2$ = 0,264º на каждые n_2 = 10 м;
7. Глубина окончания выполаживания по вертикали не более 1825 м;
8. Вертикальный участок скважины до набора кривизны h = 60 м.

Расчёт.

1. Длина дуги, по которой происходит набор кривизны от 0 до 14º:

$$L_1=n_1\cdot\frac{\beta}{ι_1}=\frac{10\cdot14}{0,7}= 200 \text{ м} \quad (2.4)$$

2. Проекция дуги на вертикаль:

$$h_1=\frac{L_1\cdot\sin\beta}{0,017453\cdot\beta}=\frac{200\cdot0,2419}{0,017453\cdot14} = 198 \text{ м} \quad (2.5)$$

3. Величина отклонения в интервале набора кривизны:

$$a_1 = h_1 \cdot \mathrm{tg}\frac{\beta}{2} = 198 \cdot 0{,}1228 = 25{,}5 \text{ м} \quad (2.6)$$

4. Радиус дуги:

$$R_1 = \frac{h_1}{\sin\beta} = \frac{198}{0{,}2419} = 818{,}5 \text{ м} \quad (2.7)$$

5. Длина дуги, на которой происходит сброс кривизны от 14° до нуля:

$$L_2 = n_2 \cdot \frac{\beta}{\iota_2} = \frac{10 \cdot 14}{0{,}264} = 530{,}3 \text{ м} \quad (2.8)$$

6. Длина хорды, стягивающей эту дугу:

$$\ell_2 = 2 \cdot R_2 \cdot \sin\frac{\beta}{2} = \frac{L_2 \cdot \sin\frac{\beta}{2}}{0{,}017453 \cdot \frac{\beta}{2}} = \frac{530{,}3 \cdot 0{,}1219}{0{,}017453 \cdot 7} = 529{,}1 \text{ м} \quad (2.9)$$

7. Проекция этой дуги на вертикаль:

$$h_2 = \frac{L_2 \cdot \sin\beta}{0{,}017453 \cdot \beta} = \frac{530{,}3 \cdot 0{,}2419}{0{,}017453 \cdot 14} = 525 \text{ м} \quad (2.10)$$

8. Отклонение на этом интервале:

$$a_2 = \ell_2 \cdot \sin\frac{\beta}{2} = 529{,}1 \cdot 0{,}1219 = 64{,}5 \text{ м} \quad (2.11)$$

9. Радиус дуги:

$$R_2 = \frac{h_2}{\sin\beta} = \frac{525}{0{,}2419} = 2170{,}3 \text{ м} \quad (2.12)$$

10. Отклонение на прямолинейном участке:

$$a_3 = A-(a_1+a_2) = 350-(25{,}5+64{,}5) = 260 \text{ м} \quad (2.13)$$

11. Длина наклонного прямолинейного участка:

$$L_3 = \frac{a_3}{\sin\beta} = \frac{260}{0{,}2419} = 1074 \text{ м} \quad (2.14)$$

12. Проекция наклонного участка на вертикаль:

$$h_3 = L_3 \cdot \cos\beta = 1074 \cdot 0{,}9703 = 1042 \text{ м} \quad (2.15)$$

13. Длина нижнего вертикального интервала:

$$h_4 = H-(h+h_1+h_2+h_3) = 1890-(60+198+525+1042) = 65 \text{ м} \quad (2.16)$$

14. Общая длина скважины:

$$L = h+L_1+L_2+L_3+h_4 = 60+200+530,3+1074+65 = 1929,3 \text{ м} \quad (2.17)$$

15. Удлинение ствола скважины за счёт кривизны:

$$L_{удл.} = L-H = 1929,3-1890 = 39,3 \text{ м} \quad (2.18)$$

В таблице 2.2 приведены результаты расчёта профиля.

Таблица 2.2

Расчёт профиля

Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали, м	Зенитный угол, град		Горизонтальное отклонение, м		Длина по стволу, м	
от	до		в начале интервала	в конце интервала	за интервал	общее	интервала	общая
0	60	60	0	0	0	0	60	60
60	258	198	0	14	25,5	25,5	200	260
258	1300	1042	14	14	260	285,5	1074	1334
1300	1825	525	14	0	64,5	350	530,3	1864,3
1825	1890	65	0	0	0	350	65	1929,3

Профиль ствола скважины показан на рисунке 2.3.

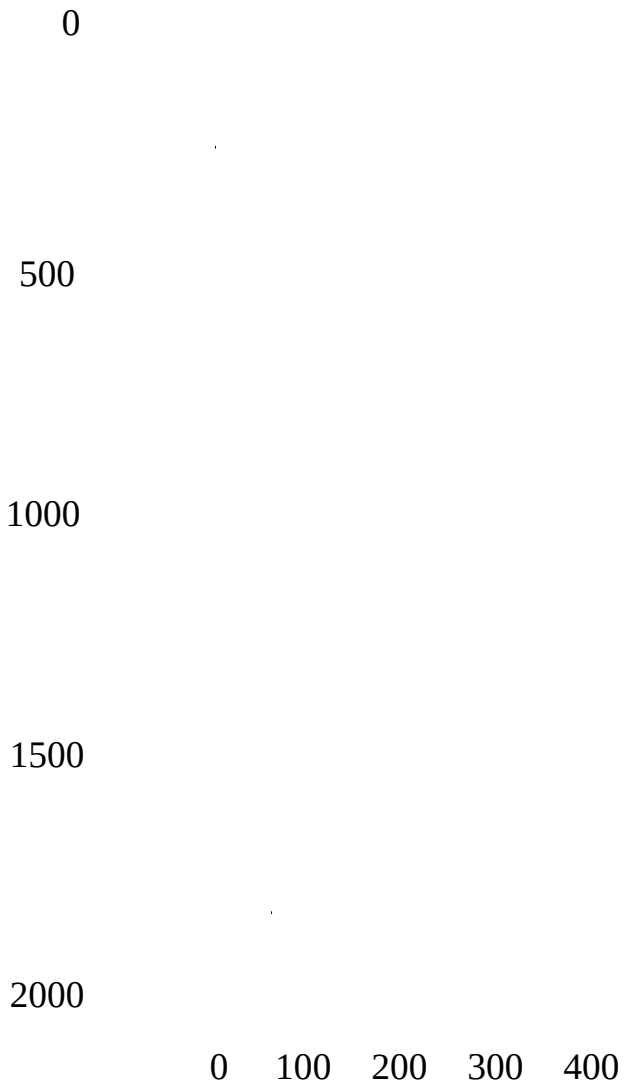


Рисунок 2.3. Профиль ствола скважины

2.3. ВЫБОР БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПО ИНТЕРВАЛАМ БУРЕНИЯ.

2.3.1. ОБОСНОВАНИЕ ПЛОТНОСТИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ.

Основной функцией буровых растворов при бурении является обеспечение непрерывности углубления скважины за счёт эффективной очистки забоя и ствола скважины от шлама, охлаждения породоразрушающего

инструмента, а также бесперебойной передачи энергии от буровых насосов к гидравлическим забойным двигателям, в случае применения последних.

Буровой раствор обеспечивает выполнение и ряда других функций: предотвращение проникновения в ствол скважины пластовых флюидов; уменьшение трения между взаимодействующими в скважине поверхностями; удержание шлама во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции (остановке насосов); сохранение, а при необходимости и повышение устойчивости стенок скважины; сохранение естественной проницаемости продуктивных пластов.

Буровой раствор должен отвечать следующим требованиям: обладать экологической и пожарной безопасностью, экономичностью, доступностью составляющих компонентов и физико-химической стабильностью.

Плотность буровых растворов для интервалов совместимых условий бурения рассчитывается исходя из условий сохранения устойчивости горных пород, слагающих стенки скважины, а в интервалах, содержащих напорные пласты, - создания столбом раствора гидростатического давления на забой, превышающего пластовое давление на величину:

1) 10% для скважин глубиной до1200 м, но не более 15 кгс/см^2 (1,5 МПа);

2) 5% для скважин глубиной более 1200 м, но не более 25 кгс/см^2 (2,5 МПа).

Плотность бурового раствора рассчитывается по формуле:

$$\rho = \frac{\kappa \cdot P_{пл}}{0{,}1 \cdot H_{кр}}, \text{ [г/см}^3\text{]} \qquad (2.19)$$

где: к – коэффициент запаса противодавления на напорные пласты;

$P_{пл}$ – пластовое давление напорного пласта, кгс/см^2;

$H_{кр}$ – глубина залегания кровли напорного пласта, м.

По разрезу скважины встречается один нефтенасыщенный пласт: $H_{кр}$=1825 м, $P_{пл}$=206 кгс/см^2, к=1,05.

$$\rho = \frac{1{,}05 \cdot 206}{0{,}1 \cdot 1825} = 1{,}19 \text{ г/см}^3$$

Для строительства скважин Ново-Михайловского месторождения устанавливаются следующие значения плотности бурового раствора при бурении под обсадные колонны:

1. Направление ø426 мм в интервале 0-20 м – ρ=1,14 г/см^3;

2. Кондуктор ø324 мм в интервале 20-150 м – ρ=1,14 г/см^3;

3. Промежуточная колонна ø245 мм в интервале 150-700/715 м – ρ=1,26 г/см^3;

4. Эксплуатационная колонна ø168 мм в интервале 700/715-1300/1334 м – ρ=1,02 г/см^3;

в интервале 1300/1334-1890/1929 м – ρ=1,19 г/см^3.

2.3.2. ТИПЫ И ПАРАМЕТРЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ.

Типы и параметры буровых растворов для строительства проектируемой скважины выбраны с учётом минералогического состава и свойств горных пород, слагающих разрез, а также анализа практического опыта бурения на месторождениях Оренбургской области.

На основе анализа промыслового материала при строительстве скважины на Ново-Михайловском месторождении принимаются следующие типы буровых растворов по интервалам бурения:

1. Интервал 0-20 м – приурочен к четвертичным отложениям. Литологически представлен, в основном, песками. Породы, слагающие разрез в этом интервале, склонны к осыпям и обвалам. Раствор, рекомендуемый для бурения в данном интервале, должен обладать свойствами укрепления стенок скважины.

Для разбуривания данного интервала принимаем нестабилизированный глинистый буровой раствор на водной основе. Плотность 1,14 г/см^3,

условная вязкость 35-50 с, фильтрация – не регламентируется, СНС – 15-20/15-30 дПа, pH=8.

2. Интервал 20-150 м – приурочен к отложениям татарского яруса. Литологически представлен чередованием глин, песчаников и алевролитов.

Для бурения данного интервала принимаем стабилизированный глинистый буровой раствор на водной основе. Плотность 1,14 г/см^3, условная вязкость 35-50 с, фильтрация 15 см^3/30 мин, СНС – 15-20/15-30 дПа, pH=8, К=2,0 мм.

3. Интервал 150-700/715 м – приурочен к отложениям верхнего и нижнего отделов пермской системы. Литологически представлен глинами, алевролитами, ангидритами, с чередованием доломитов и галогенных пород (солей).

Для бурения данного интервала принимаем стабилизированный соленасыщенный буровой раствор на водной основе. Плотность 1,26 г/см^3, условная вязкость 30-45 с, фильтрация 30-15 см^3/30 мин, СНС – 10-25/20-40 дПа, К=2,5 мм, pH=8.

4. Интервал 700/715-1300/1334 м – приурочен к отложениям нижнего отдела пермской системы, верхнему, среднему отделам каменноугольной системы. Литологически представлен устойчивыми отложениями плотных известняков и доломитов, имеющих низкие фильтрационные характеристики. Напорные пласты в рассматриваемом интервале стратиграфического разреза отсутствуют.

Для бурения данного интервала в качестве бурового раствора принимаем техническую воду ρ=1,02 г/см^3.

5. Интервал 1300/1334-1890/1929 м приурочен к нижнему отделу каменноугольной системы. Литологически представлен плотными известняками и доломитами.

Для бурения данного интервала принимаем ингибированный карбонатно-глинистый стабилизированный буровой раствор на водной основе.

Плотность 1,19 г/см^3, условная вязкость 25-30 с, фильтрация – до 6 см^3/30 мин, СНС – 10-20/25-40 дПа, К=0,5 мм, pH=9.

В таблице 2.3 представлены типы и параметры бурового раствора.

В таблице 2.4 представлен компонентный состав бурового раствора.

Таблица 2.3

Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал бурения, м		Параметры бурового раствора													
	от (верх)	до (низ)	Плотность, кг/м^3	Условная вязкость, с	Водоотдача, см^3/30 мин	СНС, мгс/см^2 через, мин		Корка, мм	Содержание твёрдой фазы, %			pH	Минерализация, г/л	Пластическая вязкость	Динамическое напряжение сдвига, мгс/см^2	Плотность до утяжеления. кг/м^3
						1	10		коллоидной части	песка	всего					
Нестабилизированный глинистый буровой раствор	0	20	1140	35-50	Не рег.	15-20	15-30	Не рег.	1,7-2,4	1	21	8	до 20	Не реглам.		1050
Стабилизированный глинистый буровой раствор	20	150	1140	35-50	15	15-20	15-30	2,0	1,7-2,4	1	21	8	до 20	10	15-20	1050
Соленасыщенный стабилизированный глинистый буровой раст-р	150	700/715	1260	30-45	30-15	10-25	20-40	2,5	1,8-2,5	1	31	8	до 318	14	10-20	1050
Техническая вода	700/715	1300/1334	1020	Не регламентируется												
Ингибированный карбонатно-глинистый стабилизированный буровой раст-р на водной основе	1300/1334	1890/1929	1190	25-30	6	10-20	25-40	0,5	1,6-2,1	<0,5	25,9	9	до 20	7	15-20	1050

Таблица 2.4

Компонентный состав бурового раствора

Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность, кг/м^3	Смена раствора	Название компонента	Плотность, г/см^3	Содержание вещ-ва в товарном продукте, %	Влажность, %	Сорт	Содержание компонента в бур. растворе, кг/м^3
от (верх)	до (низ)									
0	20	Нестаб. глинистый буровой раствор	1140	нет	Сода кальцинированная техническая	2,53	<91	8-12	А	2,0
					Глинопорошок ПБМА	2,5	-	8-10	I	70,0
20	150	Стабил. глинистый буровой раствор	1140	нет	Сода кальцинированная техническая	2,53	<91	8-12	А	2,0
					Глинопорошок ПБМА	2,5	-	8-10	I	70,0
					КМЦ-500 (600)	1,64	55	10	-	1,0
					Графит ГЛ-1	2,2	-	0,3	-	5,0
150	700/ 715	Соленасыщенный стабилизированный буровой раствор на водной основе	1260	да	Сода кальцинированная техническая	2,53	<91	8-12	А	3,0
					Сода каустическая твёрдая	2,13	<92	83	I	1,5
					Глинопорошок ПБМА	2,5	-	8-10	I	70,0
					PAC-L	1,52	50	18	-	6,0
					Крахмал (DEXTRID)	1,5	60	<12,5	-	12,0
					Соль каменная техническая	2,16	<93	15-20	-	320,0
					ФК-2000	1,12	-	10-12	-	5,0
					Барит ($BaSO_4$)	4,0	-	1,5	III	120,0
700/ 715	1300/ 1334	Техническая вода	1020	да	Не регламентируется					
1300/ 1334	1890/ 1929	Ингибированный карбонатно-глинистый стабилизированный буровой раствор на водной основе	1190	да	Сода каустическая твёрдая	2,13	<92	83	I	1,5
					Глинопорошок ПБМА	2,5	-	8-10	I	70,0
					КМЦ-500 (600)	1,64	55	10	-	7,0
					КССБ-2	1,39	20-25	7,47	-	7,0
					Пента-465	-	-	-	-	2,0
					Мел молотый ММПК	2,6	90	8-10	-	150,0
					ФК-2000	1,12	-	10-12	-	5,0
					Хлорид кальция ($CaCl_2$)	2,51	-	5-7	-	5,0
					НПАВ (Диссолван 4411)	0,95	65	-	-	0,3

Описание применяемых реагентов:

1) Сода кальцинированная техническая (Na_2CO_3) – порошок белого цвета плотностью 2,5 г/см^3. Применяется для связывания ионов кальция и магния, попадающих в раствор с пластовыми водами или разбуриваемыми цементными камнем и породами, а также для повторных обработок буровых растворов с добавками УЩР, качество которых ухудшилось. При взаимодействии соды с солями кальция образуется нерастворимый в воде углекислый кальций, практически не ухудшающий качество раствора.

2) КМЦ – продукт взаимодействия щелочной целлюлозы с натриевой солью монохлоруксусной кислоты. Выпускается трёх марок: КМЦ-500, КМЦ-600, КМЦ-700. Чем выше степень полимеризации КМЦ, тем более она устойчива к солевой агрессии и тем эффективнее способствует увеличению реологических свойств (вязкости и СНС), снижая фильтрацию и толщину фильтрационной корки.

3) Графит – используется для снижения трения между бурильными трубами и стенками скважины при роторном бурении. При турбинном бурении используется для уменьшения вероятности прихватов бурильной колонны.

4) Сода каустическая (NaOH) – бесцветная непрозрачная кристаллическая масса плотностью 2,1г/см^3. Применяется для приготовления щелочных реагентов УЩР, ТЩР, крахмального реагента, нитролигнина, а также для снижения растворимости извести в известковых растворах. Небольшие добавки щёлочи вызывают временное диспергирование частиц глины, увеличение электрокинетического потенциала и, как следствие, снижение вязкости и фильтрации бурового раствора.

5) PAC-L - представляет собой модифицированный природный целлюлозный полимер, используемый для борьбы с фильтрацией при использовании буровых растворов на основе пресной и слабоминерализованной воды. Применяется также для снижения поглощения жидкости без значительного

увеличения вязкости, обволакивания сланцевых глин для предотвращения набухания и разрушения, обеспечения устойчивости ствола скважины в пластах, сложенных гидрофильными породами, улучшения очистки ствола скважины и извлечения керна. Устойчив к жестким условиям окружающей среды и к загрязнениям.

6) Крахмал – понизитель фильтрации. Представляет собой порошок белого или желтоватого цвета, растворим в слабых растворах щелочей. Крахмал вводят в буровой раствор в виде водно-щелочного раствора 5-8% концентрации. Целесообразно применять для снижения водоотдачи при проходке сильнозасоленных пород.

7) Соль каменная – может быть использована для повышения структурно-механических свойств буровых растворов, обработанных защитными каллоидами, в частности УЩР. Для повышения СНС поваренная соль применяется также при бурении на карбонатно-глинистых суспензиях. Насыщенные растворы соли применяют при проходке пластов каменной соли, в которых вода или пресный буровой раствор, растворяя стенки скважины, образует каверны, а также в отложениях, представленных набухающими глинами.

8) ФК-2000 – смазывающая добавка. Непрозрачная светло-коричневая вязкая жидкость, представляет собой раствор смеси анионных и неионогенных ПАВ на основе растительных масел. Преимуществами являются высокая степень ингибирования глинистых пород, улучшение вязкоструктурных и фильтрационных свойств промывочных жидкостей. Недостатки: высокая вспенивающая способность, высокая температура застывания (-10°C), ограничения по применению в полимерных средах.

9) Барит ($BaSO_4$) – утяжелитель бурового раствора. Получают путём гравитационного обогащения баритовых руд. Применение этого утяжелителя позволяет получать буровые растворы с плотностью до 2,4 г/см^3. Его использование не загущает буровые растворы и не вызывает коагуляции.

10) КССБ – активно снижает водоотдачу буровых растворов, приготовленных как на пресной, так и на минерализованной воде. Растворы, обработанные этим реагентом, устойчивы против воздействия цемента, электролитов, а также при высоких температурах и давлениях. Они имеют пониженную липкость, и при их фильтрации отлагаются тонкие плотные корки.

11) Пента-465 - применяется в качестве пеногасящей или предупреждающей пенообразование добавки в буровые и тампонажные растворы, буферные и другие технологические жидкости в нефтегазодобывающей промышленности. Представляет собой вязкотекучую жидкость желтовато-серого цвета, которая смешивается с водой в любых соотношениях. Особенно эффективен в пресных, минерализованных глинистых буровых растворов, в том числе, утяжеленных баритом, в лингосульфонатном буровом растворе и буровом растворе с КМЦ, а также в безглинистом полимер-эмульсионном растворе. Помимо своего основного предназначения Пента-465 снижает липкость фильтрационной корки.

12) Мел – применяется в качестве утяжелителя буровых растворов.

13) Хлорид кальция ($CaCl_2$) – применяется в качестве ингибитора набухания глинистых пород. Ингибированием называют химическую обработку промывочных жидкостей, в результате которой резко уменьшается увлажнение и диспергирование глинистых частиц горных пород при взаимодействии с водным фильтратом.

14) НПАВ (Диссолван 4411) – ПАВ используют в качестве добавок в буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов с целью снижения капиллярного давления и поверхностного натяжения на границе «фильтрат-флюид». ПАВ-добавки при введении в растворы образуют пену, поэтому их вводят совместно с пеногасителями.

2.4. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИН.

2.4.1. РЕЖИМ БУРЕНИЯ.

Под технологическим режимом бурения понимается комплекс регулируемых факторов, определяющих условия и эффективность работы породоразрушающего инструмента на забое скважины. По влиянию на процесс режимные параметры можно разделить на первичные (нагрузка на долото, частота вращения долота, подача бурового раствора, его тип и свойства) и вторичные (крутящий момент, частота и амплитуда динамической составляющей осевой нагрузки и крутящего момента, изменение концентрации твёрдой фазы в буровом при циркуляции по стволу скважины).

Сочетание режимных параметров, которое обеспечивает наилучшие показатели проходки ствола скважины, наиболее высокие технико-экономические показатели и необходимое качество буровых работ с использованием имеющегося оборудования, называется оптимальным режимом бурения.

При выборе оптимальных режимных параметров необходимо использовать результаты исследований бурения скважин на данной площади и на площадях с аналогичными геологическими условиями. Проводится анализ карточек отработки долот минимум по трём скважинам и выбирается режим бурения по следующей методике:

1) каждая карточка отработки долот разбивается на пачки по одинаковым стратиграфическим горизонтам или типоразмерам долот;

2) по каждой пачке по каждой скважине определяется средняя проходка на долото:

$$h_{ср1} = \frac{H_{пачки}}{n_{долот}}; h_{ср2}; h_{ср3}, \quad [м] \qquad (2.20)$$

3) затем определяется усреднённая проходка на долото по рассматриваемой пачке:

$$h_{\text{уср}} = \frac{h_{\text{ср1}} + h_{\text{ср2}} + h_{\text{ср3}}}{3}, \text{ [м]} \quad (2.21)$$

4) определяется количество долот для разбуривания рассматриваемой пачки:

$$n_{\text{долот}} = \frac{H_{\text{гтн}}}{h_{\text{пр}}}, \text{ [шт.]} \quad (2.22)$$

где $H_{\text{гтн}}$ – мощность пачки по ГТН, м;

5) определяется проектная проходка на долото по рассматриваемой пачке:

$$h_{\text{пр}} = \frac{h_{\text{уср}} + h_{\text{срmax}}}{2}, \text{ [м]} \quad (2.23)$$

Здесь же выбираются оптимальный тип долота, на которое приходится наибольшая проходка, осевая нагрузка этого долота, вид механизма вращения долота или способ бурения скважины (турбинный, ГЗД или роторный);

6) по такой же методике определяется время работы долота на забое – $t_{\text{ср1}}$, $t_{\text{ср2}}$, $t_{\text{ср3}}$, $t_{\text{уср.}}$, $t_{\text{пр.}}$...

7) далее определяется механическая скорость проходки при разбуривании данной нормативной пачки:

$$\upsilon_{\text{мех}} = \frac{h_{\text{пр}}}{t}, \text{ [м/ч]} \quad (2.24)$$

8) определяется время механического бурения данной пачки (по проектируемой скважине):

$$t_{\text{мех}} = \frac{H_{\text{гтн}}}{\upsilon_{\text{мех}}}, \text{ [ч]} \quad (2.25)$$

В таблице 2.5 приведены оптимальные параметры режима бурения на Ново-Михайловском месторождении.

Таблица 2.5

Режим бурения

Интервал, м		Шифр долота	Привод долота	Осевая нагрузка, тс	Частота вращения, об/мин	Кол-во долот, шт	Мех. скорость, м/ч
от	до						
0	20	555 (113-411)	ротор	в.и.	45-60	1	4
20	60	393,7 (115-117)	Д1-240	2-3 тс меньше в.и.	–	1	5,9
60	140		ДРУ-240	5-7			
140	150		Д1-240	10-12			
150	200	295,3 (537-547)	Д1-240	14-16		2	3,4
200	261		ДРУ-240	6-8			
261	715		Д1-240	14-16 (в солях 6-8)			
715	1334	215,9 (537-547)	ДВ-176	16-18		5	4,4
1334	1819	215,9 (537-547) 3×14	ротор	12-14	55-75		
1819	1929	215,9 (627) 3×14				1	3,2

2.4.2. РАСЧЁТ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ И ЕЁ КОМПОНОВКА ПРИ БУРЕНИИ ПОД ЭКСПЛУАТАЦИОННУЮ КОЛОННУ.

Бурильная колонна предназначена для:

- создания осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент и направления ствола скважины;

- производства спуско-подъёмных операций для замены породоразрушающего инструмента и забойных двигателей;

- подачи промывочной жидкости от насосов к забою;

- передачи вращающего момента породоразрушающему инструменту при роторном бурении;

- восприятия реактивного вращающего момента при бурении забойными двигателями.

Кроме того, бурильная колонна используется в процессе ликвидации аварий в скважине и в исследовании продуктивных пластов.

Исходные данные:

интервалы бурения под эксплуатационную колонну ø168 мм:

1) 715-1334 м – ВЗД, $\rho_{бр1}$=1,02 г/см^3, $Q_д$ = 17 т.с.

2) 1334-1929 м – ротор, $\rho_{бр2}$=1,19 г/см^3, n = 65 об/мин, $Q_д$ = 12 т.с.

$Д_д$ = 215,9 мм – диаметр долота для бурения под эксплуатационную колонну;

ΔP = 7 МПа – перепад давления на долоте;

$K_у$ = 1,3 – коэффициент увеличения диаметра ствола скважины;

Условия бурения – осложнённые.

1) Расчёт компоновки для бурения первого интервала.

Расчёт УБТ.

Для бурения данного интервала выбираем УБТ с наружным диаметром 165 мм (внутренний диаметр $d_{убт}$=71 мм, вес 1 м $q_{убт}$= 136 кгс = 1360 Н).

УБТ должны удовлетворять требованию минимальной жёсткости – жёсткость на изгиб УБТ должна быть не меньше жёсткости обсадной колонны (ОК), под которую ведётся бурение, т.е.:

$$(EI)_{убт} \geq (EI)_{ок}$$

или при $E_{убт} = E_{ок}$

$$\frac{Д_{убт}}{Д_{ок}} \geq \sqrt[4]{\frac{1-\left(\frac{Д_{ок}-2\cdot\delta_{ок}}{Д_{ок}}\right)^4}{1-\left(\frac{d_{убт}}{Д_{убт}}\right)^4}}, \qquad (2.26)$$

где: $Д_{убт}$, $d_{убт}$ – наружный и внутренний диаметры УБТ, мм;

$Д_{ок}$, $\delta_{ок}$ – наружный диаметр и толщина стенки обсадной колонны, мм, $\delta_{ок}$=7,3 мм.

$$\frac{165}{168} = 0{,}98 > \sqrt[4]{\frac{1-\left(\frac{168-2\cdot 7{,}3}{168}\right)^4}{1-\left(\frac{71}{165}\right)^4}} = 0{,}75$$

Таким образом, условия жёсткости УБТ и обсадной колонны соблюдены.

Проверяем обеспечение плавного перехода по жёсткости от УБТ к бурильным трубам:

$$\frac{Д_{бт}}{Д_{убт}} \geq 0{,}75 \qquad (2.27)$$

где: $Д_{бт}$ – наружный диаметр бурильных труб.

Принимаем бурильные трубы ТБПК 127×9,19Е ($Д_{бт}$=127 мм, толщина стенки $\delta_{бт}$=9,19 мм, марка стали-Е).

$$\frac{Д_{бт}}{Д_{убт}} = \frac{127}{165} = 0{,}77 > 0{,}75$$

Что удовлетворяет условию перехода по жёсткости.

Определяем длину УБТ:

$$\ell_{убт} = \frac{1}{q_{убт} \cdot \cos\alpha} \cdot ¿¿ \text{, [м]} \qquad (2.28)$$

где: $q_{убт}$ – вес 1 м длины УБТ, Н, $q_{убт}$=1360 Н;

α – угол наклона профиля ствола скважины на участке расположения КНБК, α=14º;

$К_д$ – коэффициент нагрузки на долото, $К_д$=1,175;

$Q_д$ – необходимая нагрузка на долото, Н, $Q_д = 17 \cdot 10^4$ Н;

$Р_{бр}$, $\rho_м$ – плотности бурового раствора и металла УБТ, г/см^3, $\rho_{бр}$=1,02 г/см^3, $\rho_м$=7,85 г/см^3;

$Q_{зд}$ – вес забойного двигателя, Н, $Q_{зд}$=8000 Н;

$Q_Σ$ – суммарный вес всех элементов КНБК, Н, $Q_Σ$=3700 Н.

$$\ell_{убт} = \frac{1}{1360 \cdot \cos 14^\circ} \cdot \left[\frac{1{,}175 \cdot 17 \cdot 10^4}{1 - \frac{1{,}02}{7{,}85}} - (8000 + 3700) \cdot \cos 14^\circ \right] = 165{,}4 \text{ м}$$

Принимаем $\ell_{убт}$=169 м.

Находим вес УБТ:

$$Q_{убт} = q_{убт} \cdot \ell_{убт} = 1360 \cdot 169 = 229840 \text{ Н} \qquad (2.29)$$

С учётом погружения в жидкость:

$$Q_{кн} = Q_{убт} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{бр}}{\rho_м}\right) = 229840 \cdot \left(1 - \frac{1{,}02}{7{,}85}\right) = 199961 \text{ Н} \qquad (2.30)$$

Расчёт бурильных труб.

Определяем наибольшую допустимую длину секции бурильных труб ТБПК 127×9,19Е из условия статической прочности по телу трубы:

$$\ell_{бт}=\frac{Q_p-K\cdot\left(Q_{убт}+Q_{зд}\right)\cdot\left(1-\frac{\rho_{бр}}{\rho_м}\right)-\Delta P\cdot F_к}{K\cdot q_{бт}\cdot\left(1-\frac{\rho_{бр}}{\rho_м}\right)}, [м] \quad (2.31)$$

где: $Q_р$ – максимальная допустимая растягивающая нагрузка на тело бурильной колонны, МН;

K – коэффициент, учитывающий влияние сил трения и сил инерции, K=1,15;

$Q_{убт}$ – вес УБТ, МН, $Q_{убт}$=0,229840 МН;

$Q_{зд}$ – вес забойного двигателя и долота, МН, $Q_{зд}$=0,0084 МН;

$F_к$ – площадь поперечного сечения канала бурильной трубы, м^2, $F_к$=0,00933 м^2;

$P_{бр}$, $\rho_м$ – плотности бурового раствора и металла УБТ, г/см^3, $\rho_{бр}$=1,02 г/см^3, $\rho_м$=7,85 г/см^3;

ΔP – перепад давления на долоте, МПа, ΔP=7 МПа;

$q_{бт}$ – вес 1 м бурильной трубы, МН, $q_{бт}$=0,000312 МН.

$$Q_p=\frac{\sigma_m\cdot F}{n}, [МН] \quad (2.32)$$

где: $\sigma_т$ – предел текучести материала труб, МПа, $\sigma_т$=550 МПа;

F – площадь поперечного сечения тела бурильной трубы, м^2, F=0,00334 м^2;

n – нормативный запас прочности, n=1,45.

$$Q_p=\frac{550\cdot 0,00334}{1,45}=1,267 \text{ МН}$$

$$\ell_{бт}=\frac{1,267-1,15\cdot\left(0,229840+0,0084\right)\cdot\left(1-\frac{1,02}{7,85}\right)-7\cdot 0,00933}{1,15\cdot 0,000312\cdot\left(1-\frac{1,02}{7,85}\right)}=3086 \text{ м}$$

Для бурения данного интервала требуется:

$$\ell_{бт}=L-\ell_{убт}=1334-169=1165 \text{ м}$$

где: L – глубина интервала, м, L=1334 м.

Определяем вес колонны бурильных труб:

$$Q_{бт}=q_{бт}\cdot\ \ell_{бт}=0,0312\cdot 1165=36,3 \text{ т}$$

2) Расчёт компоновки для бурения второго интервала.

Расчёт УБТ.

Для бурения данного интервала можно использовать те же УБТ 165×71, т.к. они удовлетворяют требованию минимальной жёсткости на изгиб и условию перехода по жёсткости к бурильным трубам.

Так как бурение данного интервала ведётся роторным способом на буровом растворе $\rho_{бр}$=1,19 г/см^3, угол наклона профиля ствола скважины $\alpha \approx 7^o$, $Q_{зд}=0$, $Q_{\Sigma}=0$, то длина УБТ равна:

$$\ell_{убт}=\frac{1}{1360\cdot\cos 7^{\circ}}\cdot\left[\frac{1{,}175\cdot 12\cdot 10^4}{1-\frac{1{,}19}{7{,}85}}\right]=123{,}2 \text{ м}$$

Принимаем $\ell_{убт}$=130 м.

Находим вес УБТ:

$$Q_{убт}=q_{убт}\cdot\ell_{убт}=1360\cdot 130=176800 \text{ Н}$$

С учётом погружения в жидкость:

$$Q_{кн}=Q_{убт}\cdot\left(1-\frac{\rho_{бр}}{\rho_{м}}\right)=176800\cdot\left(1-\frac{1{,}19}{7{,}85}\right)=149998 \text{ Н}$$

Для ограничения прогибов и площади контакта УБТ со стенками скважины рекомендуется устанавливать промежуточные опоры, если:

$$Q_д > P^1_{кр}$$

где: $Q_д$ – нагрузка на долото, кН, $Q_д$=120 кН;

$P^1_{кр}$ – критическая нагрузка первого порядка.

$$P^1_{кр}=1{,}94\cdot\sqrt[3]{E\cdot I\cdot q^2_{убт}}, \text{ [кН]} \qquad (2.33)$$

где: E – модуль упругости, Н/см^2, E=2,1·10^7 Н/см^2;

$q_{убт}$ – вес 1 м УБТ, Н/см, $q_{убт}$=13,6 Н/см;

I – экваториальный момент инерции сечения трубы, см^4.

$$I=0{,}049\cdot\left(D^4_{убт}-d^4_{убт}\right)=0{,}049\cdot\left(16{,}5^4-7{,}1^4\right)=3507{,}4 \text{ см}^4 \qquad (2.34)$$

где: $D_{убт}$ и $d_{убт}$ – наружный и внутренний диаметр УБТ, см, $D_{убт}$=16,5 см, $d_{убт}$=7,1 см.

$$P^1_{кр}=1{,}94\cdot\sqrt[3]{2{,}1\cdot 10^7\cdot 3507{,}4\cdot 13{,}6^2}=46{,}3 \text{ кН}$$

Следовательно, нагрузка на долото больше критической нагрузки.

Расстояние между опорами:

$$a = K_0 \cdot L_0, \text{ [м]} \qquad (2.35)$$

где: K_0 – коэффициент, зависящий от жёсткости промежуточных опор (K_0 = 1,25 для УБТ $Д_{убт}$ < 159 мм; K_0 = 1,52 для УБТ $Д_{убт}$ > 159 мм); K_0= 1,52;

L_0 – длина полуволны УБТ вращающейся колонны в нейтральном сечении, м.

$$L_0 = \frac{66{,}408}{n} \cdot \sqrt{0{,}97 \cdot n \cdot \sqrt{\frac{I}{q_{убт}}}}, \text{ [м]} \qquad (2.36)$$

где: n – частота вращения бурильной колонны, об/мин, n=65 об/мин;

I – осевой момент инерции, $см^4$, I=3507,4 $см^4$;

$q_{убт}$ – вес 1 м длины УБТ, кгс, $q_{убт}$=136 кгс.

$$L_0 = \frac{66{,}408}{65} \cdot \sqrt{0{,}97 \cdot 65 \cdot \sqrt{\frac{3507{,}4}{136}}} = 18{,}3 \text{ м}$$

$$a = 1{,}52 \cdot 18{,}3 = 28 \text{ м}$$

Тогда количество опор:

$$m = \frac{130}{28} = 4{,}6 \text{ шт}$$

Принимаем 5 опор квадратного сечения наибольшего поперечного размера 203 мм.

Расчёт бурильных труб.

Для бурения данного интервала выбираем те же бурильные трубы ТБПК 127×9,19Е. Проверим эти трубы на соответствие расчётных запасов прочности на усталость нормативным значениям:

$$n = n_\sigma = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_a} \cdot \frac{1 - \frac{\sigma_p}{\sigma_в}}{1 + \left(\frac{\sigma_{-1}}{\sigma_в}\right) \cdot \left(\frac{\sigma_m}{\sigma_a}\right)}, \qquad (2.37)$$

где: σ_{-1} – предел выносливости для стали «Е», $кгс/мм^2$, σ_{-1}= 8 $кгс/мм^2$;

$\sigma_р$= 0 – напряжение растяжения, $кгс/мм^2$;

$\sigma_в$= 75 $кгс/мм^2$;

σ_a – амплитуда переменного напряжения изгиба, кгс/мм^2;
σ_m – постоянное среднее напряжение изгиба, кгс/мм^2.

$$\sigma_m = \sigma_u \tag{2.38}$$

$$\sigma_u = \frac{M_u}{W_u}, \text{ [кгс/см}^2\text{]} \tag{2.39}$$

где: $W_и$ – осевой момент сопротивления, см^3, $W_и$ = 84,26 см^3;
$M_и$ – изгибающий момент, кгс/м.

$$M_u = \frac{I \cdot E}{100 \cdot R}, \text{ [кгс/м]} \tag{2.40}$$

где: I – осевой момент инерции, см^4, I = 592,6 см^4;
E – модуль упругости, кгс/м^2, E = 2,1×10^4 кгс/м^2;
R – радиус искривления бурильной колонны, м.

$$R = \frac{1000 \cdot L^2}{\pi^2 \cdot f}, \text{ [м]} \tag{2.41}$$

где: f – стрела прогиба, мм;
L – длина полуволны, м.

$$f = \frac{Д_c - Д_з}{2}, \text{ [мм]} \tag{2.42}$$

где: $Д_с$ – диаметр скважины, мм;
$Д_з$ – диаметр замка бурильной трубы, мм, $Д_з$ = 162 мм.

$$Д_c = K_y \cdot Д_д = 1{,}3 \cdot 215{,}9 = 280{,}67 \text{ мм} \tag{2.43}$$

$$f = \frac{280{,}67 - 162}{2} = 59{,}3 \text{ мм}$$

$$L = \frac{66{,}408}{n} \cdot \sqrt{0{,}97 \cdot n \cdot \sqrt{\frac{I}{q_{бт}}}}, \text{ [м]} \tag{2.44}$$

где: $q_{бт}$ – вес 1 м длины бурильной трубы, кгс, $q_{бт}$ = 26,71 кгс.

$$L = \frac{66{,}408}{65} \cdot \sqrt{0{,}97 \cdot 65 \cdot \sqrt{\frac{592{,}6}{31{,}2}}} = 16{,}94 \text{ м}$$

$$R = \frac{1000 \cdot 16{,}94^2}{3{,}14^2 \cdot 59{,}3} = 490{,}8 \text{ м}$$

$$M_u = \frac{592{,}6 \cdot 2{,}1 \cdot 10^4}{100 \cdot 490{,}8} = 253{,}6 \text{ кгс×м}$$

$$\sigma_м = \sigma_и = \frac{253,6}{84,26} = 3 \text{ кгс/мм}^2$$

$$\sigma_а = 0,5 \cdot 3 = 1,5 \text{ кгс/мм}^2$$

$$n = \frac{8}{1,5} \cdot \frac{1}{1 + \left(\frac{8}{75}\right) \cdot \left(\frac{3}{1,5}\right)} = 4,4$$

Что значительно больше нормативного [n] = 1,5.

Определяем наибольшую допустимую длину бурильных труб ТБПК 127×9,19Е из условия статической прочности по телу трубы:

$$\ell_{бт} = \frac{Q_р - K \cdot Q_{убт} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{бр}}{\rho_м}\right) - \Delta Р \cdot F_к}{K \cdot q_{бт} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{бр}}{\rho_м}\right)}, \text{ [м]} \qquad (2.45)$$

где: $Q_{убт}$ – вес УБТ, МН, $Q_{убт}$= 0,176800 МН;

$\rho_{бр}$ – плотность бурового раствора, г/см^3, $\rho_{бр}$=1,19 г/см^3.

$$\ell_{бт} = \frac{1,267 - 1,15 \cdot 0,176800 \cdot \left(1 - \frac{1,19}{7,85}\right) - 7 \cdot 0,00933}{1,15 \cdot 0,000312 \cdot \left(1 - \frac{1,19}{7,85}\right)} = 3381 \text{ м}$$

Для бурения данного интервала требуется:

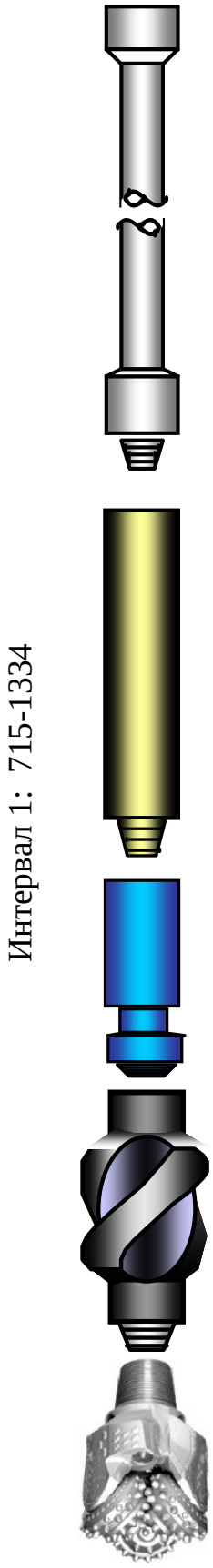
$$\ell_{бт} = L - \ell_{убт} = 1929 - 130 = 1799 \text{ м}$$

Определяем вес колонны бурильных труб:

$$Q_{бт} = q_{бт} \cdot \ell_{бт} = 0,0312 \cdot 1799 = 56 \text{ т}$$

На рисунке 2.4 показаны схемы компоновок для бурения под эксплуатационную колонну.

В таблице 2.6 приведены компоновки бурильной колонны по интервалам бурения.



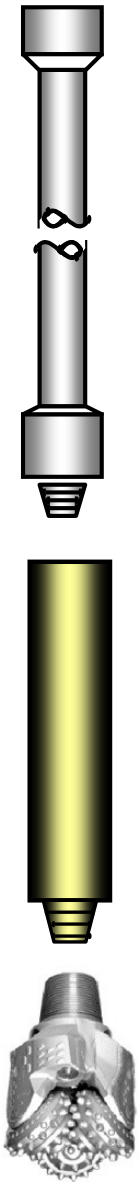
ТБПК 127×9,19Е

УБТ 165×71

Забойный двигатель
ДВ - 176

Калибратор КЛС 215,9

Интервал 1: 715-1334



Интервал 2: 1334-1929

Долото 215,9

Рисунок 2.4. Схемы компоновок бурильной колонны при бурении под эксплуатационную колонну

Таблица 2.6

КНБК по интервалам бурения

Тип колонны	Способ бурения, тип ВЗД	Интервал бурения, м		Элементы КНБК
		от	до	
Направление	Роторный	0	20	Д555; УБТ 203 – 18 м; квадр. штанга
Кондуктор	Д1-240	20	60	Д393,7; КЛС 393,7; Д1-240; Ц-390; УБТ 203 – 18 м; УБТ 178 – 33 м
	ДРУ-240	60	140	Д393,7; КЛС 393,7; ДРУ-240; телесистема; НУБТ 180 – 12 м, ТБПК 127×9,19Е
	Д1-240	140	150	Д393,7; КЛС 393,7; Д1-240; Ц-390; УБТ 203 – 18 м; УБТ 178 – 50 м; ТБПК 127×9,19Е
Промежуточная колонна	Д1-240	150	200	Д295,3; КЛС 295,3; Д1-240; ЦС-292; УБТ 178 – 150 м; ТБПК 127×9,19Е
	ДРУ-240	200	261	Д295,3; КЛС 295,3; ДРУ-240; телесистема; НУБТ 180 – 12 м, ТБПК 127×9,19Е
	Д1-240	261	715	Д295,3; КЛС 295,3; Д1-240; ЦС-292; УБТ 178 – 150 м; ТБПК 127×9,19Е
Эксплуатационная колонна	ДВ-176	715	1334	Д215,9; КЛС 215,9; ДВ-176; ЦС-212; УБТ 165 – 169 м; ТБПК 127×9,19Е
	Роторный	1334	1929	Д215,9; УБТ 165 – 130 м; ТБПК 127×9,19Е

2.4.3. ВЫБОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ.

Буровая установка представляет собой комплекс различных функционально взаимосвязанных машин, механизмов и конструктивных элементов для выполнения основных и вспомогательных работ при строительстве скважины. При механическом бурении буровая установка, прежде всего, должна обеспечить выполнение трёх основных функций: грузовую, приводную и циркуляционную.

Грузовая функция охватывает все работы по перемещению тяжёлых инструментов в стволе скважины или их удержанию на весу (спуско-подъём, поддержание на весу бурильной колонны в процессе проходки ствола скважины; спуск обсадных колонн, различного вспомогательного инструмента).

Под приводной функцией понимается передача вращательного движения на бурильную колонну, а с её помощью и на породоразрушающий инструмент.

Циркуляционная функция реализуется созданием непрерывной циркуляции агента по стволу скважины.

Исходные данные:

$L_{ст}$=1929 м – глубина скважины по стволу;

$Q_{бк}$=73,68 т – вес бурильной колонны при бурении под эксплуатационную колонну;

$Q_{эк}$=57,92 т – вес эксплуатационной колонны.

Для бурения скважин на заданную глубину выбираем мобильную буровую установку МБУ-125 с допустимой нагрузкой на крюке 125 тс. Нагрузка на крюке не должна превышать 0,6 величины параметра «допускаемая нагрузка на крюке» от максимальной расчётной массы бурильной колонны и 0,9 – от расчётной массы обсадной колонны.

Исходя из этого, грузоподъёмность буровой установки должна быть не менее:

$$Q=\frac{Q_{бк}}{0,6}=\frac{73,68}{0,6}=122,8 \text{ [тс]} \quad (2.46)$$

$$Q=\frac{Q_{эк}}{0,9}=\frac{57,92}{0,9}=64,4 \text{ [тс]} \quad (2.47)$$

Из расчёта видно, что Q=122,8 тс<$Q_{пред}$=125 тс, следовательно буровая установка выбрана верно.

Перечень оборудования МБУ-125:

1) вышка МБУ-125;

2) кронблок МБУ-125;

3) крюкоблок МБУ-125;

4) крюк МБУ-125;

5) лебёдка МБУ-125;

6) основание буровое мобильное с приёмными мостками;

7) ротор универсальный РУП-560;

8) вертлюг ВБ-125;

9) труба ведущая;

10) стояк манифольда;

11) набор стропов;

12) вспомогательная лебёдка;

13) крюк самозакрывающийся;

14) приспособление для страховки верхового рабочего;

15) привод аварийный МБУ-125;

16) устройство аварийной эвакуации верхового рабочего;

17) захват клиновой пневматический РУП-560;

18) шасси 84703 на мобильное основание;

19) тягач автомобильный МЗКТ 7003-011;

20) циркуляционная система СЦ-151У;

21) насосно-силовой блок СА-10 УНБ-600.

2.4.4. РЕЖИМ РАБОТЫ БУРОВЫХ НАСОСОВ.

Циркуляция промывочной жидкости в скважине создаётся буровым насосом. Он обеспечивает необходимую интенсивность подачи и создаёт напор, который должен превышать сумму всех гидравлических сопротивлений движению бурового раствора на всём пути от насоса до забоя скважины и затем до устья скважины на поверхности. Гидравлический расчёт циркуляции выполняют с целью определения необходимых характеристик бурового насоса, обоснования выбора его типа и необходимого количества насосов. При проведении гидравлического расчёта определяют следующие параметры: необходимую интенсивность подачи промывочной жидкости, режим течения жидкости в зависимости от скорости движения, гидравлические

сопротивления, гидравлическую мощность бурового насоса. В таблице 2.7 представлены исходные данные для расчёта.

Таблица 2.7

Исходные данные

Наименование	Кондуктор	Промежуточная колонна	Эксплуатационная колонна	
			турбобур	ротор
Интервал бурения, м	0-150	150-715	715-1334	1334-1929
Диаметр долота, мм	393,7	295,3	215,9	
Тип ГЗД	ДРУ-240	Д1-240	ДВ-176	ротор
НУБТ-180×80, м	12	-	-	-
УБТ-178×80, м	-	150	-	-
УБТ-165×71, м	-	-	169	130
Бурильные трубы	ТБПК 127×9,19Е			
Плотность бур. р-ра, г/см^3	1,14	1,26	1,02	1,19
Коэф. кавернозности, К	1,5		1,3	
Нагрузка на долото, тс	5-7	14-16	16-18	12-14
Насос	УНБ-600			

Определяем минимальную необходимую подачу бурового раствора для обеспечения следующих условий:

а) достаточной очистки забоя:

$$Q_q \geq 0{,}785 \cdot Д_д^2 \cdot q \text{, [л/с]} \qquad (2.48)$$

где: $Д_д$ – диаметр долота, см;

q – удельный расход бурового раствора, л/с·см^2,

q=0,067 л/с·см^2 – для бурения ГЗД,

q=0,035÷0,05 л/с·см^2.

$$Q_q^к = 0{,}785 \cdot 39{,}37^2 \cdot 0{,}067 = 81{,}5 \text{ л/с}$$

$$Q_q^п = 0{,}785 \cdot 295{,}3^2 \cdot 0{,}067 = 45{,}9 \text{ л/с}$$

$$Q_q^{эк.(ГЗД)} = 0{,}785 \cdot 21{,}59^2 \cdot 0{,}067 = 24{,}5 \text{ л/с}$$

$$Q_q^{эк.(рот.)} = 0{,}785 \cdot 21{,}59^2 \cdot 0{,}05 = 18{,}3 \text{ л/с}$$

б) заданной скорости бурового раствора в затрубном пространстве (очистки ствола скважины):

$$Q_{\upsilon} \geq 0{,}0785 \cdot \left(Д_{c_c}^2 - d^2 \right) ¿ \upsilon \text{, [л/с]} \qquad (2.49)$$

где: $Д_с$ – диаметр скважины, см, $Д_с = Д_д \cdot К$,

d – минимальный наружный диаметр бурильных труб в колонне, см, d=12,7 см;

υ – скорость бурового раствора в затрубном пространстве,

υ≥0,4 м/с – при бурении под кондуктор,

υ≥0,6 м/с – при бурении под промежуточные колонны,

υ≥1 м/с – при бурении под эксплуатационную колонну.

$$Q_{\upsilon}^{к} = 0{,}0785 \cdot \left[(1{,}5 \cdot 39{,}37)^2 - 12{,}7^2 \right] \cdot 0{,}4 = 104{,}4 \text{ л/с}$$

$$Q_{\upsilon}^{п} = 0{,}0785 \cdot \left[(1{,}5 \cdot 29{,}53)^2 - 12{,}7^2 \right] \cdot 0{,}6 = 84{,}8 \text{ л/с}$$

$$Q_{\upsilon}^{эк} = 0{,}0785 \cdot \left[(1{,}3 \cdot 21{,}59)^2 - 12{,}7^2 \right] \cdot 1 = 49 \text{ л/с}$$

в) достаточного вращательного момента на валу забойного двигателя:

$$Q_m \geq 1{,}1 \cdot \sqrt{\frac{M_д \cdot Q_c^2 \cdot \rho_c}{M_c \cdot \rho}} \text{, [л/с]} \qquad (2.50)$$

где: $М_с$ – стендовое значение момента на валу ГЗД, кгс·м;

$Q_с$ – стендовая производительность ГЗД, л/с;

$ρ_с$ – стендовая плотность бурового раствора, г/см^3, $ρ_с$=1 г/см^3;

ρ – плотность бурового раствора, г/см^3;

$М_д$ – момент, необходимый для вращения долота, кгс·м.

$$M_д = m \cdot f \cdot (A \cdot G + B) \text{, [кгс·м]} \qquad (2.51)$$

где: G – нагрузка на долото, тс;

f – коэффициент, учитывающий несоответствие типа долота твёрдости буримых пород;

A,B – эмпирические коэффициенты, зависящие от диаметра долота;

m – коэффициент, учитывающий твёрдость пород.

$$M_{\partial}^{к}=1,3\cdot 1\cdot\left(19,4\cdot 7+4\right)=181,7_{\text{кгс·м}}$$

$$M_{\partial}^{п}=1,05\cdot 1\cdot\left(14,2\cdot 16+10\right)=249,06_{\text{кгс·м}}$$

$$M_{\partial}^{эк}=1,05\cdot 1\cdot\left(11,1\cdot 14+10\right)=173,67_{\text{кгс·м}}$$

Стендовые показатели ГЗД:

ДРУ-240 – $Q_с$=70 л/с, $M_с$=1100 кгс·м;

Д1-240 – $Q_с$=50 л/с, $M_с$=1000 кгс·м;

ДВ-176 – $Q_с$=35 л/с, $M_с$=550 кгс·м.

$$Q_m^{к}=1,1\cdot\sqrt{\frac{181,7\cdot 70^2\cdot 1}{1100\cdot 1,14}}=29,3_{\text{л/с}}$$

$$Q_m^{п}=1,1\cdot\sqrt{\frac{249,06\cdot 50^2\cdot 1}{1000\cdot 1,26}}=24,5_{\text{л/с}}$$

$$Q_m^{эк}=1,1\cdot\sqrt{\frac{173,67\cdot 35^2\cdot 1}{550\cdot 1,19}}=21,4_{\text{л/с}}$$

Из приведённого расчёта видно, что все условия промывки скважины обеспечиваются при максимальной подаче бурового раствора в интервалах:

1) 0-150 м при Q≥104,4 л/с;

2) 150-715 м при Q≥84,8 л/с;

3) 715-1334 м при Q≥49 л/с;

4) 1334-1929 м при Q≥49 л/с.

Исходя из характеристик бурового насоса УНБ-600, расчётные подачи бурового раствора по интервалам бурения будут обеспечиваться:

1) при бурении под кондуктор (0-150 м) при работе двух насосов на цилиндровых втулках 200 мм при коэффициенте наполнения α=0,9, фактической подаче $Q_ф$=93,42 л/с, рабочем давлении насоса $P_н$=10 МПа;

2) при бурении под промежуточную колонну (150-715 м) при работе двух насосов на цилиндровых втулках 200 мм при коэффициенте наполнения α=0,9, фактической подаче $Q_ф$=93,42 л/с, рабочем давлении насоса $P_н$=10 МПа;

3) при бурении под эксплуатационную колонну гидравлическим забойным двигателем (715-1334 м) при работе одного насоса на цилиндровых втулках 200 мм при коэффициенте наполнения α=0,9, фактической подаче $Q_ф$=46,71 л/с, рабочем давлении насоса $P_н$=10 МПа;

4) при бурении под эксплуатационную колонну роторным способом (1334-1929 м) при работе одного насоса на цилиндровых втулках 180 мм при коэффициенте наполнения α=0,9, фактической подаче $Q_ф$=37,8 л/с, рабочем давлении насоса $P_н$=12,5 МПа.

Определяем потери давления в циркуляционной системе.

1) Интервал бурения под кондуктор 0-150 м.

Потери давления в долоте:

$$P_д = \rho \cdot \left(\frac{Q_ф}{Q_{таб}} \right)^2 \cdot P_{таб}, \text{ [МПа]} \qquad (2.52)$$

где: ρ – плотность бурового раствора, г/см^3;

$Q_ф$ – фактическая производительность насоса, л/с;

$P_{таб}$ – табличные потери давления в элементах обвязки при табличной интенсивности промывки $Q_{таб}$.

$$P_д = 1,14 \cdot \left(\frac{93,42}{60} \right)^2 \cdot 0,52 = 1,44 \text{ МПа}$$

Потери давления в ГЗД:

$$P_{гзд} = 1,14 \cdot \left(\frac{93,42}{70} \right)^2 \cdot 5,5 = 11,2 \text{ МПа}$$

Потери давления в УБТ:

$$P_{убт} = \rho \cdot \left(\frac{Q_ф}{Q_{таб}} \right)^2 \cdot P_{таб} \cdot \frac{\ell_{убт}}{100}, \text{ [МПа]} \qquad (2.53)$$

где: $\ell_{убт}$ – длина УБТ, м.

$$P_{убт\ 180} = 1,14 \cdot \left(\frac{93,42}{60} \right)^2 \cdot 1,91 \cdot \frac{12}{100} = 0,6 \text{ МПа}$$

Потери давления в бурильных трубах:

$$P_{б.т.}=\rho\cdot\left(\frac{Q_ф}{Q_{таб}}\right)^2\cdot P_{таб}\cdot\frac{\ell_{б.т.}}{1000}, \text{ [МПа]} \qquad (2.54)$$

где: $\ell_{бт}$ – длина бурильных труб, м.

$$P_{б.т.}=1,14\cdot\left(\frac{93,42}{60}\right)^2\cdot 4,06\cdot\frac{150-12-8}{1000}=1,5 \text{ МПа}$$

Потери давления в затрубном пространстве:

$$P_{з.п.\ убт\,180}=1,14\cdot\left(\frac{93,42}{60}\right)^2\cdot 0,05\cdot\frac{12}{100}=0,02 \text{ МПа}$$

$$P_{з.п.\ б.т.}=1,14\cdot\left(\frac{93,42}{60}\right)^2\cdot 0,2\cdot\frac{150-12-8}{1000}=0,07 \text{ МПа}$$

$$P_{обв}=1,14\cdot\left(\frac{93,42}{60}\right)^2\cdot 1,22=3,4 \text{ МПа}$$

Общие потери в системе циркуляции:

$$\sum P=P_д+P_{гзд}+P_{убт\,180}+P_{б.т.}+P_{з.п.убт\,180}+P_{з.п.б.т.}+P_{обв}, \text{ [МПа]} \qquad (2.55)$$

$$\sum P=1,44+11,2+0,6+1,5+0,02+0,07+3,4=18,23 \text{ МПа}$$

Так как потери в циркуляционной системе больше давления, развиваемого насосом $\sum P>P_н$, то произведём перерасчёт подачи.

$$Q=Q_ф\cdot\sqrt{\frac{P_н}{\sum P}}=93,42\cdot\sqrt{\frac{10}{18,23}}=69,2 \text{ л/с}$$

Полученная производительность обеспечивается при работе двух насосов на втулках 180 мм при α=0,9; $Q_ф$=75,6 л/с, Р=12,5 МПа.

Таким образом, при бурении под кондуктор выполняются условия обеспечения работы турбобура и в некоторой степени не обеспечиваются условия очистки забоя и успешного выноса шлама на поверхность.

Определим скорость бурового раствора в затрубном пространстве:

$$\upsilon=\frac{Q_ф}{0,785\cdot\left(Д_c^2-d^2\right)}=\frac{75,6\cdot10^{-3}}{0,785\cdot\left[(1,5\cdot0,3937)^2-0,127^2\right]}=0,3 \text{ м/с}$$

При такой скорости качество выноса выбуренной породы будет обеспечиваться при улучшении реологических свойств бурового раствора.

2) Интервал бурения под промежуточную колонну 150-715 м.

$$P_{д}=1,26\cdot\left(\frac{93,42}{60}\right)^2\cdot 0,93=2,8 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{гзд}}=1,26\cdot\left(\frac{93,42}{50}\right)^2\cdot 8=35 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{убт 178}}=1,26\cdot\left(\frac{93,42}{60}\right)^2\cdot 1,91\cdot\frac{150}{100}=8,8 \text{ МПа}$$

$$P_{б.т.}=1,26\cdot\left(\frac{93,42}{60}\right)^2\cdot 4,06\cdot\frac{715-150-9}{1000}=6,7 \text{ МПа}$$

$$P_{з.п.\ \text{убт 178}}=1,26\cdot\left(\frac{93,42}{60}\right)^2\cdot 0,02\cdot\frac{150}{100}=0,09 \text{ МПа}$$

$$P_{з.п.\ б.т.}=1,26\cdot\left(\frac{93,42}{60}\right)^2\cdot 0,1\cdot\frac{556}{1000}=0,17 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{обв}}=1,26\cdot\left(\frac{93,42}{60}\right)^2\cdot 1,22=3,7 \text{ МПа}$$

$$\sum P=35+2,8+8,8+6,7+0,09+0,17+3,7=57,26 \text{ МПа}$$

$$\sum P=57,26 \text{ МПа} > P_{н}=10 \text{ МПа}$$

Произведём перерасчёт:

$$Q=93,42\cdot\sqrt{\frac{10}{57,26}}=39 \text{ л/с}$$

Полученная производительность обеспечивается при работе двух насосов на втулках 150 мм при $\alpha=0,9$; $Q_{ф}=49,5$ л/с, $P=19$ МПа.

Таким образом, при бурении под промежуточную колонну выполняются условия обеспечения работы турбобура и очистки забоя от шлама и в некоторой степени не обеспечиваются условия успешного выноса шлама на поверхность.

Определим скорость бурового раствора в затрубном пространстве:

$$\upsilon = \frac{49,5 \cdot 10^{-3}}{0,785 \cdot \left[(1,5 \cdot 0,2953)^2 - 0,127^2 \right]} = 0,35 \text{ м/с}$$

При такой скорости качество выноса выбуренной породы будет обеспечиваться при улучшении реологических свойств бурового раствора.

3) Интервал бурения под эксплуатационную колонну гидравлическим забойным двигателем 715-1334 м.

$$P_д = 1,02 \cdot \left(\frac{46,71}{45} \right)^2 \cdot 3,59 = 3,9 \text{ МПа}$$

$$P_{гзд} = 1,02 \cdot \left(\frac{46,71}{35} \right)^2 \cdot 12 = 21,8 \text{ МПа}$$

$$P_{убт\ 165} = 1,02 \cdot \left(\frac{46,71}{45} \right)^2 \cdot 2 \cdot \frac{169}{100} = 3,7 \text{ МПа}$$

$$P_{б.т.} = 1,02 \cdot \left(\frac{46,71}{45} \right)^2 \cdot 2,28 \cdot \frac{1334 - 169 - 7}{1000} = 2,9 \text{ МПа}$$

$$P_{з.п.\ убт\ 165} = 1,02 \cdot \left(\frac{46,71}{45} \right)^2 \cdot 0,5 \cdot \frac{169}{100} = 0,93 \text{ МПа}$$

$$P_{з.п.\ б.т.} = 1,02 \cdot \left(\frac{46,71}{45} \right)^2 \cdot 0,59 \cdot \frac{1158}{1000} = 075 \text{ МПа}$$

$$P_{обв} = 1,02 \cdot \left(\frac{46,71}{45} \right)^2 \cdot 0,75 = 0,82 \text{ МПа}$$

$$\sum P = 3,9 + 21,8 + 3,7 + 2,9 + 0,93 + 0,75 + 0,82 = 34,8 \text{ МПа}$$

$$\sum P = 34,8 \text{ МПа} > P_н = 10 \text{ МПа}$$

Произведём перерасчёт:

$$Q = 46,71 \cdot \sqrt{\frac{10}{34,8}} = 25 \text{ л/с}$$

Полученная производительность обеспечивается при работе одного насоса на втулках 170 мм при α=0,9; $Q_ф$=32,4 л/с, Р=14,5 МПа.

Таким образом, при бурении под эксплуатационную колонну ГЗД выполняются условия обеспечения работы турбобура и очистки забоя от шлама и в некоторой степени не обеспечиваются условия успешного выноса шлама на поверхность.

Определим скорость бурового раствора в затрубном пространстве:

$$\upsilon = \frac{32,4 \cdot 10^{-3}}{0,785 \cdot \left[(1,3 \cdot 0,2159)^2 - 0,127^2 \right]} = 0,66 \text{ м/с}$$

При такой скорости качество выноса выбуренной породы будет обеспечиваться при улучшении реологических свойств бурового раствора.

4) Интервал бурения под эксплуатационную колонну роторным способом 1334-1929 м.

При бурении этого интервала предполагается использование гидромониторных насадок в долоте, поэтому потери в долоте пока не определяем.

$$P_{\text{убт 165}} = 1,19 \cdot \left(\frac{37,8}{40} \right)^2 \cdot 1,6 \cdot \frac{130}{100} = 2,2 \text{ МПа}$$

$$P_{б.т.} = 1,19 \cdot \left(\frac{37,8}{40} \right)^2 \cdot 1,8 \cdot \frac{1929 - 130}{1000} = 3,4 \text{ МПа}$$

$$P_{з.п.\ \text{убт 165}} = 1,19 \cdot \left(\frac{37,8}{40} \right)^2 \cdot 0,4 \cdot \frac{130}{100} = 0,56 \text{ МПа}$$

$$P_{з.п.\ б.т.} = 1,19 \cdot \left(\frac{37,8}{40} \right)^2 \cdot 0,48 \cdot \frac{1799}{1000} = 0,9 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{обв}} = 1,19 \cdot \left(\frac{37,8}{40} \right)^2 \cdot 0,5 = 0,53 \text{ МПа}$$

$$\sum P = 2,2 + 3,4 + 0,56 + 0,9 + 0,53 = 7,59 \text{ МПа}$$

В насадках долота можно реализовать перепад давления:

$$P_д = P_н - \sum P = 12,5 - 7,59 = 4,91 \text{ МПа}$$

Определим суммарную площадь сечения насадок:

$$f_н = \frac{Q - Q_у}{\mu_н} \cdot \sqrt{\frac{\rho}{2 \cdot P_д}}, \text{ [м}^2\text{]} \qquad (2.56)$$

где: Q – расчётная производительность насоса, м^3/с, Q=37,8 м^3/с;

$Q_у$ – величина утечек бурового раствора через неплотности ГЗД, м^3/с, $Q_у = 0$;

ρ – плотность бурового раствора, кг/м^3, ρ=1190 кг/м^3;

$\mu_н$ – коэффициент расхода для насадок, $\mu_н$=0,95;

$Р_д$ – перепад давления на долоте, Па, $Р_д = 4{,}91 \cdot 10^6$ Па.

$$f_н = \frac{37{,}8 \cdot 10^{-3}}{0{,}95} \cdot \sqrt{\frac{1190}{2 \cdot 4{,}91 \cdot 10^6}} = 0{,}000438\, м^2 = 4\,38\, мм^2$$

Принимаем три насадки диаметром 14 мм, их суммарная площадь составит 461,6 мм^2.

Определим скорость истечения бурового раствора через насадки:

$$\upsilon_{гм\,14\times3} = \frac{Q}{f_н} = \frac{0{,}0378}{0{,}0004616} = 82 \text{ м/с} \qquad (2.57)$$

Потери давления составят:

$$P_д = 0{,}1 \cdot \frac{0{,}51}{\mu_н^2 \cdot f_н^2} \cdot \rho \cdot Q^2 = \frac{0{,}1 \cdot 0{,}51 \cdot 1{,}19 \cdot 37{,}8^2}{0{,}95^2 \times 4{,}616^2} = 4{,}5 \text{ МПа} \qquad (2.58)$$

Определим скорость бурового раствора в затрубном пространстве:

$$\upsilon = \frac{37{,}8 \cdot 10^{-3}}{0{,}785 \cdot \left[(1{,}3 \cdot 0{,}2159)^2 - 0{,}127^2\right]} = 0{,}66 \text{ м/с}$$

При такой скорости качество выноса выбуренной породы будет обеспечиваться при улучшении реологических свойств бурового раствора.

По результатам расчёта составляем сводную таблицу 2.8 режима работы буровых насосов.

Таблица 2.8

Режим работы буровых насосов

Интервал бурения, м			Режим работы насоса	Суммарная производительность насосов

от	до	Тип насоса	Кол-во насосов	Диаметр втулок. мм	Давление на насосе. МПа	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	в интервале, л/с
0	150	УНБ-600	2	180	12,5	0,9	65	37,8	75,6
150	715		2	150	19			24,75	49,5
715	1334		1	170	14,5			32,4	32,4
1334	1929		1	180	12,5			37,8	37,8

2.5. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН.

2.5.1. РАСЧЁТ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ НА ПРОЧНОСТЬ.

Долговечность скважин зависит не только от грамотной их эксплуатации в процессе разработки месторождения, но и от правильного выбора прочностных характеристик обсадных колонн на стадии проектирования. Прочностные характеристики обсадных колонн определяются группой прочности стали и толщиной их стенок. Силы, действующие на обсадную колонну в скважине, делятся на три вида: осевые (растягивающие), избыточные наружные (сминающие), избыточные внутренние (разрывающие). Осевые нагрузки обсадная колонна испытывает при спуске и расхаживании её в скважине. Сминающим нагрузкам обсадная колонна подвергается при газонефтепроявлениях и эксплуатации скважины, при этом наибольшему наружному давлению подвержен низ обсадной колонны. Избыточное внутреннее давление колонна испытывает при освоении скважин, при этом наибольшему давлению подвержен верх обсадной колонны. Расчёт обсадных колонн производят по максимальным значениям избыточных наружных и внутренних давлений, а также осевых нагрузок.

Исходные данные:

L=1890 м – глубина скважины по вертикали;

$L_{ст}$=1929 м – глубина скважины по стволу;

H=1200 м – уровень жидкости в колонне на стадии окончания эксплуатации;

$Д_{эк}$=168 мм – диаметр эксплуатационной колонны;

$\rho_в$=0,853 г/см^3 – плотность жидкости в колонне;

$\rho_{бр}$=1,19 г/см^3 – плотность бурового раствора за колонной;

$\rho_{ож}$=1,02 г/см^3 – плотность опрессовочной жидкости;

$P_{пл}$=20,6 МПа – пластовое давление;

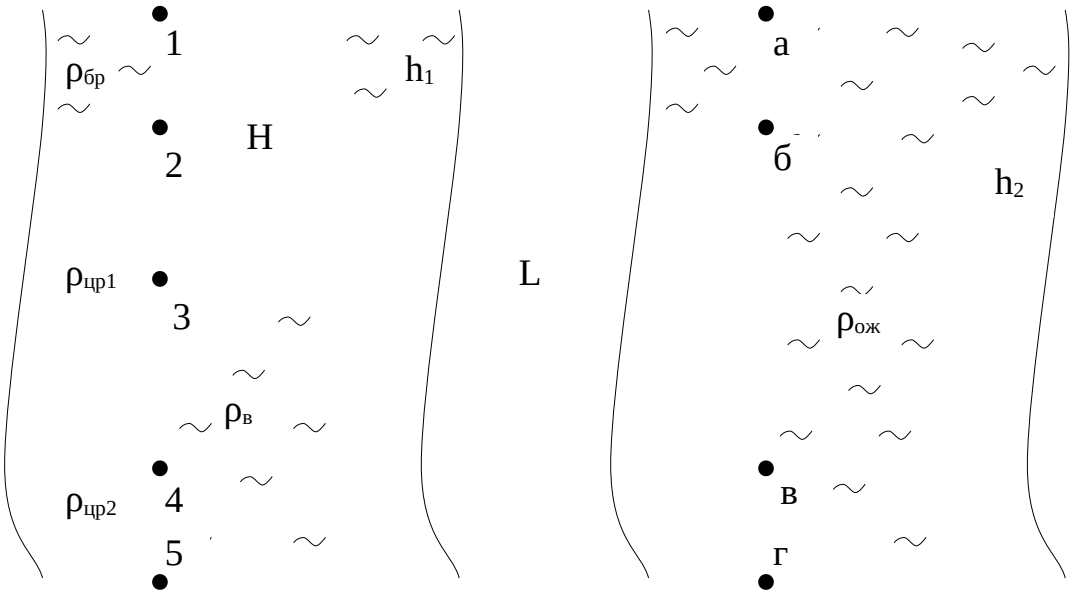
K=0,25 – коэффициент разгрузки цементного кольца;

h_1=550 м – высота подъема цементного раствора плотностью $\rho_{цр1}$=1,52 г/см^3 за колонной по вертикали от устья;

h_2=1770 м – высота подъёма цементного раствора плотностью $\rho_{цр2}$=1,9 г/см^3 за колонной по вертикали от устья.

Расчёт.

На рисунке 2.5 показаны расчётные схемы.



для расчёта наружных избыточных давлений

для расчёта внутренних избыточных давлений

Рисунок 2.5. Расчётные схемы

Находим давление на устье скважины в период ввода её в эксплуатацию:

$$P_y = P_{пл} - 0{,}01 \cdot \rho_в \cdot L = 20{,}6 - 0{,}01 \cdot 0{,}853 \cdot 1890 = 4{,}5 \text{ МПа} \quad (2.59)$$

$1{,}1P_у < P_{оп}$, т.е. 1,1×4,5 < 11,73 МПа, следовательно в формулы внутренних избыточных давлений нужно подставлять $P_{оп.}$= 11,73 МПа.

1) Определяем наружные избыточные давления на стадии окончания эксплуатации в точках 1,2,3,4,5, показанных на расчётной схеме:

$$P_{ни} = 0{,}01 \cdot \rho_{бр} \cdot z, \text{ [МПа]} \quad (2.60)$$

В точке 1 z=0 м: $P_{ни}$=0 МПа.

В точке 2 z=h_1=550 м: $P_{ни}$=0,01·1,19·550=6,6 МПа.

В точке 3 z=H=1200 м:

$$P_{ни} = 0{,}01 \cdot (1\text{-K}) \cdot \left[\rho_{цр1} \cdot (H - h_1) + \rho_{бр} \cdot h_1\right], \text{ [МПа]} \quad (2.61)$$

$$P_{ни} = 0{,}01 \cdot (1\text{-}0{,}25) \cdot \left[1{,}52 \cdot (1200 - 550) + 1{,}19 \cdot 550\right] = 12{,}3 \text{ МПа}$$

В точке 4 z=h_2=1770 м:

$$P_{ни} = 0{,}01 \cdot (1\text{-K}) \cdot \left[\rho_{цр1} \cdot (h_2 - h_1) + \rho_{бр} \cdot h_1 - \rho_{в} \cdot (h_2 - H)\right], \text{ [МПа]} \quad (2.62)$$

$$P_{ни} = 0{,}01 \cdot (1\text{-}0{,}25) \cdot \left[1{,}52 \cdot (1770 - 550) + 1{,}19 \cdot 550 - 0{,}853 \cdot (1770 - 1200)\right] = 15 \text{ МПа}$$

В точке 5 z=L=1890 м:

$$P_{ни} = 0{,}01 \cdot (1\text{-K}) \cdot [\rho_{цр2} \cdot (L - h_2) + \rho_{цр1} \cdot (h_2 - h_1) + \rho_{бр} \cdot h_1 - \rho_{в} \cdot (L - H)], \text{ [МПа]} \quad (2.63)$$

$P_{ни}$=0,01·(1-0,25)·[1,9·(1890-1770)+1,52·(1770-550)+1,19·550-0,853·(1890-1200)]=16,1 МПа

Строим эпюру $P_{ни}$.

2) Находим внутренние избыточные давления при испытании колонны на герметичность в а,б,в,г, показанных на расчётной схеме:

$$P_{ви_z} = P_{оп} - 0{,}01 \cdot (\rho_{бр} - \rho_{ож}) ¿ z, \text{ [МПа]} \quad (2.64)$$

В точке а z=0: $P_{ви}$=$P_{оп}$=11,73 МПа.

В точке б z=h_1=550 м: $P_{ви}$=11,73-0,01·(1,19-1,02)·550=10,8 МПа.

В точке в z=h_2=1770 м:

$$P_{ви} = \{P_{оп} - 0{,}01 \cdot [\rho_{цр1} \cdot (h_2 - h_1) + \rho_{бр} \cdot h_1 - \rho_{ож} \cdot h_2]\} \cdot (1\text{-K}), \text{ [МПа]} \quad (2.65)$$

$P_{ви}$={11,73-0,01·[1,52·(1770-550)+ 1,19·550-1,02·1770]}·(1-0,25)=3,5 МПа

В точке г z=L=1890 м:

$$P_{ви}=\{P_{оп}-0,01\cdot[\rho_{цр2}\cdot(L-h_2)+\rho_{цр1}\cdot(h_2-h_1)+\rho_{бр}\cdot h_1-\rho_{ож}\cdot L]\}\cdot(1-K),\ [МПа] \quad (2.66)$$

$$P_{ви}=\{11,73-0,01\cdot[1,9\cdot(1890-1770)+1,52\cdot(1770-550)+1,19\cdot 550-1,02\cdot 1890]\}\cdot(1-0,25)=2,7\ МПа$$

Строим эпюру $P_{ви}$.

На рисунке 2.6 показаны эпюры наружных и внутренних избыточных давлений.

3) Выбор секций обсадной колонны.

Для определения группы прочности стали и толщины стенки 1 секции снизу определяем критическое давление, которое должна выдержать обсадная колонна на проектной глубине, с учётом коэффициента запаса прочности на смятие. Для практических расчётов запас прочности на смятие $n_1=1,15$ в зоне эксплуатационного объекта, и $n_1=1,1$ выше зоны эксплуатационного объекта.

$$P_{см}\geq P_{ниL}\cdot n_1=16,1\cdot 1,15=18,5\ МПа \quad (2.67)$$

Согласно таблице 109 («Типовые задачи и расчёты в бурении» Элияшевский И.В. Недра 1982) по критическому давлению для 1-ой секции снизу принимаем трубы 168×8Д, $P_{кр}=20,2$ МПа, вес 1 м трубы $q_1=0,0003266$ МН.

Для 2-ой секции выбираем трубы той же группы прочности с толщиной стенки 7,3 мм, для которых по таблице 6.8 («Спутник буровика» Иогансен К.В. Недра 1990) $P_{кр}=16,6$ МПа, страгивающая нагрузка $P_{стр}=0,88$ МН, $q_2=0,0002997$ МН.

Эти трубы могут быть установлены на глубине с давлением:

$$P_{ни}=\frac{P_{кр}}{n_1}=\frac{16,6}{1,1}=15\ МПа \quad (2.68)$$

По эпюре это давление соответствует глубине $\ell_{доп.7,3Д}=1770$ м по вертикали, а по профилю – 1809 м. Поэтому длина 1-ой секции с толщиной стенки 8 мм равна:

$$\ell_1=L_{ст}-\ell_{доп.7,3Д}=1929-1809=120\ м$$

Вес 1-ой секции составит:

$$Q_1=\ell_1\cdot q_1=120\cdot 0{,}0003266=0{,}0392 \text{ МН}$$

Определим запас прочности на внутреннее давление для труб 1-ой секции. Фактическое внутреннее давление на уровне верхней трубы этой секции, расположенной на глубине 1770 м, находим по эпюре: $P_{ви}$=3,5 МПа.

По таблице 112 («Типовые задачи и расчёты в бурении» Элияшевский И.В. Недра 1982) определяем, что для труб с толщиной стенки 8 мм $P_{кр\ вн}$=31,6 МПа. Находим коэффициент запаса прочности:

$$n_в=\frac{P_{кр\ вн}}{P_{ви}}=\frac{31,6}{3,5}=9$$

Нормативный коэффициент запаса прочности на внутреннее давление n_3=1,15<$n_в$=9.

Допустимую длину 2-ой секции определяем из расчёта на страгивание:

$$\ell_{2\ доп}=\frac{\frac{P_{стр}}{n_3}-Q_1}{q_2}, \text{ [МПа]} \qquad (2.69)$$

где: $P_{стр}$ – страгивающая нагрузка, МН;

n_3 – запас прочности на страгивание, n_3=1,3.

$$\ell_{2\ доп}=\frac{\frac{0,88}{1,3}-0,0392}{0,0002997}=2127,9 \text{ м}$$

Определяем длину 2-ой секции:

$$\ell_2=L_{сп}-\ell_1=1929-120=1809 \text{ м}$$

Вес 2-ой секции составит:

$$Q_2=\ell_2\cdot q_2=1809\cdot 0{,}0002997=0{,}54 \text{ МН}$$

Запас прочности для 2-ой секции:

$$n_в=\frac{P_{кр\ вн}}{P_{ви}}=\frac{28,8}{11,73}=2,5>n_3=1,15$$

Определим суммарный вес эксплуатационной колонны:

$$Q_{эк}=Q_1+Q_2=0,0392+0,54=0,5792 \text{ МН}$$

Составляем сводную таблицу 2.9 по расчёту.

Таблица 2.9

Параметры обсадных колонн по интервалам бурения

Интервал установки, м		Длина секции, м	Масса секции, т	Характеристика обсадной трубы		
от	до			наружный диаметр, мм	группа прочности стали	толщина стенки, мм
0	20	20	2,12	426	Д	10
0	150	150	11,47	324		9,5
0	715	715	38,63	245		8,9
0	1809	1809	54	168		7,3
1809	1929	120	3,92			8

2.5.2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН.

Выбор элементов технологической оснастки обсадных колонн произведён с учётом технологических регламентов, действующих инструкций, опыта бурения на данном месторождении и по Оренбургской области в целом.

Проверка и подготовка элементов технологической оснастки проводится в соответствии с планом работ, утверждённых главным инженером и главным геологом бурового предприятия.

Комплекс проверок обсадных труб должен включать: контроль маркировки, сопроводительной документации, визуальный контроль, инструментальный контроль, дефектоскопический контроль и гидроиспытание.

Подготовку обсадных труб к спуску в скважину осуществляют централизованно на трубных базах или непосредственно на буровой. Доставленные на буровую обсадные трубы должны иметь заводской сертификат и маркировку, подтверждающие их соответствие требованиям стандартов.

Все обсадные трубы на буровой подвергаются внешнему осмотру. Резьбы муфт и труб должны быть гладкими, без заусенцев и других дефектов. Соответствие внутреннего диаметра труб номинальному проверяется с

помощью жёсткого цилиндрического шаблона. Трубы, через которые шаблон не проходит, необходимо отбраковать.

Для обеспечения свинчивания резьбовых соединений без задиров и заеданий поверхности резьб следует смазывать специальными смазками. Рекомендуется применять уплотнительную смазку Р-402.

В таблице 2.10 приведена технологическая оснастка обсадных колонн.

Таблица 2.10

Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны	Элементы технологической оснастки					Суммарное на колонну	
	Наименование, типоразмер		Масса элемента, кг	Интервал установки, м			
				от	до	кол-во, шт	масса, кг
Направление	Башмак колонный	БК-426	145	19,5	20	1	145
Кондуктор	Башмак колонный	БК-324	85	149,56	150	1	85
	Обратный клапан	ЦКОД-324-2	77	129,65	130	1	77
	Центратор пружинный	ЦЦ-324/394-1	28	по ГИС		2	56
	Пробка продавочная	ПП324×351	25	129,49	130	1	25
Промежуточная	Башмак колонный	БК-245	60	714,6	715	1	60
	Обратный клапан	ЦКОД-245-2	57	694,6	695	1	57
	Центратор пружинный	ЦЦ-245/295-1	17	по ГИС		6	102
	Продавочная пробка	ПП-219×245	13	694,68	695	1	13
Эксплуатационная	Башмак колонный	БК-168	28	1928,65	1929	1	28
	Обратный клапан	ЦКОД-168-1	25	1908,65	1909	1	25
	Турбулизатор	ЦТ 168/212-216	5	по ГИС		14	70
	Центратор пружинный	ЦЦ-168/216-1	11	по ГИС		20	220
	Пробка продавочная	ПП-168	4	1908,8	1909	1	4

2.5.3. ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ.

2.5.3.1. ВЫБОР СПОСОБА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ И ТАМПОНАЖНОГО МАТЕРИАЛА.

Разобщение пластов при существующей технологии крепления скважин – завершающий и наиболее ответственный этап, от качества выполнения которого, в значительной степени, зависит успешное строительство скважины. Под разобщением пластов понимается комплекс процессов и операций, проводимых для закачки тампонажного раствора в затрубное пространство с целью создания там надёжной изоляции в виде плотного материала, образующегося со временем в результате отвердения тампонажного раствора.

Применяемая технология цементирования должна обеспечить: цементирование предусмотренного интервала по всей его протяжённости, полное

замещение промывочной жидкости тампонажным раствором в пределах цементируемого интервала, предохранение тампонажного раствора от попадания в него промывочной жидкости, получение цементного камня с необходимыми механическими свойствами (высокой стойкостью и низкой проницаемостью), обеспечение хорошего сцепления цементного камня с обсадной колонной и стенками скважины.

Цементирование эксплуатационной колонны ø168 мм будем производить в интервале 1890/1929-1770/1890 м тампонажным раствором типа ПЦТI-G-CC-1 плотностью $\rho_{ццр1}$=1,9 г/см^3, а в интервале 1770/1809-550/561 м облегчённым тампонажным раствором типа ПЦТIII-об5-50 плотностью $\rho_{цр2}$=1,52 г/см^3.

Определим среднюю плотность жидкости в затрубном пространстве при цементировании эксплуатационной колонны:

$$\rho_{ср} = \frac{\rho_{бр} \cdot h_{бр} + \rho_{цр1} \cdot h_{цр1} + \rho_{цр2} \cdot h_{цр2}}{h_{под}}, \text{ [г/см}^3\text{]} \qquad (2.70)$$

где: $\rho_{бр}$ – плотность бурового раствора, г/см^3, $\rho_{бр}$=1,19 г/см^3;

$h_{бр}$ – высота столба бурового раствора от устья, м, $h_{бр}$=550 м;

$\rho_{цр1}$ – плотность 1-го интервала цементного раствора, г/см^3, $\rho_{цр1}$=1,9 г/см^3;

$\rho_{цр2}$ – плотность 2-го интервала цементного раствора, г/см^3, $\rho_{цр2}$=1,52 г/см^3;

$h_{цр1}$ – высота столба цементного раствора в 1-ом интервале до подошвы продуктивного пласта, м, $h_{цр1}$=70 м;

$h_{цр2}$ – высота столба цементного раствора 2в 2-ом интервале, м, $h_{цр2}$=1220 м;

$h_{под}$ – глубина подошвы продуктивного пласта, м, $h_{под}$=1840 м.

$$\rho_{ср} = \frac{1,19 \cdot 550 + 1,9 \cdot 70 + 1,52 \cdot 1220}{1840} = 1,44 \text{ г/см}^3$$

Определим плотность жидкости за колонной, при которой невозможен гидроразрыв пласта:

$$\rho_{ж} = \frac{P_{гр} \cdot 100}{K \cdot h_{под}}, \text{ [г/см}^3\text{]} \quad (2.71)$$

где: $P_{гр}$ – давление гидроразрыва пласта, МПа, $P_{гр}$=30,9 МПа;

К – коэффициент превышения давления в затрубье за колонной над давлением гидроразрыва пласта, К=1,1.

$$\rho_{ж} = \frac{30{,}9 \cdot 100}{1{,}1 \cdot 1840} = 1{,}53 \text{ г/см}^3$$

Так как $\rho_{ср} < \rho_{ж}$, значит плотность тампонажных растворов выбрана верно, цементирование эксплуатационной колонны будет производиться одноступенчатым способом.

В таблице 2.11 приведены характеристики выбранных тампонажных цементов.

Таблица 2.11

Характеристика тампонажных цементов

Название цемента	Плотность цементного раствора, г/см^3	Время начала схватывания, мин	Водоцементное отношение	Время ОЗЦ, ч
ПЦТI-G-СС-1	1,9	80	0,44	24
ПЦТIII-об5-50	1,52	120	0,85	

2.5.3.2. РАСЧЁТ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ.

Исходные данные:

L=1890 м – глубина скважины по вертикали;

$L_{ст}$=1929 м – глубина скважины по стволу;

$h_{ст}$=20 м – высота цементного стакана;

$\rho_{бр}$=1,19 г/см^3 – плотность бурового раствора;

$\rho_{буф}$=1,02 г/см^3 – плотность буферной жидкости;

$Д_{дэк}$=215,9 мм – диаметр долота для бурения под эксплуатационную колонну;

$Д_{эк}$=168 мм – диаметр эксплуатационной колонны;

$Р_{пл}$=20,6 МПа – пластовое давление;

$К_{кав}$=1,3 – коэффициент кавернозности;

$Д_{с}=Д_{дэк}\cdot К_{кав}$=215,9·1,3=280 мм=0,28 м – диаметр скважины;

$\rho_{цр1}$=1,9 г/см^3 – плотность цементного раствора в 1-ом интервале цементирования;

$h_{цр1}$=120 м – высота цементного раствора за колонной в 1-ом интервале цементирования;

$d_{внэк1}$=0,152 м – внутренний диаметр эксплуатационной колонны в 1-ом интервале цементирования;

$\rho_{цр2}$=1,52 г/см^3 – плотность цементного раствора во 2-ом интервале цементирования;

$h_{цр2}$=1248 м – высота цементного раствора за колонной во 2-ом интервале цементирования;

$d_{внэк2}$=0,1534 м – внутренний диаметр эксплуатационной колонны во 2-ом интервале цементирования;

$Н_{пк}$=715 м – глубина спуска промежуточной колонны;

$h_{црпк}$=154 м – высота столба цементного раствора, находящегося между эксплуатационной и промежуточной колоннами;

α=14º - угол наклона ствола скважины.

На рисунке 2.7 показана расчётная схема цементирования.

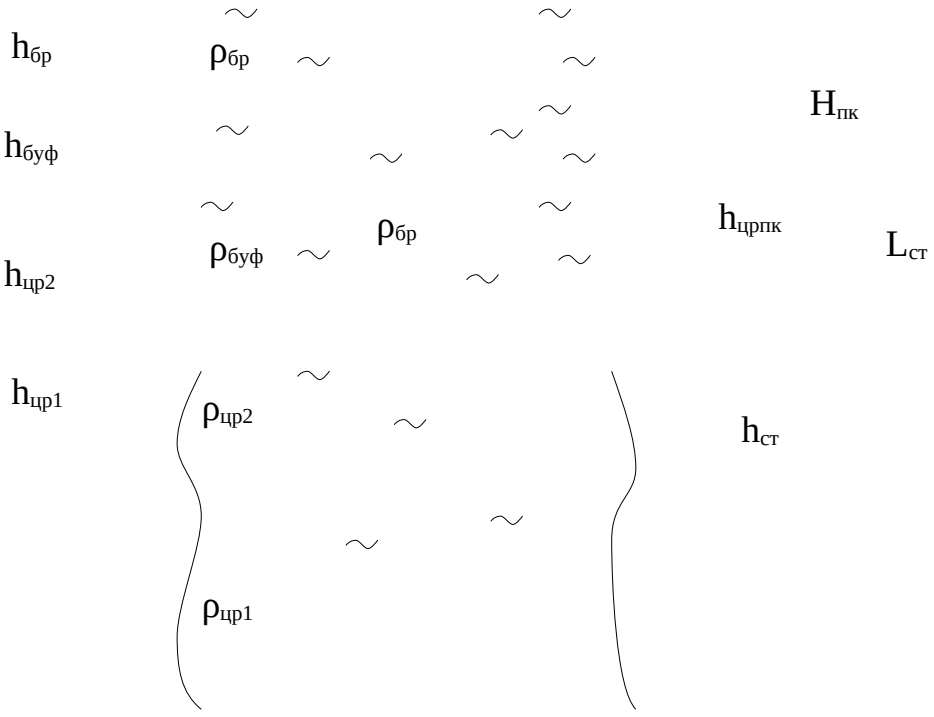


Рисунок 2.7. Расчётная схема цементирования

Расчёт.

1) Так как высота подъёма цементного раствора $H_{цр}=h_{цр1}+h_{цр2}=1368$ м больше глубины спуска промежуточной колонны $H_{пк}=715$ м, то буферная жидкость будет находиться в затрубном пространстве между эксплуатационной и промежуточной колоннами. Значит можно принять высоту столба буферной жидкости 200 м. Тогда находим объём буферной жидкости:

$$V_{буф}=0{,}785\cdot h_{буф}\cdot\left(Д^2_{внпк}-Д^2_{эк}\right)=0{,}785\cdot 200\cdot\left(0{,}2272^2-0{,}168^2\right)=3{,}67\ м^3 \quad (2.72)$$

где: $Д_{внпк}$ – внутренний диаметр промежуточной колонны, м, $Д_{внпк}=0{,}2272$ м.

Находим критический объём буферной жидкости:

$$V_{буфкр}=0{,}785\cdot\frac{\left(\rho_{бр}\cdot L_{ст}-\dfrac{104\cdot P_{пл}}{\cos\alpha}\right)}{\rho_{бр}-\rho_{буф}}\cdot\left(Д^2_{с}-Д^2_{эк}\right),\ [м^3] \quad (2.73)$$

$$V_{буфкр}=0{,}785\cdot\frac{\left(1{,}19\cdot 1929-\dfrac{104\cdot 20{,}6}{0{,}97}\right)}{1{,}19-1{,}02}\cdot\left(0{,}28^2-0{,}168^2\right)=20{,}1\ м^3$$

Следовательно $V_{буф}<V_{буфкр}$.

2) Находим высоту столба бурового раствора за колонной:

$$h_{бр}=H_{пк}-h_{црпк}-h_{буф}=715-154-200=361\ м \quad (2.74)$$

3) Определяем среднюю плотность буферной жидкости и бурового раствора за колонной:

$$\rho_{ср}=\frac{h_{буф}\cdot\rho_{буф}+h_{бр}\cdot\rho_{бр}}{L_{ст}-H_{цр}}=\frac{200\cdot 1{,}02+361\cdot 1{,}19}{1929-1368}=1{,}13\ г/см^3$$

4) Находим количество цементного раствора:

$$V_{цр1}=0{,}785\cdot\left[\left(Д^2_{с}-Д^2_{эк}\right)\cdot h_{цр1}+d^2_{внэк1}\cdot h_{ст}\right],\ [м^3] \quad (2.75)$$

$$V_{цр1}=0{,}785\cdot\left[\left(0{,}28^2-0{,}168^2\right)\cdot 120+0{,}152^2\cdot 20\right]=5{,}1\ м^3$$

$$V_{цр2}=0{,}785\cdot\left[\left(Д^2_{внпк}-Д^2_{эк}\right)\cdot h_{црпк}+\left(Д^2_{с}-Д^2_{эк}\right)\cdot\left(h_{цр2}-h_{црпк}\right)\right],\ [м^3] \qquad (2.76)$$

$$V_{цр2}=0{,}785\cdot\left[\left(0{,}2272^2-0{,}168^2\right)\cdot 154+\left(0{,}28^2-0{,}168^2\right)\cdot\left(1248-154\right)\right]=46_{м^3}$$

$$V_{цр}=V_{цр1}+V_{цр2}=51{,}1\ м^3$$

5) Находим массу цемента для приготовления раствора:

$$G=G_1+G_2=\frac{1{,}05}{1+m_1}\cdot\rho_{цр1}\cdot V_{цр1}+\frac{1{,}05}{1+m_2}\cdot\rho_{цр2}\cdot V_{цр2},\ [т] \qquad (2.77)$$

где: m_1 и m_2 – водоцементное отношение 1-го и 2-го цементов, m_1=0,44, m_2=0,85.

$$G=\frac{1{,}05}{1+0{,}44}\cdot 1{,}9\cdot 5{,}1+\frac{1{,}05}{1+0{,}85}\cdot 1{,}52\cdot 46=47_{т}$$

6) Определяем объём воды для приготовления раствора:

$$V_в=1{,}1\cdot(m_1\cdot G_1+m_2\cdot G_2)=1{,}1\cdot(0{,}44\cdot 7+0{,}85\cdot 40)=40{,}1\ м^3 \qquad (2.78)$$

7) Находим объём продавочной жидкости:

$$V_{пр}=0{,}785\cdot K_с\cdot\left[d^2_{внэк1}\cdot\left(\ell_1-h_{ст}\right)+d^2_{внэк2}\cdot\ell_2\right],\ [м^3] \qquad (2.79)$$

где: $K_с$ – коэффициент сжимаемости жидкости за счёт воздуха, $K_с$=1,02;

ℓ_1 – длина 1-ой секции эксплуатационной колонны с толщиной стенки 8 мм, ℓ_1=120 м;

ℓ_2 – длина 2-ой секции эксплуатационной колонны с толщиной стенки 7,3 мм, ℓ_2=1809 м.

$$V_{пр}=0{,}785\cdot 1{,}02\cdot\left[0{,}152^2\cdot\left(120-20\right)+0{,}1534^2\cdot 1809\right]=36_{м^3}$$

В качестве продавочной жидкости будем использовать буровой раствор плотностью 1,19 г/см^3.

8) Скорость восходящего потока цементного раствора в затрубном пространстве принимаем υ=1,8 м/с. Определяем подачу насосов цементировочных агрегатов для обеспечения этой скорости:

$$Q = F_{затр}\cdot\upsilon,\ [дм^3/с] \qquad (2.80)$$

$$F_{\text{затр}} = \frac{V_{\text{цр}} - V_{\text{ст}}}{H_{\text{цр}}} = \frac{51{,}1 - 0{,}36}{1368} = 0{,}037 \text{ м}^2 \quad (2.81)$$

где: $V_{ст}$ – объём цементного стакана, м^3.

$$V_{\text{ст}} = 0{,}785 \cdot d^2_{\text{внэк1}} \cdot h_{\text{ст}} = 0{,}785 \cdot 0{,}152^2 \cdot 20 = 0{,}36 \text{ м}^3 \quad (2.82)$$

$$Q = 0{,}037 \cdot 1{,}8 \cdot 10^3 = 66{,}6 \text{ дм}^3/\text{с}$$

9) Определяем максимальное давление на цементировочной головке в конце цементирования:

$$P_к = P_р + P_{тр} + P_{затр}, \text{ [МПа]} \quad (2.83)$$

где: $P_р$ – максимальная ожидаемая разность гидростатических давлений в трубах и затрубном пространстве в конце цементирования, МПа;

$P_{тр}$ – давление на преодоление гидросопротивлений в трубах, МПа;

$P_{затр}$- давление на преодоление гидросопротивлений в затрубье, МПа.

$$P_p = 0{,}01 \cdot \left[\left(h_{\text{цр1}} - h_{\text{ст}} \right) \cdot \left(\rho_{\text{цр1}} - \rho_{\text{бр}} \right) + h_{\text{цр2}} \cdot \left(\rho_{\text{цр2}} - \rho_{\text{бр}} \right) \right], \text{ [МПа]} \quad (2.84)$$

$$P_p = 0{,}01 \cdot \left[\left(120 - 20 \right) \cdot \left(1{,}9 - 1{,}19 \right) + 1248 \cdot \left(1{,}52 - 1{,}19 \right) \right] = 4{,}8 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{тр}} = 8{,}26 \cdot \lambda_{\text{бр}} \cdot \rho_{\text{бр}} \cdot \frac{Q^2 \cdot L_{\text{ст}}}{d^5_{\text{срэк}}}, \text{ [МПа]} \quad (2.85)$$

где: $\lambda_{бр}$ – коэффициент гидравлических сопротивлений для бурового раствора, $\lambda_{бр}$=0,02;

$d_{срэк}$ – средний диаметр эксплуатационной колонны, м.

$$d_{\text{срэк}} = \frac{d_{\text{внэк1}} \cdot \ell_1 + d_{\text{внэк2}} \cdot \ell_2}{L_{\text{ст}}} = \frac{0{,}152 \cdot 120 + 0{,}1534 \cdot 1809}{1929} = 0{,}153 \text{ м} \quad (2.86)$$

$$P_{\text{тр}} = 8{,}26 \cdot 0{,}02 \cdot 1{,}19 \cdot \frac{66{,}6^2 \cdot 1929}{0{,}153^5} = 2 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{затр}} = 8{,}26 \cdot \lambda_{\text{цр}} \cdot \rho_{\text{цр1}} \cdot \frac{Q^2 \cdot h_{\text{цр1}}}{\left(Д_c - Д_{\text{эк}} \right)^3 \cdot \left(Д_c + Д_{\text{эк}} \right)^2} +$$

$$+ 8{,}26 \cdot \lambda_{\text{цр}} \cdot \rho_{\text{цр2}} \cdot \frac{Q^2 \cdot h_{\text{цр2}}}{\left(Д_c - Д_{\text{эк}} \right)^3 \cdot \left(Д_c + Д_{\text{эк}} \right)^2} +$$

$$+8{,}26\cdot\lambda_{бр}\cdot\rho_{ср}\cdot\frac{Q^2\cdot\left(L_{ст}-H_{цр}\right)}{\left(Д_{внпк}-Д_{эк}\right)^3\cdot\left(Д_{внпк}+Д_{эк}\right)^2},\ [МПа] \qquad (2.87)$$

где: $\lambda_{цр}$ – коэффициент гидравлических сопротивлений для цементного раствора, $\lambda_{цр}=0{,}035$.

$$P_{затр}=8{,}26\cdot0{,}035\cdot1{,}9\cdot\frac{66{,}6^2\cdot120}{(28-16{,}8)^3\cdot(28+16{,}8)^2}+$$

$$+8{,}26\cdot0{,}035\cdot1{,}52\cdot\frac{66{,}6^2\cdot1248}{(28-16{,}8)^3\cdot(28+16{,}8)^2}+$$

$$+8{,}26\cdot0{,}02\cdot1{,}13\cdot\frac{66{,}6^2\cdot(1929-1368)}{(22{,}72-16{,}8)^3\cdot(22{,}72+16{,}8)^2}=2{,}4\ МПа$$

$$Р_к=4{,}8+2+2{,}4=9{,}2\ МПа$$

10) Для цементирования скважин выбираем агрегат ЦА-320М в соответствии с Q=66,6 дм^3/с и $Р_к$=9,2 МПа.

11) Определяем число цементировочных агрегатов для продавки тампонажного раствора из условия их подачи, рассчитанной при $Р_к$. По таблице 128 («Типовые задачи и расчёты в бурении» Элияшевский И.В. Недра 1982) находим , что при диаметре втулок 127 мм и давлении насоса на 3-ей скорости $Р_{III}$=10,7 МПа подача насоса будет q_{III}=8,7 дм^3/с.

$$n_{прод}=\frac{Q}{q_{III}}+1=\frac{66{,}6}{8{,}7}+1=9\ шт. \qquad (2.88)$$

12) Рассчитываем необходимое число цементосмесительных машин (2СМН-20) в зависимости от массы цемента, его насыпной объёмной массы и вместимости бункера:

$$m=\frac{G}{\gamma_н\cdot V_{бун}}=\frac{51{,}1}{1{,}21\cdot14{,}5}=3\ шт. \qquad (2.89)$$

где: $\gamma_н$ – насыпная объёмная масса цемента, г/см^3, $\gamma_н$=1,21 г/см^3;

$V_{бун}$ – объём бункера 2СМН-20, $V_{бун}$=14,5 м^3.

13) Так как объём буферной жидкости $V_{буф}$=3,67 м^3, а объём мерного бака ЦА-320М 6,4 м^3, то для закачки буферной жидкости берём один

цементировочный агрегат. Так как давление на преодоление гидравлических сопротивлений $P=P_{тр}+P_{затр}=4,4$ МПа, то буферную жидкость можно закачать на IV скорости при $q_{IV}=13,3$ дм^3/с.

14) Определяем число работающих ЦА при закачке цементного раствора:

$$n_{зак}=2\cdot m=2\cdot 3=6 \text{ шт.} \quad (2.90)$$

15) Закачивание $0,98V_{пр}$ будет осуществляться 8 ЦА при подаче $q_{III}=8,7$ дм^3/с, а оставшиеся $0,02V_{пр}$ – одним агрегатом на 2-ой скорости при подаче $q_{II}=4,9$ дм^3/с для получения чёткого «стоп».

16) Находим время цементирования:

$$t_ц=\frac{1}{60}\cdot\left(\frac{V_{буф}\cdot 10^3}{n_{буф}\cdot q_{IV}}+\frac{V_{цр}\cdot 10^3}{n_{зак}\cdot q_{III}}+\frac{0,98\cdot V_{пр}\cdot 10^3}{(n_{пр}-1)\cdot q_{III}}+\frac{0,02\cdot V_{пр}\cdot 10^3}{1\cdot q_{II}}\right)+10 \text{, [мин]} \quad (2.91)$$

$$t_ц=\frac{1}{60}\cdot\left(\frac{3,67\cdot 10^3}{1\cdot 13,3}+\frac{51,1\cdot 10^3}{6\cdot 8,7}+\frac{0,98\cdot 36\cdot 10^3}{(9-1)\cdot 8,7}+\frac{0,02\cdot 36\cdot 10^3}{1\cdot 4,9}\right)+10=42 \text{ мин}$$

Для цементирования обсадной колонны начало загустевания цементного раствора должно быть не менее $t_з=\frac{t_ц}{0,75}=56$ мин. Это условие соблюдено, так как минимальное время начала схватывания у цемента типа ПЦТI-G-СС-1 равно 80 мин.

2.6. ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН.

2.6.1. ОСВОЕНИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА.

После выполнения заключительных операций по цементированию скважины, включающих испытание эксплуатационной колонны на герметичность и оценку качества цементирования, приступают к выполнению заключительного комплекса работ по строительству скважины.

Совокупность этих работ, включающих вторичное вскрытие пласта, вызов притока из пласта и интенсификацию притока, называется освоением

скважины. Качество освоения скважин определяет эффективность разработки месторождения в целом.

По завершении бурения скважин и крепления эксплуатационной колонны планируется провести испытание одного объекта. Испытание продуктивных пластов планируется осуществить с бурового станка МБУ-125.

Интервал перфорации определяется насыщенностью пород пластовым флюидом по результатам интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин. При отсутствии водогазонапорных коллекторов на расстоянии не менее шести метров от продуктивного пласта последний перфорируется по всей мощности.

В случае наличия перемычки толщиной менее шести метров перфорация продуктивного пласта должна производиться на расстоянии от неё не менее 25% мощности продуктивного пласта, но не более шести метров с учётом толщины перемычки.

Пласты с подошвенной водой перфорируются корпусными перфораторами в кровле на 20-25% нефтенасыщенной толщи.

В пластах с подошвенной водой и газовой шапкой перфорируется только 10% нефтенасышенной толщи, при этом расстояние от верхних отверстий до газонефтяного контакта составляет 1/3 нефтенасыщенной части пласта.

Порядок работ при освоении продуктивного пласта T_1:

1) демонтировать ПВО, оборудовать устье скважины фонтанной арматурой АФК 1-80/65×21;

2) собрать насосно-компрессорные трубы (НКТ) с замером и шаблонированием труб и спустить их в скважину с целью шаблонирования эксплуатационной колонны и определения искусственного забоя;

3) при достижении искусственного забоя (1870/1909 м) способом прямой промывки заменить буровой раствор на техническую воду;

4) опрессовать фонтанную арматуру совместно с эксплуатационной колонной на давление 117,3 кгс/см^2, после опрессовки давлением определить герметичность эксплуатационной колонны снижением уровня в колонне методом свабирования до глубины 1200 м;

5) после определения герметичности эксплуатационной колонны осуществить переход технической воды на буровой раствор, предварительно закачав спец. жидкость (раствор хлористого кальция $CaCl_2$, обработанный ПАВ в количестве 0,1% от объёма жидкости), для уменьшения загрязнения призабойной зоны продуктивных пластов;

6) после перевода скважины на буровой раствор поднять НКТ из скважины с доливом. После подъёма НКТ долить скважину до устья буровым раствором плотностью 1,19 г/см^3;

7) произвести демонтаж фонтанной арматуры, на устье установить превенторную установку ОП1-180/65×21 и опрессовать на давление 117,3 кгс/см^2;

8) после опрессовки превенторной установки произвести привязочный каротаж с целью уточнения интервала перфорации и определения качества цементирования в зоне продуктивного объекта;

9) провести перфорацию эксплуатационной колонны согласно утверждённого плана работ. Тип перфоратора ЗПК-114С50. Плотность перфорации 18 отв. на 1 м пласта, производительность – 10 зарядов за 1 спуск;

10) после перфорации произвести спуск НКТ с контрольным замером и шаблонированием труб до верхних отверстий перфорации, низ НКТ оборудовать крестовиной или воронкой;

11) после спуска НКТ произвести демонтаж ОП1-180/65×21 и на устье установить фонтанную арматуру;

12) способом прямой промывки заменить жидкость в скважине на техническую воду (ρ=1,02 г/см^3), вызвать приток из пласта снижением уровня в колонне до 1200 м;

13) заключительной операцией, при необходимости, является «задавка» скважины, жидкость в скважине заменяют на буровой раствор.

Мероприятия по повышению качества вскрытия продуктивного пласта:

1) Ограничить количество спуско-подъёмных операций;

2)продуктивный пласт вскрыть минимальным количеством долблений;

3) перед вскрытием кровли продуктивного пласта поднять инструмент, сменить долото;

4) не допускать остановок процесса бурения при вскрытии продуктивного пласта;

5) спуск бурильного инструмента при вскрытом пласте производить с ограничением скорости и промежуточными промывками через каждые 500 м, последнюю промывку выполнить за 300 м до кровли продуктивного пласта;

6) восстановление циркуляции бурового раствора производить при минимальной подаче бурового насоса с одновременным вращением инструмента и подъёмом вверх от забоя на величину рабочей трубы.

2.6.2. МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ ИЗ ПЛАСТА.

1) Соляно-кислотная ванна.

Продуктивный пласт T_1, залегающий в интервале 1825/1864-1840/1879 м сложен карбонатными породами (известняками), поэтому для интенсификации притока из карбонатных коллекторов рекомендуется применять соляно-кислотную ванну.

Кислотная ванна предназначена для обработки и очистки поверхности продуктивного пласта от остатков бурового раствора, шлама. Оптимальным

считается кислотный раствор с содержанием соляной кислоты (HCl) – 15-18%.

После установки соляно-кислотной ванны скважину оставить на реакции не более 6 часов. Затем произвести подкачку продавочной жидкости в объёме 0,5 м^3, скважину оставить на реакции, через час подкачку повторить и т.д. Всего стояние на реакции 19 часов.

По окончании реакции скважину промыть дегазированной нефтью через затрубное пространство. Продукты реакции направить в коллектор системы сбора, транспорта нефти и утилизировать централизованно на пункты-подготовки нефти. Скважину отработать в течение 24 часов через угловой штуцер. После выхода скважины на режим провести исследования с замером устьевых и забойных параметров скважины.

2) Соляно-кислотная обработка.

Для увеличения продуктивности скважины и вовлечения в работу как можно большего количества эффективных толщин карбонатного коллектора после кислотной ванны провести соляно-кислотную обработку под давлением.

Объём соляно-кислотного раствора принимается из расчёта 0,5 м^3 на метр продуктивной мощности пласта.

Порядок работ:

1) Закачать в пласт 7,5 м^3 соляно-кислотного состава (объём продавочной жидкости не должен превышать объёма НКТ), после чего загерметизировать затрубное пространство и закачать в пласты под давлением ещё 2-2,5 м^3 продавочной жидкости;

2) оставить на реакции на 2 часа при пластовой температуре -15-30ºС, 1-1,5 часа при пластовой температуре 30-60ºС;

3) по окончании реакции скважину промыть дегазированной нефтью через затрубное пространство;

4)продукты реакции направить в коллектор системы сбора, транспорта нефти утилизировать централизовано на пункты подготовки нефти;

5) скважину отработать в течение 24 часов в коллектор нефтепровода (дальнейшая очистка от продуктов реакции);

6) в установленном режиме проводятся исследования с замерами устьевых и забойных параметров: дебита, забойного давления, отбор проб нефти на содержание воды.

2.7. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.

Технологические процессы, существующие в нефтяной и газовой промышленности, сопровождаются выбросами в почву, водоёмы и атмосферу значительных количеств производственных отходов, загрязняющих воду и воздух. Сброс загрязнённых сточных вод, содержащие ядовитые органические и неорганические вещества, приводит к уничтожению растительных и рыбных богатств, ограничивает возможность использования водоёмов для питьевого и промышленного водоснабжения, что приносит огромный ущерб народному хозяйству.

Возможны следующие пути предотвращения попадания вредных веществ в сточные воды:

1) внедрение в производство такого технологического процесса, который полностью исключал или максимально сокращал сброс производственных сточных вод в водоёмы;

2) максимальная утилизация производственных отходов с получением ценных продуктов, сводящая к минимуму образование сточных вод;

3) организация оборотного водоснабжения, при которой условно чистые промышленные стоки после охлаждения не сбрасываются, а снова возвращаются в систему обслуживания теплообменной аппаратуры. Кроме того,

загрязнённые промышленные стоки после очистки снова используются в системе водоснабжения. Оборотное водоснабжение не только уменьшает водопотребление, но и резко снижает загрязнение водоёмов;

4) очистка промышленных стоков. Её применяют в тех случаях, когда технологическими мерами не удаётся достигнуть предельно допустимого содержания вредных веществ в воде водоёмов;

Очистку сточных вод осуществляют следующими методами: регенеративным, когда вредные примеси извлекаются из сточных вод без изменения их химического состава, и деструктивным, при котором вредные примеси подвергаются химической или биологической обработке, превращаясь при этом в менее вредные. К регенеративным методам очистки относятся адсорбция, отгонка, отпарка и отдувка, фильтрация, к деструктивным – нейтрализация, окисление, хлорирование и др.

Борьба с загрязнениями атмосферы промышленными выбросами ведётся также различными методами.

Наиболее эффективный метод борьбы с выделением в атмосферу – технологические мероприятия, исключающие или значительно уменьшающие количество выбросов. К таким мероприятиям относятся утилизация отходящих газов, паров и пыли, автоматизация и механизация производственных процессов, герметизация аппаратов.

Для обеспечения рационального использования и охраны почвенно-растительного слоя предусматривается:

1) последовательная рекультивация нарушаемых земель по мере выполнения работ;

2) защита почвы во время строительства от ветровой и водной эрозии путём трамбовки и планировки грунта при засыпке траншей;

3) применение строительных материалов, не обладающих вредностью;

4) засыпка открытых ям и траншей для предотвращения попадания в них животных сразу же после окончания строительных работ;

5) категорический запрет на устройство открытых хранилищ нефти любых объёмов.

Загрязнение почвенно-растительного покрова отходами бурения при соблюдении рекомендаций проекта полностью исключено, так как все работы производятся в пределах ограниченных площадок, после окончания работ предусмотрена утилизация всех видов промышленных и бытовых отходов непосредственно в производственных процессах или на санкционированном полигоне. Всё это позволяет свести к минимуму негативные воздействия на почву, растительность и животный мир.

3. БЕЗОПАСНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

3.1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА

1. Обучение и инструктаж персонала.

Обучение рабочих состоит из следующих этапов:

1) вводного инструктажа (при поступлении на работу);

2) целевого обучения охране труда на специальных курсах или на предприятии;

3) периодического инструктажа на рабочем месте;

4) проверки знаний и допуска к самостоятельной работе;

5) целевого инструктажа.

При вводном инструктаже поступающего на работу знакомят с правилами внутреннего трудового распорядка, специфическими особенностями данного производства, основными требованиями производственной санитарии, техники безопасности и противопожарной охраны на объекте. Этот инструктаж проводят работники службы охраны труда, но по специальным вопросам привлекаются также специалисты соответствующих служб.

Целевое обучение охране труда обязаны пройти все рабочие в учебно-курсовом кабинете или индивидуальным методом у опытного квалифицированного рабочего.

После целевого обучения работника, а также для всех командированных, переводимых на временную или постоянную работу из одного подразделения в другое (и во всех случаях, когда работнику предоставляется новая для него работа), обязательно проводится инструктаж на рабочем месте с практическим показом безопасных приёмов и методов труда. Этот инструктаж проводит непосредственный руководитель работ индивидуально с каждым работником.

После вводного инструктажа, целевого обучения и инструктажа на рабочем месте перед допуском работника к самостоятельной работе у него проверяет знания по охране труда комиссия, назначенная для данного структурного подразделения приказом по предприятию. Председателем комиссии назначается технический руководитель подразделения, ответственный за технику безопасности. Помимо оценки знаний комиссия даёт общее заключение о возможности допуска к самостоятельной работе.

Ежегодно рабочие и служащие проходят периодическую проверку знаний по охране труда.

Работники, занятые на работах с повышенной опасностью, перечень которых определяется руководителем предприятия, проходят повторный инструктаж один раз в три месяца. Все остальные рабочие, независимо от квалификации и стажа работы, повторный инструктаж должны проходить не реже одного раза в полгода.

При изменении технологического процесса, внедрении новых видов оборудования и механизмов, а также при введении в действие новых правил или инструкций по технике безопасности и производственной санитарии проводится внеочередной инструктаж рабочих и служащих с последующей проверкой их знаний. Внеочередной инструктаж может проводиться по распоряжению руководителей предприятия и по требованию органов надзора в случаях обнаружения недостаточных знаний работающими инструкций по охране труда или их грубых нарушений.

Если на рабочем месте произошли незначительные технологические изменения, не требующие повторного инструктажа, то при смене вахты работающие проходят разовый инструктаж. Специальный инструктаж проводится также перед получением задания на выполнение особо опасных работ.

2. Меры безопасности при бурении скважины.

В процессе самого бурения скважин, т.е. когда долото находится на забое, несчастные случаи происходят сравнительно редко.

Основные причины несчастных случаев следующие:

1) отсутствие ограждений движущихся частей бурового оборудования, их неисправность или же несоответствие условиям работы;

2) недостатки в содержании рабочего места;

3) падение с высоты различных предметов, оставленных на площадках вышки незакреплёнными, а также деталей вышки и обшивки буровой;

4) отсутствие или неисправность контрольно-измерительных приборов для наблюдения за параметрами производственного процесса;

5) нарушение требований технологии бурения;

6) применение опасных приёмов труда;

7) нарушение трудовой дисциплины (состояние алкогольного опьянения и т.д.).

Для обеспечения безопасной и безаварийной работы членов буровой бригады, прежде чем приступить к проводке очередной скважины, необходимо изучить геолого-технический наряд, чётко распределить обязанности между членами вахты, установить твёрдый распорядок сдачи-приёма вахт, проверить наличие и исправность ограждений, приспособлений и устройств по технике безопасности, наличие и исправность контрольно-измерительных приборов (манометров, индикатора веса, амперметров, вольтметров).

На буровой необходимо иметь резервуары для содержания рабочего и запасного объёмов бурового раствора, а также устройства для перемешивания и обогрева при низких отрицательных температурах.

При бурении скважин, которыми предполагается вскрытие зон с возможными нефтегазопроявлениями или продуктивных горизонтов на вновь разбуриваемых площадях, а также при бурении на газовых и газоконденсатных месторождениях, месторождениях с аномально высокими давлениями или содержанием сероводорода и других агрессивных и токсичных компонентов на буровой необходимо иметь постоянный запас бурового раствора в количестве, равном объёму скважины.

На территории буровой должен быть также запас утяжелителей и химических реагентов.

Устье скважины, в которой геолого-техническим нарядом предполагаются нефтегазопроявления, следует оснастить противовыбросовым оборудованием (превентором), а под ведущей трубой установить обратный клапан (шаровой кран).

Превенторная установка перед креплением на скважину должна быть опрессована на прочность и на герметичность.

Перед началом бурения скважины, оборудованной превентором, необходимо убедиться, что подходы к штурвалу и задвижкам превентора свободны, легко доступны, а в ночное время освещены.

Не реже 1 раза в неделю необходимо проверять работоспособность установленных превенторов.

Если на буровой проводились какие-либо ремонтные работы, то перед пуском механизмов необходимо удалить посторонние предметы (болты, гайки, инструмент) с ремонтируемого оборудования, установить снятые ограждения, надёжно закрепить их.

Перед началом бурения скважины следует:

1) промыть пол буровой, подсвечник, ротор;

2) проверить прочность крепления ротора;

3) проверить лёгкость вращения вертлюга пробным вращением ротора при небольшой частоте;

4) проверить исправность кнопки «Стоп» буровых насосов.

При подъёме ведущей трубы с вертлюгом из шурфа стопор, предотвращающий проворот крюка, а также предохранительная защёлка на зеве крюка должны быть закрыты.

Во время бурения запрещается удалять ограждения или проходить за них, проводить ремонт, крепление, чистку и смазку каких-либо движущихся частей механизмов.

Нарушения технологии бурения скважин приводят к осложнениям, а при несоблюдении требований инструкций по предупреждению и ликвидации открытых фонтанов возникают газопроявления, сопровождающиеся взрывами, пожарами и нередко несчастными случаями с тяжёлым исходом.

В процессе наращивания труб устанавливать ведущую трубу в шурф следует только с помощью специальных приспособлений, например автозатаскивателя. При установке ведущей трубы в шурф рабочие не должны находиться на пути её движения.

В процессе наращивания колонны бурильных труб возникают опасности травмирования рабочих при подтаскивании трубы, плохом обзоре бурильщиком приёмного моста, неправильном надевании элеватора на трубу и т.д. Чтобы предупредить возникновение несчастных случаев, необходимо выполнять следующие требования:

при перекатывании трубы со стеллажей на приёмный мост нельзя стоять на пути её скатывания;

при подтаскивании трубы якорем стропы следует надевать на оба рога якоря и располагать их на трубе на расстоянии около 1/3 её длины со стороны ворот буровой вышки.

Бурильщик, работающий на катушке должен хорошо видеть перемещаемую трубу. При подъёме наращиваемой трубы талевой системой элеватор на трубе должен быть обращён створками кверху и закрыт. Наращиваемая труба опирается на элеватор, подвешенный на стропах, и если элеватор обращён створками вниз, то они могут открываться, а выпавшая из него труба нанести травму находящимся вблизи рабочим.

3. Пожаробезопасность на буровой.

Одно из основных правил пожарной безопасности - содержание производственных объектов в чистоте и порядке. Производственная территория и помещения не должны загрязняться легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, а также мусором и отходами производства. Нефть и другие легковоспламеняющиеся и горючие жидкости не должны храниться в открытых ямах и амбарах.

Дороги, проезды к производственным объектам, водоёмам, пожарным гидрантам и средствам пожаротушения следует поддерживать в надлежащем состоянии. На территории предприятия запрещается разведение костров, кроме мест, где это разрешено. На пожаро- и взрывоопасных объектах запрещается курение и вывешиваются предупреждающие надписи: «Курить запрещается».

Герметизация соединений оборудования и коммуникаций обеспечивается постоянным малым зазором, лабиринтным уплотнением, прижатием к уплотняемой поверхности колец, манжет и набивок. Уплотнение с постоянным малым зазором применяется при отсутствии значительных температурных колебаний. Лабиринтные уплотнения используются для герметизации оборудования с быстровращающимися валами при высокой температуре рабочей среды, а также для герметизации ответственных неподвижных разъёмных соединений (фонтанной арматуры, обвязки буровых насосов и т.д.). Для

сальниковых набивок используются шнуры из асбеста, пеньки, полиэтилена и других материалов. Фланцевые соединения уплотняются посредством картона, резины и других материалов.

Повышение уровня механизации и автоматизации производственных процессов в нефтяной и газовой промышленности наряду с решением основных задач (повышением производительности труда, заменой ручного труда механизированным) оказывает в то же время существенное влияние на снижение пожароопасности этих процессов. Так, оснащение буровой установки устройством для автоматического долива скважины промывочным раствором при подъёме бурильного инструмента, оборудование устья скважины превенторной установкой с электро- и пневмоприводом, а также использование прибора для непрерывного замера и регистрации плотности и вязкости глинистого раствора резко уменьшают вероятность выброса и открытого фонтанирования и, следовательно, опасность возникновения пожаров в процессе бурения скважины.

При бурении нефтяных и газовых скважин опасность возникновения пожара связана с возможностью открытого газонефтяного фонтана из-за нарушения технологии бурения (несвоевременной подкачки промывочного раствора во время подъёма бурильного инструмента или неудовлетворительного качества раствора, неумелого применения нефтяных ванн для освобождения прихваченного инструмента), неисправности противовыбросового оборудования или несвоевременного использования его для предупреждения выбросов и открытых фонтанов и д.р.

Пожары на буровых установках могут возникнуть также в связи с применением нефти, дизельного топлива и других горючих материалов вследствие нарушения правил хранения и использования этих материалов.

Для обеспечения пожарной безопасности площадка, предназначенная для монтажа буровой установки, освобождается от наземных и подземных трубопроводов и кабелей, очищается от леса, кустарника и травы в радиусе

не менее 50 м. Вокруг вышки и других наземных сооружений устраиваются площадки шириной 10 – 12 м. Сгораемые конструкции привышечного сарая обрабатываются огнезащитным составом.

Топливная ёмкость для двигателей внутреннего сгорания располагается не ближе 20 м от помещения, в котором они установлены. Выхлопные трубы двигателей оборудуются искрогасителями, а выхлопные газы отводятся на расстояние не менее 15 м от устья скважины, 5 м от стены машинного сарая и 1,5 м выше от конька крыши (при вертикальной прокладке выхлопных труб).

При использовании нефтяных ванн должны соблюдаться меры, исключающие возможность выброса и разлива нефти. В частности, нефть закачивается в скважину по шлангам, выполненным из специального каучука, или по металлическим шлангам с быстросъёмными соединениями, а продавливается утяжелённым промывочным раствором.

Трубы, по которым нефть наливается в ёмкости и перекачивается в скважину, надёжно заземляются. Пролитая нефть смывается струёй воды, загрязнённые места засыпаются песком или землёй, помещение силового привода дизелей или электродвигателей тщательно проветривается.

Дизельное топливо и нефтепродукты для приготовления раствора хранятся не ближе 40 м от буровой установки. На такое же расстояние от установки удаляется промывочный раствор с выбуренной породой.

Превенторы проверяются на герметичность и надёжность в работе перед каждым спуском и подъёмом инструмента, но не реже одного раза в смену.

4. Промсанитария на буровой.

Для обеспечения условий труда при строительстве скважин и выполнения требований по промсанитарии и гигиене труда рабочие и инженерно-технический персонал обеспечиваются:

1) санитарно – бытовыми помещениями;

2) средствами индивидуальной защиты;

3) средствами защиты от шума и вибрации;

4) средствами контроля воздушной среды.

Средства индивидуальной защиты включают: спецодежду, спецобувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Выдача спецодежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентирована «Отраслевыми нормами выдачи спецодежды, спецобуви и других средств защиты». Согласно указанному документу весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважин, должен быть обеспечен индивидуальными средствами защиты.

Для ограничения действующих уровней шума и вибрации буровая установка оснащается коллективными средствами снижения шума и вибрации (глушитель шума ВНИИТБ выхлопного патрубка АКБ-32, звукоизолирующий кожух). К индивидуальным средствам защиты относятся: наушники противошумные ВЦНИИОТ-1, противошумные вкладыши (беруши), рукавицы антивибрационные.

Для создания необходимого и достаточного уровня освещённости на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться «Отраслевыми нормами проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности», а также соблюдать требования СНИП 23-05-95 «Естественное освещение. Нормы проектирования». Использование, класс изоляции электрооборудования и способы его установки должны соответствовать номинальному напряжению сети и условиям окружающей среды. Необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещённых территориях для обеспечения нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия

или недостатка естественного освещения, аварийное освещение для продолжения работ должно быть предусмотрено для рабочих поверхностей.

При устройстве общего освещения для пультов управления источники света необходимо располагать таким образом, чтобы отражение от защитного стекла измерительных приборов, блики не попадали в глаза оператора. Светильники производственных помещений необходимо чистить не реже раза в год. Для всех остальных помещений светильники необходимо чистить не реже четырёх раз в год.

4. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.

4.1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ.

Производственный процесс строительства нефтяных и газовых скважин представляет собой большой комплекс органически связанных между собой процессов труда и естественных процессов. К основным относятся следующие технологические процессы, входящие в цикл строительства нефтяных и газовых скважин:

1) подготовительные работы по сооружению буровой вышки и монтажа буровой установки;

2) сооружение буровой (строительство вышки и привышечных сооружений, монтаж буровой установки);

3) бурение скважины и крепление ее ствола;

4) испытание скважины на продуктивность и освоение;

5) демонтаж буровой установки и рекультивация земель.

Существует специализация определенного этапа цикла строительства скважины: сооружение буровых ведут вышкомонтажные бригады, бурение и крепление - буровые бригады, испытание скважины - бригады по испытанию.

Помимо этих основных процессов выполняются и вспомогательные, связанные с обслуживанием основного производства и обеспечением бесперебойного протекания его процессов.

Все работы вспомогательного производства выполняет служба БПО (база производственного обслуживания).

В частности, она обеспечивает буровые бригады и цеха УБР следующими услугами:

а) всеми необходимыми видами энергии (паром, энергией ДВС, сжатым воздухом, электроэнергией);

б) ремонтом бурового, энергетического, транспортного, механического оборудования, уходом и надзором за ним;

в) изготовлением технической оснастки (основания под блоки, детали, привышечные сооружения и коммуникации и т.п.);

г) приемкой, хранением и выдачей в производство материалов, инструмента, транспортных средств специального назначения (кранов, цементосмесителей, бульдозеров, опрессовочных головок и т.п.);

д) внутри-, межцеховыми и межведомственными перевозками.

Охарактеризуем этапы цикла строительства скважины.

1. Подготовительные работы.

Подготовительные работы к строительству скважины включают в себя следующие виды работ: выдача скважино-точки на бурение, планировка буровой площадки, сооружение подъездных путей, монтаж и подключение ДГС, транспортировка и складирование оборудования, сооружение амбара, проведение монтажных работ и строительство складов для хранения химических реагентов и ёмкости для хранения дизельного топлива.

Скважина – точка выдаётся постоянно действующей комиссией при участии главного инженера, а также представителей технологического и геологического отделов. При выдаче точки на скважину технологический отдел бурового предприятия выдаёт вышкомонтажной конторе схему расположения буровой установки на местности.

После отчуждения площадки определяются границы территории под буровую. Размеры строительной площадки определяются высотой вышки МБУ-125. В нашем случае для вышки высотой 40 м отделяется 1,9 га.

На земляных работах используются тракторы марки Т-150. Ямы под опоры и привышечные сооружения бурят буровой машиной, оборудованной на шасси автомобиля. Траншеи, котлованы и ямы под фундамент роют экскаватором.

Все вышеперечисленные работы выполняет подготовительная бригада в следующем составе (21 человек): бригадир 5 разряда (1 человек), плотник 4 разряда (2 человека), плотник 3 разряда (6 человек), плотник-землекоп 2 разряда (6 человек), слесарь 4 разряда (2 человека), слесарь 3 разряда (2 человека), слесарь 2 разряда (1 человек), электромонтёр 3 разряда (1 человек).

2. Вышкомонтажные работы.

Этот этап в цикле строительства скважины выполняет вышкомонтажная бригада, которая входит в структуру вышкомонтажного цеха. Численно квалификационный состав вышкомонтажной бригады зависит от типа буровой установки. Для моей буровой состав бригады будет следующий: бригадир 5 разряда (1 человек); вышкомонтажник 4 разряда (2 человека), вышкомонтажник 3 разряда (2 человека), вышкомонтажник 2 разряда (2 человека), сварщик 5 разряда (1 человек), сварщик 3 разряда (1 человек), электромонтёр 5 разряда (1 человек), электромонтёр 4 разряда (2 человека).

В данном случае мы используем мелкоблочный способ. Процесс монтажа буровой при мелкоблочном способе включает: затаскивание блоков на площадку, сборка блоков, установку на фундаменты, центрирование блоков

и соединение коммуникаций, обвязки оборудования. Трудоемкость вышкомонтажных работ зависит не только от числа блоков, но и от используемых схем монтажа буровых. Схема монтажа отличается взаимным расположением блоков, расстояниями между отдельными блоками и агрегатами, а иногда конструкцией отдельных узлов. Для ускорения вышкомонтажных работ используют сетевые графики строительства буровых установок, бригадный подряд и аккордные формы оплаты труда. Перед началом сооружения буровой вышкомонтажная бригада получает наряд и сетевой график строительства, в которых, кроме содержания и объема работ, указываются нормы времени, расценки и сроки строительства. По окончании подготовительных работ по схеме на площадке размещают оборудование, механизмы, строительные и монтажные материалы, детали вышек и подъёмника. До начала монтажа на площадку сооружения буровой должны быть доставлено всё оборудование и не менее 75% необходимых строительных и технологических материалов. Остальное доставляется в процессе монтажа работ.

В первую очередь монтируют вышку МБУ-125 с подвешенным основанием, ротор, лебёдку и вышечно-лебёдочный блок МБУ-125, а затем буровые насосы УНБ-600, приёмные и запасные ёмкости. После этого производят обвязку насосов и других коммуникаций, строительство буровых укрытий, монтаж циркуляционной системы и механизмов очистки и приготовления буровых растворов. Буровая бригада устанавливает АКБ-3М2, ключи и оснастки талевой системы. Непосредственным организатором работ при сооружении буровой является прораб. Окончание вышкомонтажных работ оформляется специальным актом. Качество вышкомонтажных работ при приемке проверяет буровой мастер с буровой бригадой.

3. Подготовительные работы к бурению, бурение и крепление скважины.

До начала бурения скважины проводится пусковая конференция с участием всего состава буровой бригады, руководителей ЦИТС, РИТС. К

проведению пусковой конференции должны быть привлечены главные специалисты буровой организации, а также представители общественных организаций. На этой конференции должно проводиться ознакомление с техническим проектом на строительство скважины, с ГТН, особенностями геологического разреза, технологией бурения, нарядом на производство буровых работ и хозрасчетной сметой (картой) буровой бригады на данную скважину, должен заключаться договор на бригадный подряд. Особое внимание уделяется изучению мероприятий по ускорению процесса бурения. Проведение пусковых конференций оформляется протоколом или отмечается в буровом журнале.

Процесс бурения начинается с бурения шурфа диаметром 273 мм глубиной 15-16 м, потом бурят направление, кондуктор, промежуточную колонну, эксплуатационную колонну.

Бурение ствола скважины осуществляет буровая бригада из двух вахт, меняющихся через 7 дней. В каждой вахте 3 смены, которые меняются через 8 часов. В смене по семь человек: бурильщик 6 разряда, первый помощник бурильщика 5 разряда, второй и третий помощники бурильщика 4 разряда, дизелист 4 разряда, слесарь 4 разряда, электрик 4 разряда.

В обязанности буровой бригады входит выполнение следующих работ:

1) подготовительных к бурению;

2) связанных с проводкой ствола скважины;

3) связанных с креплением ствола скважины;

4) по предупреждению и ликвидации осложнений и аварий;

5) подготовительных перед проведением геофизических исследований в скважине;

6) по техническому и организационному обслуживанию рабочего места (приготовление бурового раствора, ремонтные работы и др.).

Сооружение скважины состоит из разнородных в технологическом отношении процессов: процесса разрушения горной породы (механическое бурение; спускоподъемные операции, связанные со сменой долота) и различных вспомогательных работ. Основные затраты времени буровой бригады приходятся на процесс механического бурения и спускоподъемных операций.

Процесс крепления скважин предусматривает проведение комплекса работ, основными из которых являются спуск обсадных труб и цементирование скважины. Для выполнения работ по цементированию скважины заблаговременно должны быть заготовлены в нужном количестве необходимые материалы. Работы по цементированию выполняют специализированные бригады, входящие в состав тампонажного цеха буровой организации Работами по цементированию руководит инженер РИТС.

4. Испытание скважины.

Последнее мероприятие перед сдачей скважины в эксплуатацию -вызов притока жидкости из пласта. Приток жидкости в скважину возможен только в том случае, когда гидростатическое давление на забой меньше пластового давления. Это достигается путем промывки скважины жидкостью с малой плотностью, продувкой воздухом (газом) или понижением уровня. На моих скважинах приток жидкости в вызывается понижением уровня до 1200 м.

Скважина промывается через колонну насосно-компрессорных труб (НКТ), опущенных до фильтра. Жидкость в скважине заменяется на техническую воду ρ=1,02 г/см^3, приток жидкости из пласта вызывается снижением уровня до 1200 м. Заключительной операцией, при необходимости, является «задавка» скважины, жидкость в скважине заменяют на буровой раствор.

При ограниченном притоке нефти производим следующие воздействия на призабойную зону пласта: кислотная обработка, гидравлический разрыв.

Испытание скважины на продуктивность осуществляется, как буровыми, так и специализированные бригады по испытанию.

Перфорацией занимаются геофизические партии. На каждую скважину составляют план по испытанию, причём интервал перфорации и глубину спуска насосно-компрессорных труб устанавливает главный геолог предприятия. После окончания работ на скважине составляют акт, где подробно описывают все проведённые работы.

5. Баланс времени.

Процесс строительства эксплуатационно-разведочной скважины является циклическим, в связи с чем по каждому этапу цикла строительства скважины разрабатывают наряд задание, используя производственные нормы времени.

В таблице 4.1 указывается содержание, объем работ, нормы времени на механическое бурение, вспомогательные работы, СПО, крепление и прочие работы.

Таблица 4.1

Баланс времени эксплуатационно-разведочных скважин Ново-Михайловского месторождения

№ п/п	Наименование	Скважина
		№113
1	Глубина скважины, м	1929
2	Монтажные работы, час	336
	Подготовительные работы, час	72
	Календарное время бурения и крепления, час	907,2
	-работа по проходке	590,4
	из них - мех. бурение	461,5
	из них - СПО	69,5
	из них-проведение ГИС	14,4
	из них-ремонтные работы	30

	из них-ликвидация осложнений	15
	-крепление	316,8
	Испытание скважин	374,4
3	Конструкция скважины, м	
	- направление ø426 мм	20
	- кондуктор ø324мм	150
	- промежут. колонна ø245мм	715
	- экспл. колонна ø168мм	1929
4	Количество долот, шт.	10

Расчёт технико-экономических показателей производится по следующим формулам:

1. коммерческая скорость:

$$V_K = \frac{L}{T_K} ¿ k_{рч}, \text{ [м/ст.мес.]} \quad (3.1)$$

где: L – глубина скважины, м, L=1929 м;

$Т_к$ – календарное время бурения и крепления,час, $Т_к$=907,2 часа;

$к_{рч}$ – количество рабочих часов в месяц, час, $к_{рч}$=720 часов (непрерывное производство).

2. механическая скорость:

$$V_M = \frac{L}{T_{БУР}}, \text{ [м/ч]} \quad (3.2)$$

где: $Т_{бур}$ – время, затраченное непосредственно на бурение, час, $Т_{бур}$=461,5 часов.

3. рейсовая скорость:

$$V_P = \frac{L}{T_{ПР}}, \text{ [м/ч]} \quad (3.3)$$

где: $Т_{пр}$ – время, затраченное на работу по проходке, час, $Т_{пр}$=590,4 часа.

4. проходка на долото:

$$L_Д = \frac{L}{k}, \text{ [м]} \quad (3.4)$$

где: к – количество долот, шт, к=10 шт.

Результаты расчёта представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2

Технико-экономические показатели

Наименование	Скважина
	№113
Ком. скорость, м/ст.мес.	1531
Мех. скорость, м/ч	4,18
Рейсовая скорость, м/ч	3,27
Проходка на долото, м	192,9

Итак, проанализировав баланс времени, видно, что большая часть времени затрачивается на работу по проходке скважины №113 (590,4 часа). Причём на само бурение уходит 461,5 часа; остальные 128,9 часа тратится на СПО, ГИС, ремонтные работы и ликвидацию осложнений. На крепление уходит 316,8 часа. На испытание тратится 374,4 часа. Общая продолжительность строительства скважины составляет 1689,6 часов или 70,4 сут.

4.2. СМЕТНЫЙ РАСЧЁТ.

В таблице 4.3 представлен сводный сметный расчёт по скважине №113.

Таблица 4.3

Сводный сметный расчёт

№ п/п	№№ сметных расчётов, другие обосновывающие источники	Наименование работ или затрат	Стоимость всего, руб
			Прямые затраты
			скв.№113
ГЛАВА 1 Подготовительные работы к строительству скважины			
1	с.р. 1.1	Подготовка площадки, строительство подъёздного пути, трубопроводов и т.п.	995407,8
2		Разборка трубопроводов, линий передач	559521
3		Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	77300,7

4		Возврат	184161
ИТОГО ПО ГЛАВЕ 1			**1632229,5**
ГЛАВА 2 Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования			
5	с.р. 2.1	Строительство и монтаж	2294153,4
6		Разборка и демонтаж	285860,1
7		Монтаж установки для испыт. скважины	152490
8		Демонтаж установки для исп. скважины	21935,1
9		Возврат	709547,7
ИТОГО ПО ГЛАВЕ 2			**2754438,6**
ГЛАВА 3 Бурение и крепление скважины			
10	с.р. 3.1	Бурение скважины	14321626,2
11	с.р. 3.2	Крепление скважины	11829705
ИТОГО ПО ГЛАВЕ 3			**26151331,2**
ГЛАВА 4 Испытание скважины на продуктивность			
12	с.р. 4.4	Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	2232336,3
ИТОГО ПО ГЛАВЕ 4			**2232336,3**
ГЛАВА 5 Промыслово-геофизические работы			
13	Справка ОАО «Оренбургнефть»	Промыслово-геофизические работы (3,9% от бурения и испытания)	1106963
ИТОГО ПО ГЛАВЕ 5			**1106963**
ГЛАВА 6 Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
14	с.р. 6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время	168090,9
15		Эксплуатация теплофикационной котельной установки	954470,1
ИТОГО ПО ГЛАВЕ 6			**1122561**
ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-6			**34999859,6**
ГЛАВА 7 Накладные расходы			
16	Справка ОАО «Оренбургнефть»	Накладные расходы на итог глав 1-6 (20,7% от суммы глав 1-6)	7244971
ИТОГО ПО ГЛАВЕ 7			**7244971**
ГЛАВА 8 Плановые накопления			
17	Справка ОАО «Оренбургнефть»	Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (15% от суммы глав 1-7)	6336725
ИТОГО ПО ГЛАВЕ 8			**6336725**
ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-8			**48581555,6**
ГЛАВА 9 Прочие работы и затраты			
18	Справка ОАО «Оренбургнефть»	Выплаты премий (8,4% от суммы 1-8)	4080851
19		Единовременное вознаграждение за выслугу лет (0,2% от суммы глав 1-8)	97163

20		Возмещение убытков землепользователям (0,3% от суммы глав 1-8)	145745
21		Лабораторные работы (0,15% от суммы глав 3-4)	42576
22		Транспортировка вахт	641396
23		Охрана окружающей среды	1026844
24		Биологическая рекультивация	43049
25		Топографо-геодезические работы	47389
26		Стоимость экспертизы проектов	11730
27		Стоимость экспертизы проектов (0,01% от суммы глав1-8)	4858
28		Стоимость артезианского колода	4015179
29		Стоимость ликвидации артезианского колодца	1433406
ИТОГОГ ПО ГЛАВЕ 9			**11590186**
ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-9			**60171741,6**
ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-9 за вычетом затрат, указанных в п.23			**59144897,6**
ГЛАВА 10 Авторский надзор			
30	Справка ОАО «Оренбургнефть»	Авторский надзор (0,2% от суммы 59144897,6)	118290
ГЛАВА 11 Проектные и изыскательские работы			
31	Справка ОАО «Оренбургнефть»	Проектные работы	43518
ИТОГО ПО ГЛАВЕ 11			**43518**
ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-11 за вычетом затрат, указанных в п.23			**59306705,6**
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5% от суммы 59306705,6)			**2965335**
Затраты сторонней организации при работе с телесистемой			**3131206**
ВСЕГО ПО СВОДНОМУ СМЕТНОМУ РАСЧЁТУ			**66430091**
ВСЕГО СМЕТНАЯ СТОИМОСТЬ (с возвратом)			**65536381,9**
Заработная плата (40% от сметной стоимости всех работ)			**26572036,4**
Заработная плата в бурении (40% от сметной стоимости бурения и крепления)			**10460533**

4.3. УСЛОВИЕ БЕЗУБЫТОЧНОСТИ.

Для проверки условия безубыточности необходимо определить объём работ, при котором прибыль равна затратам, двумя способами – расчётным и графическим. Условие безубыточности выполняется в том случае, если искомая величина расчётная совпадает с величиной на графике.

Так как, в проекте запланировано бурение двух скважин, то сметные показатели необходимо увеличить в два раза.

Расчёт критического объёма работ.

1. Сметная себестоимость:

$$C_{себ}=C_{см.общ}-C_{пл.накоп}=132860182-12673450=120186732. \text{ руб} \quad (3.5)$$

где: $С_{см.общ}$ – общая сметная стоимость двух скважин, руб, $С_{см.общ}$=132860182 руб;

$С_{пл.накоп}$ – сумма плановых накоплений в расчёте на две скважины, руб, $С_{пл.накоп}$=12673450 руб.

2. Все расходы делим на постоянные (40% от себестоимости) и переменные (60% от себестоимости):

$$С_{перем}=С_{себ}\cdot 0,6=120186732\cdot 0,6=72112039,2 \text{ руб} \quad (3.6)$$

$$С_{пост}=С_{себ}-С_{перем}=48074692,8 \text{ руб} \quad (3.7)$$

3. Критический объём работ:

$$q_{кр}=\frac{C_{пост}}{Ц-C_{пер/1\,м}}, \text{ [м]} \quad (3.8)$$

где: Ц – цена 1 м скважины, руб/м;

$С_{пер/1м}$ – переменные затраты на 1 м скважины, руб/м.

$$Ц=\frac{C_{см.общ}}{L}=\frac{132860182}{3858}=34437,6 \text{ руб/м} \quad (3.9)$$

где: L – сумма глубин двух скважин, м, L=3858 м.

$$C_{перем./1\,м}=\frac{C_{перем}}{L}=\frac{72112039,2}{3858}=18691,6 \text{ руб/м} \quad (3.10)$$

$$q_{кр}=\frac{48074692,8}{34437,6-18691,6}=3053 \text{ м}$$

В таблице 4.4 представлены результаты расчёта.

Таблица 4.4

Определение критического объёма расчётным способом

Наименование	Значение
Сметная себестоимость, руб	120186732
Постоянные затраты, руб	48074692,8
Переменные затраты, руб	72112039,2
Критический объём работ $q_{кр}$, м	3053
Цена 1 метра скважины, руб/м	34437,6
Переменные затраты на 1 метр скважины, руб/м.	18691,6

На рисунке 3.1 показан графический метод нахождения точки безубыточности.

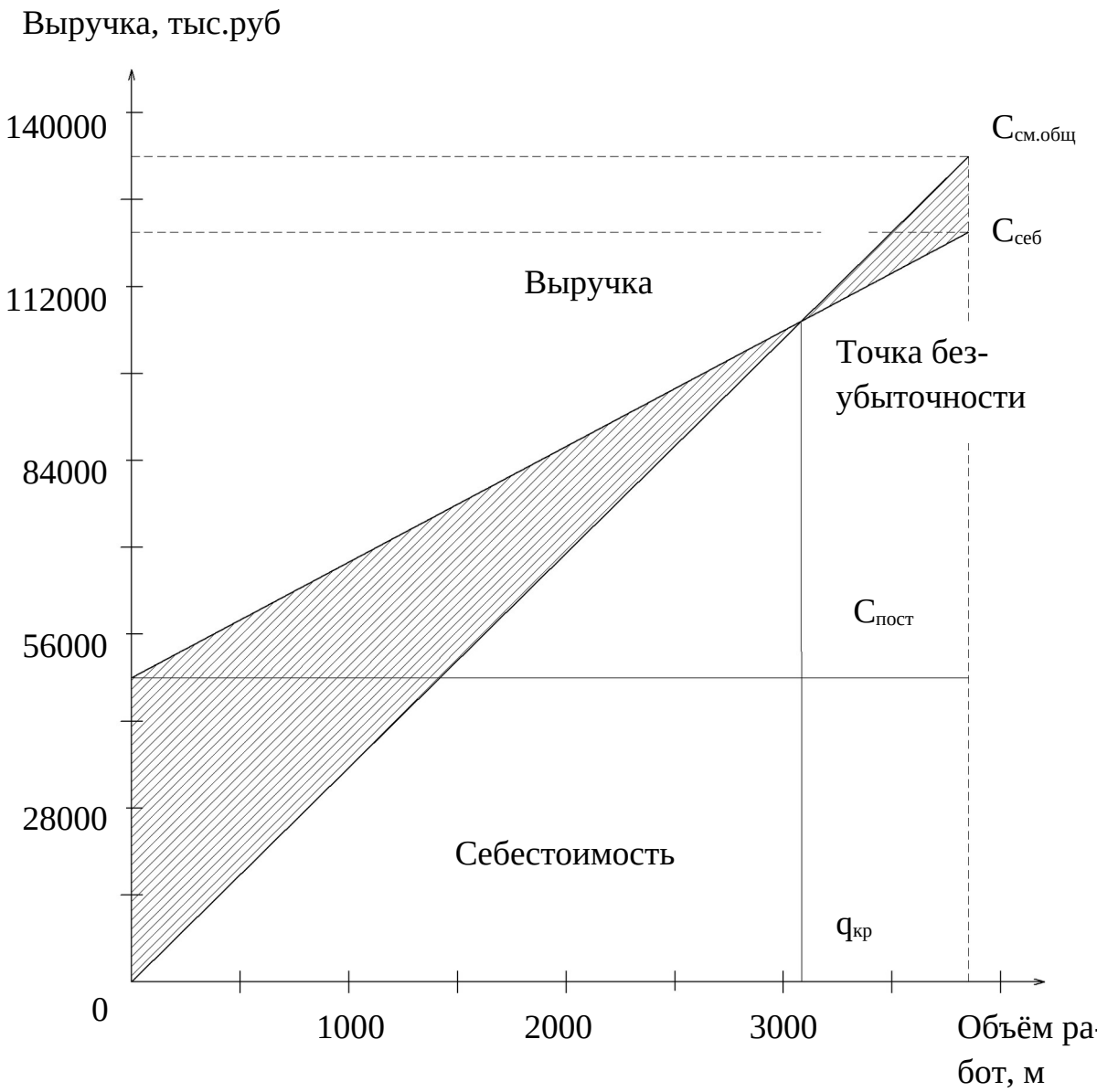


Рисунок 3.1. Точка безубыточности

4.4. ОСНОВНЫЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ.

1. Объём работ по смете принимается без наёмных работ (без геофизических работ) и ровняется 130646256 руб.

2. Численность составляет вся буровая бригада, включая бурового мастера и его помощника и ровняется 44 человека.

3. Производительность труда считается как отношение объёма работ по смете к численности и ровняется 2969233 руб.

4. Фонд заработной платы принимается 40% от сметной стоимости бурения и крепления: ФЗП=20921066 руб.

5. Зарплата рабочих за время бурения двух скважин:

$$З = \frac{ФЗП}{Ч \cdot k} = \frac{20921066}{44 \cdot 4{,}7} = 101166 \text{ руб} \quad (3.11)$$

где: к – количество месяцев бурения, к=4,7 месяца на две скважины.

6. Прибыль составляет плановые накопления без наёмных работ (без геофизики): $П_{пл.нак}$=10459524 руб..

7. Чистая прибыль – это прибыль с учётом налога на прибыль, который составляет 20%:

$$Н_п = П_{пл.нак.} \cdot 0{,}2 = 10459524 \cdot 0{,}2 = 2091904{,}8 \text{ руб} \quad (3.12)$$

$$П_ч = П_{пл.нак.} - Н_п = 8367619{,}2 \text{ руб} \quad (3.13)$$

8. Рентабельность:

$$Р = \frac{П_ч}{В} \cdot 100\% = \frac{8367619{,}2}{130646256} \cdot 100\% = 6{,}4 \quad (3.14)$$

где: В – выручка (объём работ по смете), руб, В=65323128 руб.

Производство является рентабельным, так как величина рентабельности больше 3%.

В таблице 4.5 представлены основные экономические показатели.

Таблица 4.5

Основные экономические показатели

Наименование	скв. №113 и 114
Объём работ по смете, руб	130646256
Численность, чел	44
Производительность труда, руб/чел	2969233
Фонд заработной платы в бурении, руб	20921066
Среднемесячная зарплата в бурении, руб	101166
Коммерческая скорость, м/ст. мес	1531
Прибыль от реализации, руб	10459524
Чистая прибыль, руб	8367619,2

Рентабельность, %	6,4

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

Новомихайловское нефтяное месторождение по величине запасов относится к категории мелких. Залежь нефти установлена в отложениях турнейского яруса и сложена карбонатными, редко сульфатными, породами – переслаиванием известняков, доломитов, редко ангидритов.

Пласт состоит из 4-х прослоев коллекторов мощностью от 0,6 до 5,2, разделенными плотными прослоями от 0,6 до 1,4 м толщиной. Размер нефтяного пласта Т1 1,5х2,0 км.

Основные виды работ, которые необходимо выполнить в процессе эксплуатационной разведки:

- глубоким бурением подтвердить запасы категории C_2, для чего запланировано бурение двух эксплуатационно-разведочных скважин в пределах лицензионного участка;

- провести расширенных комплекс скважинной геофизики (стандартный каротаж, РМ с обязательным дополнением методом ЯМК);

- опробование перспективных и выявленных промышленных объектов (отложения среднего и нижнего карбона);

- отбор керна из отложений бобриковского горизонта и турнейского яруса с выносом не менее 80 %;

- лабораторный анализ керна (не менее 4 образцов на 1 м керна) с определением коэффициентов открытой пористости, проницаемости, содержания остаточной воды, грануллометрия для терригенных отложений, вещественный состав для карбонатных отложений, характеристики трещиноватости для карбонатов, определение кривых фазовых проницаемости и коэффициента вытеснения нефти водой на керновых моделях;

- отбор и анализ глубинных проб нефти из турнейского яруса и других горизонтов, при получении из них притока нефти.

Подсчет запасов основывался на данных бурения, сейсморазведки и опробования. На месторождении выявлены запасы нефти и растворенного в нефти газа по пласту Т1, в том числе:

по категории С1 – геологические 750 тыс.т, извлекаемые 306 тыс.т.

по категории С2 – геологические 496 тыс.т, извлекаемые 202 тыс.т.

всего по месторождению – геологические 1246 тыс.т, извлекаемые 508 тыс.т.

По результатам работ планируется уточнить геометрию структурного поднятия в юго-восточном и восточном направлениях, подтвердить запасы

категории C_2 глубоким бурением и перевести их в категорию C_1 с целью дальнейшей их разработки.

По результатам расчётов выполнение данного комплекса работ экономически выгодно.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Подсчет запасов нефти и газа и ТЭО КИН Ново-Михайловского месторождения.

2. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование/ Коллектив авторов; под общей редакцией А.М. Гусмана и К.П. Порожского: Научное издание. Екатеринбург: УГГГА, 2002. 592 с.

3. Элияшевский И.В., Стронский М.Н., Орсуляк Я.М. Типовые задачи ирасчёты в бурении. Учебное пособие для техникумов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М., Недра, 1982. 296 с.

4. Щукин А.А. Строительство скважин: Учебное пособие. – Томск: Издательство STT, 2005. 588 с.

5. Калинин А.Г., Левицкий А.З. Технология бурения разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Учебник для вузов. – М., Недра, 1988. 374 с.

6. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. – 2-е изд., перераб. и доп. – М., Недра, 1986. 294 с.

7. Петруха Л.М. Разведка месторождений полезных ископаемых: Учебное пособие. Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2003. 247 с.

8. Баранников А.Г., Угрюмов А.Н., Дворник Г.П. Прогнозирование и поиски месторождений полезных ископаемых: Лабораторный практикум с основами теории. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2004. 104 с.

9. Дворник Г.П., Угрюмов А.Н. Геолого-экономическая оценка месторождений полезных ископаемых и техногенного сырья: Учебное пособие. – Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2004. 220 с.

10. Мавлютов М.Р., Алексеев Л.А., Вдовин К.И. Технология бурения глубоких скважин./ Под общ. ред. Мавлютова М.Р./ - М., Недра, 1982. 287 с.

11. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика: Справочное пособие: В 2 кн. – М.: ООО«Недра-Бизнесцентр», 2006. – Кн. 1. 534 с.

12. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика: Справочное пособие: В 2 кн. – М.: ООО«Недра-Бизнесцентр», 2006. – Кн. 2. 379 с.

13. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник для начального профессионального образования. – М.: Издательский центр «Академия», 2003. 352с.

14. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. 1007 с.

15. Попов А.Н., Спивак А.И., Акбулатов Т.О. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов./ Под общ. ред. Спивака А.И./ - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. 509 с.

16. Абубакиров В.Ф., Архангельский В.Л., Буримов Ю.Г., Малкин И.Б., Межлумов А.О., Мороз Е.П. Буровое оборудование: Справочник: В 2-х т. – М.: Недра, 2000. – Том 1. 267 с.

17. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых АН., Межлумов АО., Близнюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: В 2-х т. Т. 2. Буровой инструмент. - М.: ОАО "Издательство "Недра", 2003. 494 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ……4

1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.

1.1. Общие сведения……7

1.2. Геологическое строение района работ……11
1.2.1. Изученность территории……11
1.2.2. Стратиграфия и литология……15
1.2.3. Тектоника……23
1.2.4. Гидрогеологическая характеристика……27
1.2.5. Геологическая характеристика и нефтеносность разреза…...30
1.3. Геологическая характеристика месторождения……..32
1.4. Методический раздел……41
1.4.1. Проектируемые работы на месторождении……..41
1.4.2. Подсчёт запасов……43
1.4.3. Ожидаемые результаты работ……50
2. ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.
2.1. Анализ зон возможных осложнений и мероприятия по их преду-преждению……53
2.2. Проектирование конструкции скважин……...61
2.2.1. Обоснование конструкции скважин……..61
2.2.2. Определение диаметров долот……...64
2.2.3. Расчёт профиля……68
2.3. Выбор буровых растворов по интервалам бурения……72
2.3.1. Обоснование плотности буровых растворов……72
2.3.2. Типы и параметры буровых растворов……74
2.4. Углубление скважин……..83
2.4.1. Режим бурения……83
2.4.2. Расчёт бурильной колонны и её компоновка при бурении под эксплуатационную колонну……86
2.4.3. Выбор буровой установки……..97
2.4.4. Режим работы буровых насосов……..100
2.5. Крепление скважин……..112
2.5.1. Расчёт эксплуатационной колонны на прочность……..…112

2.5.2. Технологическая оснастка обсадных колонн…….120
2.5.3. Цементирование эксплуатационной колонны……...….122
2.6. Заканчивание скважин…….132
2.6.1. Освоение продуктивного пласта……..132
2.6.2. Методы интенсификации притока жидкости из пласта……136
2.7. Охрана окружающей среды……...…..138
3. БЕЗОПАСНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.
3.1. Мероприятия по охране труда……..……..140
4. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.
4.1. Краткая характеристика и организация работ……...149
4.2. Сметный расчёт……159
4.3. Условие безубыточности…….163
4.4. Основные экономические показатели……165
ЗАКЛЮЧЕНИЕ…….168
Список используемой литературы……..…170