

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой РЭНГМ

_____ Н.Г. Квеско

« _____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Обоснование применения горизонтальных скважин для повышения
эффективности разработки месторождений на примере Федоровского
месторождения

Руководитель _____ профессор, канд. техн. наук М. Т. Нухаев
подпись, дата

Выпускник _____ Д. В. Карелин
подпись, дата

Консультант:
Безопасность и экологичность _____ Е.В. Мусяиченко
подпись, дата

Нормоконтролер _____ С. В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2021

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой РЭНГМ

_____ Н.Г. Квеско

« _____ » _____ 20 ____ г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Карелин Дмитрию Витальевичу

Группа ГБ17-03Б

21.03.01.Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Обоснование применения горизонтальных скважин для повышения эффективности разработки месторождений на примере Федоровского месторождения

Утверждена приказом по университету № 6346/С от 17.05.2021 г.

Руководитель ВКР М. Т. Нухаев, профессор, доцент, ИНиГ СФУ, кафедра РЭНГМ.

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, технологической и нормативной информации по Федоровскому нефтегазовому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе.

Перечень разделов ВКР: 1.Геолого-физическая характеристика месторождения; 2.Анализ состояния разработки и фонда скважин; 3.Специальная часть; 4.Безопасность и экологичность.

Руководитель

подпись

М. Т. Нухаев

Задание принял к исполнению

подпись

Д. В. Карелин

« 12 » декабря 2020 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Обоснование применения горизонтальных скважин для повышения эффективности разработки месторождений на примере Федоровского месторождения» содержит 75 страниц текстового документа, 27 использованных источников, 6 листов графического материала, 9 таблиц, 10 формул.

ФЕДОРОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ГАЗ, ПЛАСТЫ, ДОБЫЧА НЕФТИ, РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ПОРИСТОСТЬ, ПРОНИЦАЕМОСТЬ, ГОРИЗОНТАЛЬНАЯ СКВАЖИНА,

В данной бакалаврской работе рассматривается Федоровское месторождение, право пользования недрами принадлежит ОАО «Сургутнефтегаз». В геологической части работы рассматриваются общие сведения о месторождении, краткая геолого-физическая характеристика продуктивных пластов и физико-химическая характеристика пластового флюида. В технологической части работы проводится анализ разработки месторождения, включающий в себя схему разработки, характеристику текущего состояния разработки. В специальной части оценивается необходимость применения горизонтальных скважин. Такие скважины имеют ряд преимуществ над вертикальными, но их строительство сложнее, и, как следствие, обходится дороже. В работе проводится сравнение технологических показателей вертикальной и горизонтальной скважины с целью выбора наиболее эффективного типа конструкции для данных условий, дополнительно проведены оценка и анализ рисков при бурении и анализ заканчивания скважин. Завершающей главой бакалаврской работы стала «Безопасность и экологичность».

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1. Геологическая часть.....	6
1.1 Общие сведения о Федоровском месторождении	6
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	9
1.2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика	9
1.2.2 Тектоника и общий структурный план.....	14
1.2.3 Нефтегазоносность.....	19
1.3 Характеристика продуктивных пластов	27
1.4 Физико-химические свойства нефти.....	28
1.5 Сведения о запасах углеводородов	29
2 Технологическая часть	31
2.1 Основные этапы проектирования разработки Федоровского месторождения.	31
2.2 Анализ эффективности применения горизонтальных скважин	32
3 Специальная часть	35
3.1 Обзор аналитических методов прогнозирования производительности горизонтальных и наклонных скважин.....	35
3.1.1 Аналитические методы определения производительности горизонтальных скважин с бесконечной длиной ствола	35
3.1.2 Аналитические методы определения производительности горизонтальных скважин конечной длины	36
3.2 Анализ разработки месторождения на основе методик расчета дебита горизонтальных скважин по формулам Борисова, Joshi и Giger	41
3.3 Расчет дебита на примере скважины № 57.....	42
3.4 Сравнительный анализ вертикальных и горизонтальных скважин.....	45
3.5 Оценка и анализ рисков при бурении скважин.....	48
3.6 Анализ заканчивания скважин.....	53
4 Безопасность и экологичность.....	57
4.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов при бурении скважин	57
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности при строительстве нефтяных скважин.....	59

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования	60
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	61
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	64
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	66
4.7 Экологичность проекта.....	68
Заключение	69
Список сокращений	70
Список использованных источников	71

ВВЕДЕНИЕ

Реализация проекта освоения Федоровского месторождения является результатом комплексного подхода к освоению запасов нефти и газа, предусматривающего синхронное развитие проектов нефтегазодобычи, переработки сырья и транспортировки углеводородов. Инновационные решения позволили успешно решить технологические проблемы, обусловленные сложным строением месторождения, удаленностью от инфраструктур, сложными природными условиями. Применяемые технологические решения позволяют достигать высоких производственных и экономических показателей. «Федоровскнефть» является интеграционным проектом развития Ханты-Мансийском автономном округе. Высокие дебиты, скважины большого диаметра с горизонтальным окончанием, высокий газовый фактор и низкая температура пласта - все эти факторы потребовали нестандартных подходов к разработке, относительно тех, которые ранее применялись на месторождениях России. В данной бакалаврской работе мною рассмотрены особенности разработки Федоровского месторождения, представлен анализ действующего фонда, приведено обоснование применения горизонтальных скважин исходя из особенностей месторождения, физико-химических свойств нефти и условий залегания пластов.

1. Геологическая часть

1.1 Общие сведения о Федоровском месторождении

В административном отношении Фёдоровское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 40 км к северу от города Сургута, в 10 км к северо-востоку от разрабатываемого месторождения - Западно-Сургутского, в 45 км от месторождения проходит нефтепровод Нижневартовск - Усть-Балык - Омск - Тюмень - Курган - Альметьевск. Обзорная карта района представлена на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1- Обзорная карта района

В геологическом строении района принимают участие породы мезокайнозойского осадочного чехла, сложенные песчано-глинистыми отложениями юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к структуре 1 порядка Сургутского свода.

В 1963 году на Северо-Сургутской структуре была пробурена скважина №57, при опробовании интервала 2045 – 2050 из пласта БС₁ получен фонтан нефти, дебитом 15 м³/сут на 8мм штуцере. В дальнейшем Северо-Сургутская структура объединена с Федоровским месторождением.

Федоровское месторождение открыто в 1971 году скважиной 62, давшей промышленный приток из пластов БС₁₀ и БС₁₋₂ и газа с нефтеконденсатной смесью из пласта АС₄₋₉. В промышленную разработку вступило в 1973 году, разбуривание начато в 1972 году.

Район работ представляет собой слабо пересеченную, сильно заболоченную, неравномерно-заселенную равнину, приуроченную к широтному течению р. Обь.

Река Обь ограничивает рассматриваемую территорию с юга, имеет широтное направление течения. Ширина реки колеблется от 800 до 1500 метров, глубина 8-18 метров. В конце декабря лед становится прочным и возможно безопасное передвижение гусеничного транспорта. Ледоход на реках начинается в середине мая.

Непосредственно на рассматриваемой территории гидрографическая сеть представлена множеством ручьев и речек. Наиболее крупная из них река Черная – правый приток Оби.

Большая часть территории покрыта болотами и топями. В летнее время болота непроходимы для колесного транспорта, зимой часто встречаются непромерзшие участки, что представляет собой значительные трудности для передвижения техники, при транспортировке оборудования, при строительстве буровых.

Самое крупное озеро – Пильтон-Лор, имеет площадь около 100 км.

Растительность представлена смешанным лесом с преобладанием хвойных деревьев и тальниковыми кустарниками по берегам рек и притоков.

На Федоровском месторождении находится 45 археологических памятников, на территории которых запрещена промышленная деятельность нефтегазодобывающих организаций.

Климат данного района резко континентальный. Зима суровая, холодная и продолжительная. Лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны – осень и весна. Наблюдаются поздние весенние и ранние осенние заморозки, резкие колебания температуры в течение года и даже суток.

Осадков в районе выпадает много. Снежный покров держится 201 день. В течении года преобладают ветры западного и юго-западного направлений.

На месторождении пробурено, на 01.01.2002 г. 4790 скважин, из них добывающих 2593, нагнетательных 1018, 7 газовых, 103 водозаборные. Действующий фонд добывающих скважин – 2365, в бездействии находятся 227 (8.8% от всего добывающего фонда).

С начала разработки в целом по месторождению добыто 1319.2 млн. т жидкости, в продуктивные пласты закачено 1827.8 млн. м³ воды. Текущий средний дебит добывающей скважины по нефти – 8.8 т/сут, по жидкости – 85.8 т/сут.

За период 1991 – 2002 гг. на месторождении проведено 99 ГРП, дополнительно получено 782.5 тыс. тонн нефти. Пробурено 169 горизонтальные скважины (далее ГС), дополнительная добыча нефти составила 2597.5 тыс. тонн.

Месторождение находится в состоянии падающей добычи, в связи с чем появляется большой процент высвобождающихся мощностей по сбору, транспорту и подготовке нефти, электроснабжению, которые после проведения работ по реконструкции могут быть использованы при обустройстве скважин пласта АС4-8 и подключения новых залежей.

1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

1.2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

В геологическом строении Западно-Сибирской плиты принимают участие образования трех структурных этажей, два из них выделяются в составе фундамента.

Первый этаж сложен палеозойскими метаморфизованными, сильно дислоцированными породами. Их можно отнести к геосинклинальным тектоническим формам, консолидация которых происходила в докембрийское и поздне-герцинское время.

Отложения второго структурного этажа менее дислоцированы и формировались в период между геосинклинальным и платформенным геотектоническими этапами геологической истории развития Западно-Сибирской плиты.

Отложения третьего структурного тектонического этажа представлены мощными мезо-кайнозойскими образованиями платформенного чехла и характеризуются большим разнообразием литолого-фациальных комплексов

Литологический разрез месторождения слагают породы палеозойского складчатого фундамента и терригенные песчано-глинистые отложения платформенного мезозойского складчатого чехла. Он однотипен в пределах территории всего Сургутского свода. Литологический разрез Сургутского свода представлен на рисунке 1.2.

группа	система	отдел	ярус	свита	подсвита	пачка	пласт	глубина, м	литологическая колонка
Мезозойская	Меловая	нижний	А П Т	Альмская	нижняя	верхняя		1900	Литологическая колонка
					нижняя	нижняя			
юрская	верхняя		ГОТЕРИВ-БАРЕМ	Вартовская	верхняя	верхняя	A4	2000	Литологическая колонка
							A5		
							A6		
							A7		
							A8		
							A9		
					нижняя	Усть-Балык	B1	2100	Литологическая колонка
							B3-B2		
							B4		
							B5		
							B6	2200	Литологическая колонка
							B7		
							B8		
							B9		
		B10	2300	Литологическая колонка					
		B11							
		B15-12							
		B15-12							
		ачимовская	2500	Литологическая колонка					
		надачимовская							
		очимкинская							
		Б15-12							
		баженовская	2700	Литологическая колонка					
					нижняя	Ю1			
						верхняя			
					Тюменская				2800
Ю2									
	нижняя - средняя				2900	Литологическая колонка			
							Ю2		
					3000	Литологическая колонка			

- | | | | |
|---|------------------------|--|----------------------------------|
|  | Аргиллиты битуминозные |  | Пески и песчаники |
|  | Аргиллиты, глины |  | Пласты газо- или нефтенасыщенные |
|  | Алевриты | | |

Рисунок 1.2 – Литологический разрез Сургутского свода

Доюрские образования

Породы фундамента палеозойского возраста на месторождении не вскрыты. В скважине 131 и 202 (3224-3515) вскрыт также базальт разного цвета от темно-зеленого до черного и коричневатого-кирпичного, миндалекаменный.

Породы аналогичного облика встречены на ближайших к месторождению Савуйской (скважина 103), Сургутской (скв. 52), Яунлорской (скв. 30) площадях.

Преимущественно эффузивно-осадочные отложения объединяются в туринскую серию осадков, входящих в состав фундамента.

Средний состав базальтов и цалеритов, вскрытых Тюменской опорной скважиной, близок к составу базальтов на Фёдоровской площади [1].

Мезозойская группа

Юрская система

Нижний среднеюрский отдел представлен переслаиванием между собой серо-цветных песчаников, алевролитов и аргиллитов. Для свиты характерно ритмичное чередование аргиллитов темно-серых, серых со слабозеленоватым оттенком, алевролитов серых, крупнозернистых, сидеретизированных и песчаников серых, мелкозернистых, алевролитистых, аркозовых с многочисленными растительными остатками.

В кровле свиты залегает нефтеносный пласт ЮС2, литологически представленный переслаиванием песчаников темно-серых, плотных тонко- и мелкозернистых крепко сцементированных. Общая толщина пласта до 20 м. Толщина свиты достигает 250 м.

Верхнеюрский отдел представлен васюганской, георгиевской и баженовской свитами.

Васюганская свита вскрыта на различных участках месторождения, в основании которой залегают темные аргиллиты, местами битуминозные. Верхняя часть представлена чередованием темно-серых песчаников,

алевролитов и аргиллитов. В кровле свиты залегает песчаный пласт ЮС1. Толщина свиты достигает 103 м.

Георгиевская свита представлена черными аргиллитами. Встречаются единичные, прослои глинистого известняка. Толщина свиты от 2 до 7 м.

Баженовская свита литологически представлена аргиллитами тёмно-серыми, с коричневатым оттенком. На некоторых участках месторождения баженовская свита отсутствует, что вероятно связано с тектоническими движениями фундамента при формировании отложений баженовской свиты. Толщина свиты составляет 10-56 метров.

Меловая система

Отложения этой системы представлены двумя отделами: нижним и верхним. Нижний отдел складывается осадками мегионской, вартовской, алымской и нижней частью покурской свит. Верхний отдел представлен средней и верхней частью покурской, кузнецовской, ганькинской свитами.

Мегионская свита представлена глинистыми осадками с прослоями песчаников и алевролитов, которые группируются в крупные пачки и толщи. Так в основании свиты выделяется глинистая подачимовская пачка, толщиной до 105 м. Выше залегает ачимовская толща, представленная чередованием песчаников и аргиллитов. Эти отложения в основном не продуктивны. Общая толщина ачимовской толщи достигает 211 метров.

Вышележащая толща пород сложена темно-серыми аргиллитами с прослоями песчаников, в разрезе которой выделяются продуктивные пласты БС10-11. Эти пласты перекрываются глинами чеускинской пачки, общей толщиной от 36 метров и выше.

В толще этих глин выделяется продуктивный пласт БС10. Проницаемые прослои продуктивных пластов сложены мелко- и среднезернистыми песчаниками с прослойками глинистого алевролита. Общая толщина мегионской свиты до 506 метров.

Вартовская свита представлена двумя подсвитами: нижняя и верхняя. Первая же объединяет песчаные пласты, именующиеся как группа пластов "Б" в нее входят два нефтеносных пласта БС1 и БС2.

Над пластами БС1 и БС2 залегает пимская глинистая пачка, которая в верхней части опесчанивается на некоторых участках месторождения. Толщина колеблется от 7 до 49 метров.

Верхняя подсвита сложена переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов. В разрезе подсвиты выделяются песчаные пласты АС4-12, из которых являются нефтенасыщенными: АС4, АС5-8, АС7-8, АС9. Толщина вартовской свиты до 434 м.

Алымская свита представлена аргиллитами темно-серыми, почти черными в средней части, песчаниками и алевролитами. Толщина ее достигает 132 метров.

Покурская свита представлена неравномерным переслаиванием алевролито-песчаных и глинистых пластов, и пачек различной толщины, плохо выдержанных по площади. Нижняя часть свиты представлена переслаиванием песчаников, алевролитов, глин аргиллитоподобных и аргиллитов. В верхней части покурской свиты выделяется мощная песчано-алевритово-глинистая толща пород. Толщина покурской свиты достигает 843 метра.

Кузнецовская свита представлена глинами темно-серыми, местами алевролитистыми глинами. Толщина свиты до 29 м.

Ганькинская свита однообразна: нижняя часть слагается глинами темно-серыми; верхняя часть представлена глинами серыми с зеленовато-голубоватым оттенком. Толщина свиты 86 м.

Палеогеновая система

Представлена талицкой, люлинворской, тавдинской, алтимской, новомихайловской, туртасской свитами. В сложении преобладают глины серые, темно-серые, зеленоватые, чередованием песков, глин, алевролитов.

Талицкая свита сложена глинами темно-серыми, однородными, местами алевролитистыми. Толщина свиты до 120 м.

Люлинворская свита представлена глинами серыми и темно-серыми, аргиллитоподобные с гнездами глауконита. Толщина свиты до 203 м.

Тавдинская свита представлена глинами зелеными, вязкими с присыпками и гнездами алевролита, с прослоями и линзами глинистого сидерита. Толщина свиты до 170 м.

Атлымская свита представлена песками серыми, мелкозернистыми, кварцевыми, в верхней части чередование глин и песков с прослоями бурых углей. Толщина свиты до 100 м.

Новомихайловская свита представлена чередованием глин, песков, алевролитов и бурых углей. Толщина - до 80 метров.

Туртасская свита сложена алевролитами серыми, сильно глинистыми. Толщина свиты не превышает 40 м.

Четвертичная система

Отложения представлены песками, алевролитистыми глинами с галькой и гравием. Современные осадки представлены пойменным аллювием и покровными отложениями. Толщина отложений не превышает 40 метров [2].

1.2.2 Тектоника и общий структурный план

Западно-сибирская нефтегазоносная провинция территориально приурочена к Западно-Сибирской плите. За сравнительно короткий срок в результате интенсивных поисковых и разведочных работ в этой провинции открыты такие месторождения нефти и газа, как Федоровское, Уренгойское, Медвежье, Самотлорское, Мамонтовское и др.

В тектоническом отношении Западно-сибирская плита разделяется на три крупных надпорядковых региональных тектонических элемента - Внешнюю, Центральную и Северную тектонические области. Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты приведена на рисунке 1.3.

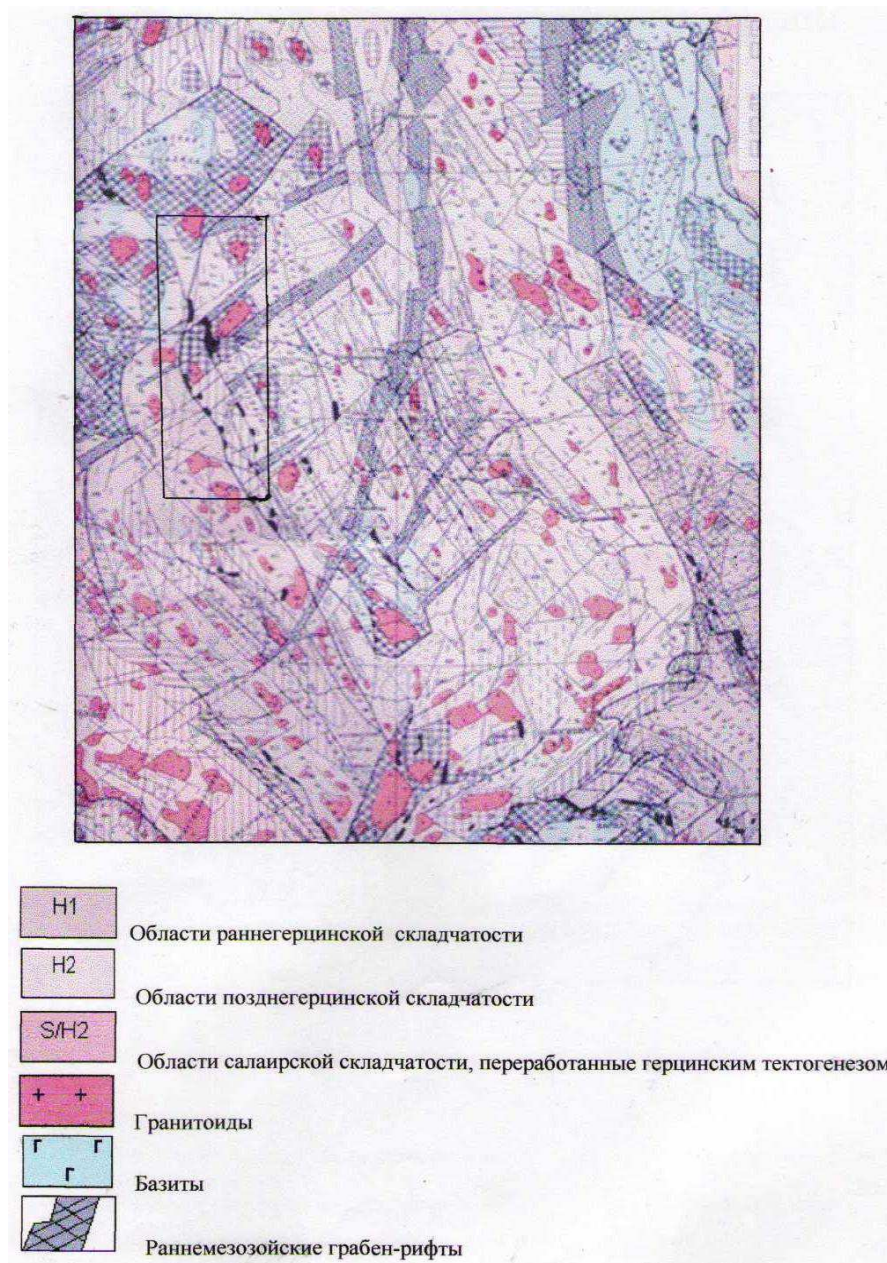


Рисунок 1.3 - Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты

Территория Внешней тектонической области имеет площадь около 1,43 млн. км², глубина до фундамента, как правило, не превышает 2000 м. Здесь преобладают незамкнутые и полужамкнутые структуры различных порядков типа выступов, моноклиналей и структурных носов. Впадины развиты меньше.

Центральная тектоническая область имеет площадь 0,95 млн. км². В ее пределах преобладают замкнутые структуры I и II порядков типа сводов, мегавалов, валов, куполовидных поднятий, мегавпадин, мегапрогибов, впадин и прогибов. Своды и мегавалы имеют амплитуду по поверхности фундамента до

400-600 м, при этом вверх по разрезу амплитуда их уменьшается примерно в 10 раз по отложениям верхнего мела и палеогена.

Северная тектоническая область имеет площадь около 0,92 млн.км². В пределах ее отмечаются наиболее резкие перепады глубин до фундамента и характерны крупные замкнутые структуры I и II порядков типа валов, мегавалов, мегапрогибов и прогибов. Амплитуда их по поверхности фундамента достигает 1000-1500 м. В этой области под юрскими отложениями предполагается развитие пермо-триасовой толщи значительной мощности.

В пределах Западно-Сибирской низменности многими исследователями выделяется три структурно-тектонических этажа.

Нижний – геосинклинальный, образует складчатый фундамент допалеозоя и палеозоя.

Средний – объединяет орогенные, переходные и платформенные группы формаций в палеозойское и раннемезозойское время.

Верхний – платформенный, мезозойско-кайнозойского времени, формировался в условиях длительного погружения фундамента

Согласно тектонической схемы, Фёдоровское месторождение приурочено к Фёдоровскому куполовидному поднятию II порядка, расположенному в центральной части Сургутского свода - положительной структуры I порядка. Тектоническая карта мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты представлена на рисунке 1.4.

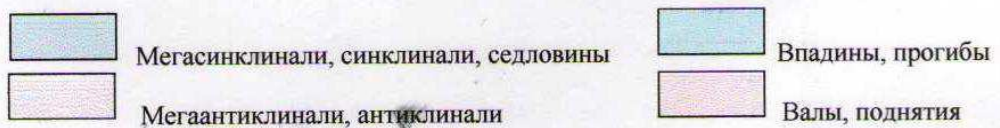
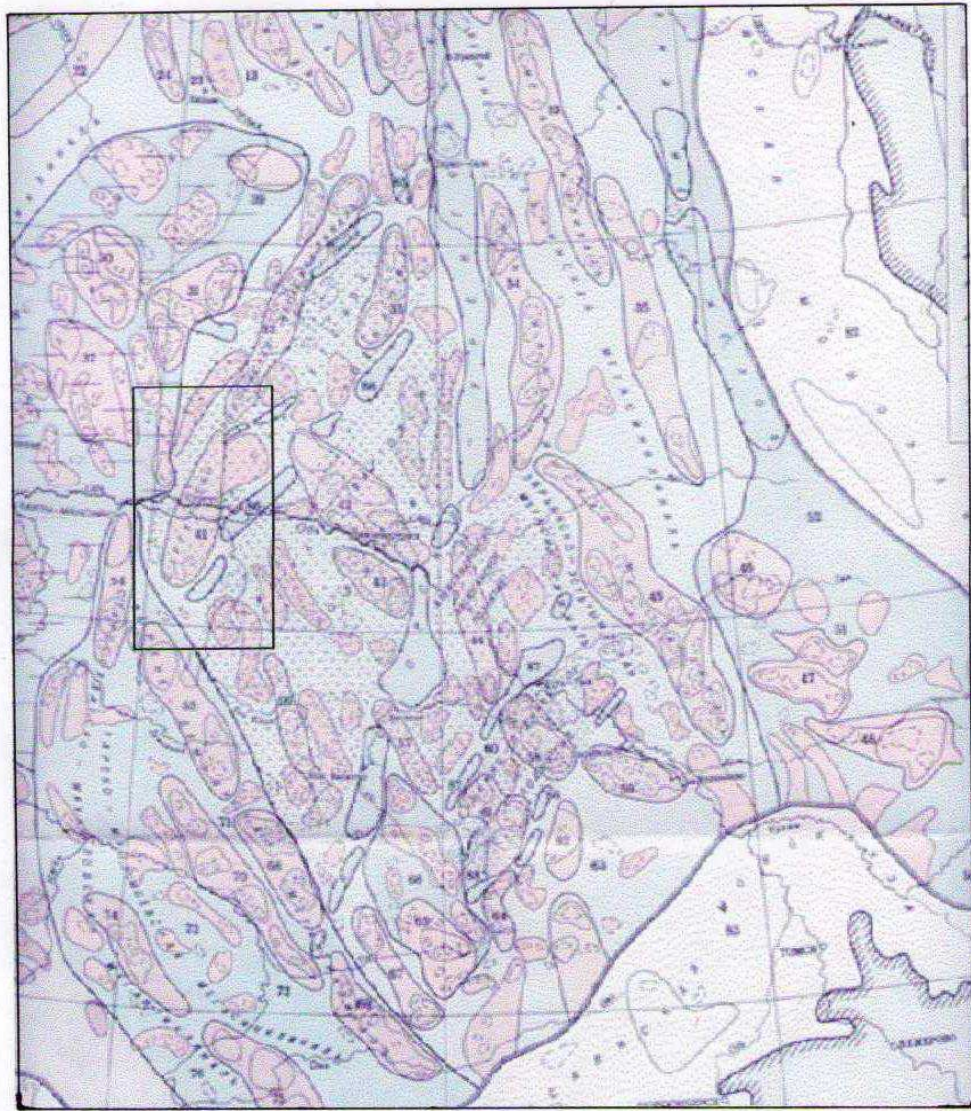


Рисунок 1.4 - Тектоническая карта мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты

В течение 1976-1980 гг., а также в период 1985-1986 гг., на изучаемой площади были проведены дополнительные сейсмические работы, с учётом которых построена структурная карта по отражающему горизонту "Б".

По отражающему горизонту "Б" Фёдоровская структура II порядка представляет собой крупную брахиантиклинальную, изометрическую складку, с сильно изрезанными в структурном плане очертаниями. Структура осложнена куполовидными поднятиями III порядка, оконтуривающимися изогипсами 2600-2625 м.

Из структуры III порядка самым южным из поднятий является Северо-Сургутское, которое вытянуто в меридианном направлении. Оконтуривающая изогипса 2600 м.

В западной части Фёдоровской структуры расположено поднятие III порядка, оконтуривающееся изогипсой 2600 м. Это поднятие имеет линейно-вытянутую форму в меридианном направлении.

На востоке Фёдоровская структура граничит с Моховым поднятием, отделяясь от него неглубоким прогибом. Моховое поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку, имеющую северо-восточное простирание. Само поднятие оконтуривается изогипсой 2600 м.

Все перечисленные поднятия: Северо-Сургутское, Фёдоровское, Моховое с юга, севера и востока оконтуриваются общей изогипсой 2625 м и представляют собой крупную антиклинальную складку неправильной формы, вытянутую в меридианном направлении, с восточным и западным ответвлениями. С запада изогипса 2625 м раскрывается на Яунлорскую группу поднятий.

К востоку от Мохового поднятия расположено Восточно-Моховое, которое по замыкающей изогипсе 2625 м.

Таким образом Фёдоровское месторождение включает несколько поднятий: Северо-Сургутское, Фёдоровское, Варенское, Моховое, Оленье, Восточно-Моховое.

По кровле пласта БС10 Фёдоровское куполовидное поднятие оконтуривается изогипсой 2260 м. Все локальные структуры III порядка, внутри этого контура выделяются, довольно, чётко и представляют собой брахиантиклинальные складки, различной ориентации. К наиболее крупным на

рассматриваемой территории относятся три структуры: Моховая, Фёдоровская, Восточно-Моховая. Структурные планы по кровле продуктивных пластов сходны.

Промышленные скопления нефти пласты ЮС2, БС16, БС10, БС¹10, БС2, АС9, АС7-8, АС¹6, АС5-8. Общий этаж нефтеносности составляет 1000 м [3].

1.2.3 Нефтегазоносность

Федоровское газонефтяное месторождение расположено в центральной части Сургутского свода, для которой характерны многочисленные залежи с газовыми шапками в пластах группы АС и нефтяных пластах группы БС. Схема размещения месторождений Сургутского нефтегазоносного района приведена на рисунке 1.5.

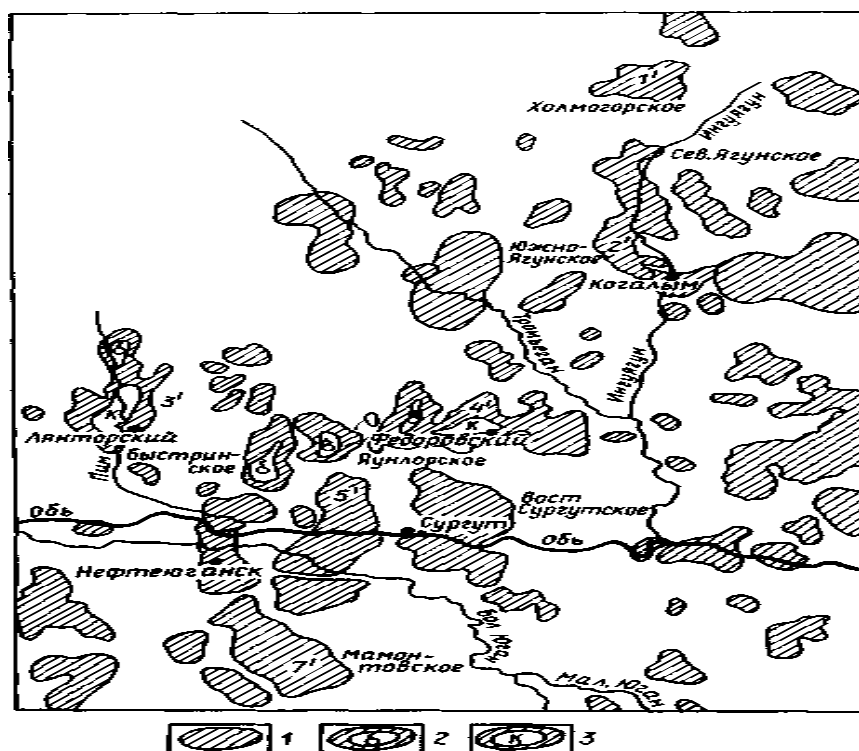


Рисунок 1.5 - Схема размещения нефтяных (1), нефтегазовых (2) и нефтегазоконденсатных (3) месторождений Сургутского нефтегазоносного района

Газо-нефтеносными являются пласты АС4-8, АС9, БС1-2, БС10/1, БС10. Далее приведена характеристика подсчетных объектов и залежей Федоровского месторождения, дано обоснование ВНК и ГНК.

Продуктивный пласт ЮС2 приурочен к кровле тюменской свиты, вскрыт и опробован в 50 скважинах. Согласно исследованиям керна пласт ЮС2 интерпретируется как нефтенасыщенный лишь в 7 скважинах из 14, в остальных - либо водонасыщен, либо характер насыщения неясен. Эффективные толщины по последним скважинам колеблются от 1,2 до 9,2 м, нефтенасыщенные от 1,2 до 6,0 м. Дебиты нефти также имеют широкий диапазон изменения - от 12 м³/сутки при фонтанировании до 0,34 м³/сутки при динамическом уровне 1200 м.

Ввиду сложного строения пласта, невыдержанности его по площади и по разрезу, удаленности скважин друг от друга на данной стадии изученности этих отложений не представляется возможным выделить нефтяные залежи и обосновать ВНК, поэтому совместным решением «Главтюменьгеологии» и «Главсургутнефтегаза» границы залежи на Федоровском месторождении проведены условно.

Залежь пласта БС19 находится в отложениях ачимовской толщи мегионской свиты. Пласт выражен линзовидным чередованием мелкозернистых известковых песчаников, серых глин и алевролитов. Дебиты нефти при динамическом уровне 1240 м достигают 16 м³ /сутки. Водонефтяной контакт предполагается на отметке 2500 м. Высота залежи -75 м. Залежь нефтяная, пластово-литологическая, с коллекторами порового типа.

В отложениях ачимовской толщи признаки нефтеносности отмечены в пласте БС16 на собственно Федоровской площади. Залежь вскрыта четырьмя скважинами, в двух из которых получены промышленные притоки нефти соответственно 25,9 м³ /сутки на штуцере 6 мм и 12 м³/сутки при $H_{\text{дин}} = 884$ м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,8 до 6,6 м. Залежь примыкает к зоне неколлектора, вскрытой соседними скважинами.

В состав верхней части мегийонской свиты (нижний отдел меловой системы) входит толща пород, в разрезе которой выделяется продуктивный пласт БС10. Залежь пласта БС10 является основным эксплуатационным объектом, охватывает значительную площадь, объединяя общим контуром нефтеносности почти все осложняющие Федоровскую структуру купола. Исключением является Северо-Сурутский купол, который отделяется от остальных относительно глубоким прогибом. Пласт БС10 имеет сложное строение, литологически неоднороден, фациально изменчив как по разрезу, так и по площади. При детальной корреляции разрезов скважин пласт разделен на две пачки - верхнюю и нижнюю. Верхняя пачка представлена монолитными песчаниками, хотя характер распространения ее в восточной и западной частях месторождения различен по сравнению с центральной. В восточной части месторождения (Восточно-Моховая площадь) общая толщина верхней пачки не превышает 8,0-17,0 м, уменьшение толщины происходит в юго-восточном направлении до 2,0 м. В западной части месторождения (Федоровская площадь) верхняя пачка имеет общую толщину 10,0-13,0 м.

В центральной части (Моховая площадь) общая толщина резко возрастает до 40,0 м. Максимальная нефтенасыщенная толщина верхней пачки по месторождению - 27,5 м.

Нижняя пачка представлена переслаиванием глинистых и песчаных разностей. В некоторых скважинах нижняя пачка полностью глинизируется. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0 до 19,1 м. Пласт БС10 характеризуется в основном очень высокой продуктивностью. В зависимости от физико-литологических свойств коллектора дебиты нефти изменяются от 6,6 м³/сутки и выше. Устойчивость дебитов подтверждается длительной эксплуатацией. Коллекторские свойства пласта достаточно высоки: пористость 25 - 24%, нефтенасыщенность - 0,68, коэффициент песчаности - от 0,43 до 0,56, проницаемость составляет $(443-571) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Наибольшие нефтенасыщенные толщины вскрыты на Моховой площади - 27,5 м, наименьшие на Восточно-Моховой площади.

Среднее значение ВНК 2242,6 - 9,2 м. Отклонения связаны с водонасыщенными линзами, не связанными с основным пластом, а также тенденцией к понижению уровня ВНК с северо-запада на юго-восток. Залежь пластово-сводовая высотой 70 м, размерами 38*47 км [4].

В толще чеускинской пачки глин выделен нефтеносный пласт БС¹10. Песчаники пласта БС¹10 распространены по всем поднятиям Федоровского месторождения, но нефтенасыщенные коллекторы только на собственно Федоровском и Восточно-Моховом. На Федоровском поднятии пласт БС¹10 имеет сложное линзовидное строение. Здесь выявлены три основные и несколько второстепенных небольших залежей. В пределах Восточно-Моховой площади в пласте БС¹10 выделяются три залежи. Коллекторские свойства пласта изменяются по площадям. На Федоровской площади пористость 23%, нефтенасыщенность 0,63, проницаемость 0,206 мкм², тогда как на Восточно-Моховой площади все эти значения существенно выше (пористость 24%, нефтенасыщенность 0,66-0,69, коэффициент песчаности 0,61-0,49, проницаемость 0,386 мкм²). Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,4 до 8,4 м. На Восточно-Моховой площади нефтенасыщенные толщины достигают 11 м, пласт БС¹10 имеет монолитное строение, в отличие от линзовидного, прерывистого строения на Федоровской площади.

К нижней подсвите вартовской свиты (нижний отдел меловой системы) относятся нефтеносные пласты БС1-2. Они обладают хорошими коллекторскими свойствами и объединяются в единый гидродинамический резервуар.

Пласт БС2 присутствует на Федоровской и Моховой площадях. Разведочными и добывающими скважинами вскрыты в пласте несколько различных по высоте и площади нефтяных залежей. Две из них приурочены к Федоровской площади, три - к Моховой. Коллекторские свойства пласта: пористость 27 %, нефтенасыщенность - 0,66-0,71 (значения изменяются по площадям и залежам), коэффициент песчаности 0,54-0,65, проницаемость

0,717 мкм². Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,8 до 14 м, среднее значение - 4,9 м.

Залежи пласта ВС1 выявлены на Федоровском, Моховом и Северо-Сургутском поднятиях. На большей части площади пласт имеет сравнительно небольшую толщину, преимущественно 2,5-4 м. Наибольшие толщины вскрыты на Северо-Сургутской площади - до 8 м. Емкостно-фильтрационные свойства пласта: пористость 26-27%, нефтенасыщенность 0,66-0,71, коэффициент песчаности 0,45-0,60, проницаемость 0,621 мкм². Дебиты нефти при работе на 8-мм штуцере достигают 82 м³/сут. Водонефтяной контакт определен на отметке - 1980 м. Залежь нефтяная, пластовая, с коллекторами порового типа.

В разрезе верхней подсвиты, вартовской свиты, выделяется ряд песчаных пластов, шесть из которых являются нефтеносными: АС4, АС5-8, АС5-8, АС9.

Пласт АС9 характеризуется литологической неоднородностью как по разрезу, так и по площади. Строение пласта сложное. На собственно Федоровском поднятии выделяются три отдельные залежи пласта АС9, кроме того на сочленении Федоровской и Моховой площадей выделены две небольшие водонефтяные залежи.

На юге Федоровской площади пласт, больший по толщине, к северу расчленяется на несколько проницаемых прослоев.

Газовую шапку имеет лишь одна залежь, размеры которой составляют - 1,75*1,4 км.

Коллекторские свойства пласта: пористость 26-27% нефтенасыщенность 0,62-0,70, коэффициент песчаности 0,47-0,59, проницаемость 0,609-0,943 мкм². Нефтенасыщенные толщины по залежам изменяются от 0,4 до 15,2 м, среднее значение 4-5 м. Газонасыщенная толщина 4,1 м.

Залежи пластов АС7-8. Пласт вскрыт всеми пробуренными на месторождении скважинами, имеет толщину 24,5 м. На Федоровском поднятии в пласте образовались две самостоятельные залежи, в пределах которых он отделяется от выше- и нижезалегающих пластов надежным глинистым

разделом. В связи с этим пласт имеет свои отметки ВНК и ГНК. На остальных площадях месторождения он объединяется в одну гидродинамическую систему с пластами АС5-6, поэтому выделен в единый объект АС5-8. Пласт АС7-8 по геофизическим данным имеет низкие коллекторские свойства: пористость 24% , нефтенасыщенность 0,54, коэффициент песчаности 0,54-0,65, проницаемость 0,106-0,162 мкм². Нефтенасыщенные толщины достигают 15 м, в среднем составляют 6,3 м.

Залежь пластов АС5-8 практически занимает всю площадь Федоровского месторождения. Единым контуром нефтеносности объединены площади многочисленных ловушек (собственно Федоровское, Северо-Сургутское, Моховое, Восточно-Моховое поднятия). Пласты группы АС5-8 Мохового и Восточно-Мохового участка гидродинамически взаимосвязаны с пластами АС5-8 Федоровской площади.

Добывающие скважины вскрыли в разрезе пластов АС5-8 зоны, характеризующиеся двухфазным насыщением (сверху - газ, внизу - вода). Это объясняется наличием большой (до 10 м) глинистой перемычки между газо- и водоносными пропластками.

Коллекторские свойства пласта: пористость 26% , нефтенасыщенность 0,65, коэффициент песчаности 0,52-0,66, проницаемость 0,377-0,726 мкм². Нефтенасыщенные толщины в пределах залежи составили 0,4-19,3 м, газонасыщенные - 0,6-30,6 м.

Залежь пласта АС5-8 пластово-сводовая, размеры ее 31,5 X 41 км, высота 55 м.

Залежь пласта АС4 газонефтяная, по размерам самая крупная на Федоровском месторождении, практически присутствует на всех площадях. От нижележащих пластов АС5-8 пласт АС4 отделен глинистой перемычкой, которая не выдержана по толщине и по площади, поэтому в скважинах, где происходит слияние этих пластов принята условная граница раздела. Пласт представлен песчаниками с прослоями глин и алевролитов. Дебиты нефти через 11-мм штуцер достигают 42 м³/сут.

Начальная нефтенасыщенность пласта 0,61-0,67, пористость 26%, коэффициент песчаности 0,47, проницаемость 0,450 мкм². Эффективная газонасыщенная толщина колеблется от 0,4 до 21,6 м, нефтенасыщенные толщины изменяются от 0 до 11,1 м.

Залежь пласта АС4 газовая с нефтяной оторочкой, пластово-сводового типа, с коллекторами порового типа, размеры ее 51,2 X 36,4 км, высота 65 м.

Характеристика пластов – коллекторов Федоровского месторождения приведена в таблице 1.1.

Пластовая нефть по всем объектам разработки месторождения характеризуется высокой степенью пережата. Средние значения плотности пластовой нефти находятся в диапазоне 835-872 кг/м³, вязкость 5,54-9,45 мПа*с.

Практически во всех случаях по мере уменьшения глубины залегания пластов снижаются пластовые давления и температуры.

Нефти всех пластов недонасыщены газом, давление насыщения их ниже пластового и изменяется в диапазоне 7-15 МПа. Всем пластам свойственна одна и та же закономерность изменения свойств пластовых нефтей. От сводовых частей к зонам ВНК снижаются газовый фактор, давление насыщения, возрастают плотность и вязкость нефти. Разгазированные нефти всех пластов сернистые, парафинистые. Нефти пласта АС5-8 содержат фракции до 350⁰С меньше 45%, нефти пластов БС2, БС10, ЮС2 - больше 55%, нефти остальных пластов - от 45 до 54,9%.

Нефти пластов АС9, БС10 малосмолистые, нефти остальных пластов - смолистые. Нефти пласта ЮС1 – легкие, пластов БС2, БС10, БС16, ЮС2 средней плотности, пластов АС4, АС5-8, АС7-8, АС9 – тяжелые.

Нефтяной газ стандартной сепарации сухой в пласте АС5-8, молярная доля метана в нем составляет 91,7%, наиболее жирный - в пластах БС10 и ЮС2, содержание метана в последних соответственно 71,7 и 69,4%, в остальных тазак доля метана 79-89% .

Пластовые воды нижней части неокомского комплекса гидрокарбонатно-натриевого типа. К верхней части приурочены воды преимущественно хлоридно-кальциевого, реже гидрокарбонатно-натриевого, еще реже хлоридно-магниевых типов. Пластовые воды характеризуются низкой минерализацией - не более 20,56 г/л, причем средняя минерализация по пластам изменяется незначительно - от 13,42 (пласт АС7-8) до 17 г/л (пласт АС4). Присутствие сульфат-иона отмечено в 19% исследованных скважин пласта БС10 (4-25 мг/л), 57% скважин пласта БС1 (4-46 мг/л) и 25% скважин пластов АС5-6 (39-60 мг/л). Более 90% солевых компонентов приходится на ионы хлора и натрия. Из микроэлементов в водах присутствуют (мг/л): бром (34-81,5), йод (2,5-42,1), бор (4,4-50), фтор (0,2-3), кремний (4-41).

Анализ данных о составе пластовых вод указывает на перенасыщение их солями жесткости, что приводит к выпадению осадка карбонатов кальция и магния при разработке месторождения. Кроме того, этот процесс будет усугубляться из-за генетической несовместимости пластовых вод с пресными и сеноманскими водами, закачиваемыми в пласт для поддержания пластового давления.

В процессе разработки месторождения в условиях заводнения происходит постепенное внедрение в пласт пластовых или нагнетаемых вод. Наличие процесса пропитки нефтеносных пород указывает на предпочтительно гидрофильный характер поверхности минералов. Увеличилось в коллекторах и содержание остаточной воды: в коллекторах юрских пластов остаточная водонасыщенность в среднем 54-65%, в основном продуктивном горизонте БС10 - 36%, в остальных - 25-30%. Остаточная нефтенасыщенность в коллекторах пластов АС4-8, БС1-2, БС10 и ачимовской пачки соответственно: 25,2; 24,8; 23,8; и 27,5.

Величина коэффициента вытеснения по зонам, залежам, пластам Федоровского месторождения рассчитана с использованием данных по определению начальной и остаточной нефтенасыщенностей на образцах керна и составляет для пласта АС4, АС5-6, АС7-8, АС9, БС1, БС2, БС10, БСв10,

БСн10 соответственно 0,514-0,633; 0,547-0,623; 0,555-0,617; 0,522-0,555; 0,612-0,635; 0,565-0,64; 0,618-0,624; 0,639-0,66; 0,603-0,683 и 0,542-0,634.

В настоящее время на месторождении в промышленной эксплуатации находятся залежи нефти пластов АС9, БС1-2, БС¹10, БС10, опытно-промышленные работы ведутся на газонефтяной залежи пластов АС4-8, пробная эксплуатация пласта ЮС2 осуществляется единичными углубленными скважинами вышезалегающих объектов разработки [5].

1.3 Характеристика продуктивных пластов

Под геолого-промысловой характеристикой продуктивного пласта понимают сведения о его коллекторских и механических свойствах, насыщенности нефтью, газом и водой. Промышленные скопления нефти в основном приурочены к среднеюрским отложениям. Общий этаж нефтеносности составляет 1000м. Коллекторские свойства пород продуктивного разреза Федоровского месторождения охарактеризованы данными лабораторного исследования керна и результатами интерпретации материалов ГИС. Основные геолого-физические характеристики продуктивных пластов Федоровского месторождения представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Характеристика продуктивных пластов

Показатели	Пласты							
	АС4	АС5-8	АС7-8	АС9	БС1	БС2	БС10	БС10
Возраст отложений	Мел (вартовская свита)						Мел (мегионская свита)	
Глубина залегания, м	1775	1807	1825-1853	1825-1854	1825-1855	1825-1856	1825-1857	1825-1858
Площадь нефтеносности, км ²	187	7903	444	351	2017	361	1643	8507
Нефтенасыщенная толщина пласта, м	4,3	5,6	6,3	7,3	8,3	9,3	10,3	11,3
Пористость, %	25,6	26	24	26	26	27	24	24

Окончание таблицы 1.1

Показатели	Пласты							
	АС4	АС5-8	АС7-8	АС9	БС1	БС2	БС10	ВС10
Проницаемость, мкм ²	0,507	0,532	0,025	0,269	0,248	0,363	0,219	0,265
Коэффициент нефтенасыщенности	0,59	0,63	0,54	0,67	0,64	0,66	0,67	0,68
Коэффициент расчлененности	1,6-2,14	5,7-9,5	5,6	4,1-4,6	1,6-2,7	3,98-4,3	2-2,4	5-9,7
Начальное пластовое давление, Мпа	18,8	18,8	18,8	19	20,5	20,5	220	23,1
Пластовая температура, С	—	'58	55	58	62	59	67	66

1.4 Физико-химические свойства нефти

Исследование глубинных проб проведено по 27 пробам из 10 скважин. Все анализы качественные и параметры нефтей закономерно изменяются от при контурных участков к сводам. Вязкость нефтей в пластовых условиях изменяется от 1 МПа*с до 7,53 МПа*с, газосодержание доходит до 105 м³/т. В таблице 1.2 представлены физико-химические свойства нефти.

Таблица 1.2 – Физико-химические свойства нефти

Показатели	Пласты								
	АС4	АС5-8	АС7-8	АС9	БС1	БС2	БС10	ЮС1	ЮС2
Плотность при 20 ⁰ С, кг/м ³	913	913	910	900	987	888	857	835	867
Вязкость, МПа*с:									
в повер-х условиях	48,6	67,7	55,4	41,6	71,8	31,4	10,3	19	33,5
в пласт-х условиях	7,53	7,53	-	5,54	5,59	9,45	1,4	0,68	2,52
Газовый фактор, м ³ /т	51	51	-	59	47	25	91	105	45
Давление насыщения, Мпа	14,6	13,8	7;9	13,6	12,3	6,2	15,3	13,1	9,9

Окончание таблицы 1.2

Показатели	Пласты								
	АС4	АС5-8	АС7-8	АС9	БС1	БС2	БС10	ЮС1	ЮС2
Содержание, в %									
серы	-	1,2	1,1	1	1,9	-	1,1	1,3	1,4
асфальтенов	2,7	-	3,7	3,3	3	2,1	-	1,8	2,2
парафинов	3	2	2,6	2,8	3,6	-	3,8	3,5	2,9

1.5 Сведения о запасах углеводородов

Запасы нефти, растворенного газа, газа газовых шапок и конденсата Федоровского месторождения утверждены в 2010 году Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых Минприроды России (протокол от 16.04.2010 г. №2179) по 21 подсчетному объекту [6]. Запасы углеводородов, утвержденные ГКЗ, приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Сведения о запасах углеводородов

Добываемый объект	Категория запасов
Начальные геологические запасы	
Нефти	2365752 тыс.т по категориям ВС ₁ 214669 тыс.т по категории С ₂
Газа, газовых шапок	220316 млн.м ³ по категории С ₁ 1633 млн.м ³ по категории С ₂
Конденсата	7975 тыс.т по категории С ₁ 60 тыс.т по категории С ₂
Начальные извлекаемые запасы	
Нефти	810546 тыс.т по категориям ВС ₁ 36811 тыс.т по категории С ₂

Окончание таблицы 1.3

Добываемый объект	Категория запасов
Начальные извлекаемые запасы	
Растворенного газа	61191 млн.м ³ по категориям ВС ₁ 2088 млн.м ³ по категории С ₂
Конденсата	6899 тыс.т по категории С ₁ 52 тыс.т по категории С ₂
Коэффициенты извлечения нефти	
	0.343 по категориям ВС ₁ 0.171 по категории С ₂
Коэффициенты извлечения конденсата	
	0.865 для запасов категории С ₁ 0.865 для запасов категории С ₂

Вывод: В заключении главы можно сказать, что Федоровское месторождение открыто в 1971 году, в промышленную разработку вступило только в 1973 году. Местность сильно заболочена, не на все кусты проведена железобетонная дорога, что составляет сложность для передвижения бригад ПРС и КРС. Большая продолжительность зимы.

В геологическом строении принимают участие образования трех структурных этажей. Литологический разрез слагают породы палеозойского складчатого фундамента и терригенные песчано-глинистые отложения платформенного мезозойского складчатого чехла. Фёдоровское месторождение приурочено к Фёдоровскому куполовидному поднятию II порядка.

Для месторождения характерны многочисленные залежи с газовыми шапками в пластах группы АС и нефтяных пластах группы БС. Отложения относятся к меловому периоду, средняя глубина залегания составляет 1800 м. Нефтенасыщенные толщины варьируются от 4,7 до 11,3 м.

2 Технологическая часть

2.1 Основные этапы проектирования разработки Федоровского месторождения

За все время было составлено 19 проектных технологических документов на разработку Федоровского нефтегазоконденсатного месторождения. Данное месторождение было введено в разработку в 1973 году на основании «Технологической схемы ОПЭ первоочередного участка», составленной Гипротюменнефтегаз и утвержденной бюро ЦКР МНП для объектов БС10 и БС1.

В последующем процессе разработки производилась корректировка программ геолого-технических мероприятий по реализации проектных решений и технологических показателей разработки, без изменения принципиальных положений проектных документов.

В 2010 году ТО «СургутНИПИнефть» был составлен «Проект разработки Федоровского месторождения».

По результатам рассмотрения работы ЦКР Роснедр по УВС постановила:

- выделение десяти эксплуатационных объектов: пласты АС4-8, АС6/1, АС7-8, АС9, БС1-2, БС10/1, БС10, БС14-19, ЮС1, ЮС2;
- общий фонд скважин (запасы категорий BC_1C_2) – 11507, в том числе добывающих – 7231 (из них ГС – 1346), нагнетательных – 3819 (из них ГС – 26), наблюдательных – 7, газовых – 21, водозаборных – 429;
- общий фонд скважин (запасы категорий BC_1) – 9250, в том числе добывающих – 5648 (из них ГС – 1315), нагнетательных – 3145 (из них ГС – 26), наблюдательных – 7, газовых – 21, водозаборных – 429;
- применение технологии зарезки боковых стволов при капитальном ремонте скважин;

- местоположение и количество скважино-точек для зарезки боковых стволов определять (уточнять) ежегодно на основе текущего анализа выработки запасов;
- достижение КИН по категориям В+С₁ 0.356, в том числе по объектам представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Проектные данные по достижению КИН.

Объект	КИН, д.ед.	К _{выт.} , д.ед.	К _{охв.} , д.ед.
АС4-8	0.240	0.491	0.489
АС6/1	0.185	0.453	0.409
АС7-8	0.213	0.377	0.565
АС9	0.466	0.510	0.914
БС1-2	0.320	0.615	0.520
БС10/1	0.400	0.607	0.659
БС10	0.465	0.616	0.755
БС14-19	0.318	0.500	0.636
ЮС1	0.395	0.578	0.683
ЮС2	0.224	0.438	0.511

2.2 Анализ эффективности применения горизонтальных скважин

Добывать высокообводненные, трудноизвлекаемые запасы нефти невозможно или малорентабельно без использования методов интенсификации и увеличения нефти отдачи. Практика нефтяных компаний показывает, что наиболее эффективным методом увеличения нефти отдачи является систематическое бурение скважин с горизонтальным окончанием.

Горизонтальный ствол проходящий по продуктивному горизонту на десятки, сотни метров соединяет друг с другом участки ранее не вовлеченные в разработку неоднородные, низкопроницаемые, слабо дренируемые, кавернообразные и трещинообразные участки пласта.

Данная методика не только увеличивает скорость фильтрации в межскважинном пространстве, но и повышает степень охвата пласта

увеличивая конечную нефтеотдачу [8].

Чаще всего горизонтальные стволы применяют при зарезке бокового ствола. Зарезка бокового ствола это новая жизнь малодебитной скважины. Первоочередными объектами для ЗБС следует рассматривать простаивающие скважины: бездействующие, пьезометрические, законсервированные и скважины, находящиеся в эксплуатации на нефть с предельно низким, нерентабельным дебитом, в которых существующие методы увеличения продуктивности исчерпаны и не дают положительного результата.

Стоит отметить, что горизонтальные стволы являются адресными мероприятиями. Основными объектами разбуривания являются образовавшиеся при площадных системах размещения скважин, в процессе разработки нефтяных месторождений, целики нефти в недренируемых и слабо дренируемых участках залежи, расположенных между добывающими скважинами, в зонах распространения коллекторов с ухудшенными геологофизическими характеристиками, которые не вытесняются нагнетаемой водой [9].

Скважины с горизонтальным окончанием широко используется, как в отечественной нефтяной промышленности, так и за рубежом. Метод нашел широкое применение в условиях Западной Сибири, в частности на Федоровском месторождении, с целью вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефтегазовой залежи пласта ЮС 2, а так же целиков нефти группы пластов АС не охваченные и не веденые в разработку ранее [10].

Пласты группы ЮС обладают низкими фильтрационными свойствами, что затрудняет их эксплуатацию. Поэтому целесообразно использовать методы увеличения нефти отдачи, одним из которых является систематическое бурение ГС. Особое внимание стоит уделить пласту ЮС2, так как в пласте ярко выражена высокая зональная неоднородность, а его фильтрационные способности очень низкие. При таких низких фильтрационно-емкостных свойствах, пласт без проведения мероприятий не сможет дать промышленный

приток. Данный объект разработки целесообразно эксплуатировать скважинами с горизонтальным окончанием и совместным проведением гидравлического разрыва пласта с большим объемом расклинивающего агента [11].

3 Специальная часть

3.1 Обзор аналитических методов прогнозирования производительности горизонтальных и наклонных скважин

Разрабатывать и эксплуатировать месторождения нефти при пластовых давлениях, близких к начальному давлению пласта в большей степени способствуют горизонтальные скважины, нежели чем вертикальные. Небезызвестно, что серьезное превышение пластового давления над первоначальным порождает более высокие темпы обводнения продукции скважин, а также приводит к снижению вытеснения флюида вследствие форсированного прорывания закачиваемой воды по особо проницаемым пропласткам продуктивного пласта. На основании вышеописанного, одно из направлений первостепенной важности научно – технического прогресса в сфере разработки месторождений нефти и промышленного освоения трудноизвлекаемых запасов, стали бурение и эксплуатация ГС. На сегодняшний день в мире уже пробурено свыше двадцати шести тысяч ГС. Установившийся приток жидкости к стволу ГС формально можно поделить на условные аналитические модели:

- модели ГС конечной длины;
- модели ГС бесконечной длины;

3.1.1 Аналитические методы определения производительности горизонтальных скважин с бесконечной длиной ствола

Впервые Ю.П. Борисовым был сформулирован принцип эквивалентных фильтрационных сопротивлений. Основываясь на это Р.М. Батлер, вывел довольно простую формулу расчета производительности ГС, в которых длина

ствола является бесконечной, а также имеется условие того, что ГС расположена в центре залежи, полосообразной формы

$$Q = \frac{2\pi kL\Delta P}{\mu * b * \left[\left(\frac{\pi R_k}{h} \right) + \left(\ln \left(\frac{h}{r_c^2} \right) - \ln \pi \right) \right]}, \quad (3.1)$$

где k – проницаемость, мкм²

L – длина ГС, м

Δp – перепад давления между пластом и забоем скважины, Па

μ – вязкость пластового флюида, Па*с

b – объемный коэффициент

R_k – радиус кругового контура питания, м

h – эффективная толщина пласта, м.

r_c – радиус скважины, м.

Описанные выше по тексту решения актуальны только при условии выполнении закона Дарси.

3.1.2 Аналитические методы определения производительности горизонтальных скважин конечной длины

Предположение о постоянстве притока по стволу является основным из недостатков вышеописанных моделей. Предположения подобные вышесказанным будут правильны всего лишь для некоторых настоящих ситуаций, когда вскрытие залежи происходит по всей длине полосообразной формой. В большинстве случаев предположение о постоянном притоке приводит к весьма заметному снижению производительности скважины, т.к. концевые эффекты в полной степени не рассматриваются. Отсюда мы и имеем появление необходимости разработки аналитических моделей для скважин конечной длины. Которые в свою очередь будут брать в учет увеличение

скорости фильтрации и притока флюида также и на концах скважины. В модель должен входить учет таких характеристик, как:

- неравенство вертикальной и горизонтальной проницаемости пласта;
- потеря давления по длине горизонтального ствола;
- эллипсоидная форма зоны дренирования пласта;
- несовершенство вскрытия продуктивной части пласта ГС.

В решении практических задач проектирования, а также анализе разработки месторождений нефти есть свои основные формулы. Одной из таких является формула Дюпюи, она используется для оценки дебитов скважин. Подсчет дебита при эксплуатации ГС на практике ведется по несколько другим выражениям. Ниже я привел и описал основные формулы, подходящие в большей степени:

Формула, выведенная Ю.П. Борисовым

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu b \left[\ln\left(\frac{4R_k}{L}\right) + \frac{h}{L} \left(\ln\left(\frac{h}{2\pi r_c}\right) \right) \right]}, \quad (3.2)$$

где k – проницаемость, мкм²

L – длина ГС, м

P_k – давление на контуре питания, Па

P_c – давление на забое скважины, Па

μ – вязкость пластового флюида, Па*с

b – объемный коэффициент

R_k – радиус кругового контура питания, м

h – эффективная толщина пласта, м.

r_c – радиус скважины, м.

Формула (3.2), приведенная выше, имеет свой недостаток. Контур питания предполагается радиальным вне зависимости от длины ГС.

Формула S. Joshi

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu b \left[\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2r_c} \right]}, \quad (3.3)$$

где k – проницаемость, мкм²

L – длина ГС, м

P_k – давление на контуре питания, Па

P_c – давление на забое скважины, Па

μ – вязкость пластового флюида, Па*с

b – объемный коэффициент

h – эффективная толщина пласта, м

r_c – радиус скважины, м

a – главная полуось эллипса дренирования в горизонтальной плоскости, м.

$$a = \frac{L}{2} \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{4R_k}{L}\right)^4} \right]^{\frac{1}{2}}, \quad (3.4)$$

Круговой характер контура нефтеносности не присущ ГС, а должен иметь эллипсообразный характер. Gigger учел это и представил формулу притока в горизонтальную скважину в следующем виде

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \left[\ln \left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2R_k}\right)^2}}{\frac{L}{2R_k}} \right) + \frac{h}{L} \left(\ln \left(\frac{h}{2\pi r_c} \right) \right) \right]}, \quad (3.5)$$

где P_k – давление на контуре питания, Па

P_c – давление на забое скважины, Па

R_k – радиус кругового контура питания, м

L – длина ГС, м

r_c – радиус скважины, м

h – эффективная толщина пласта, м.

k – проницаемость пласта, мД

μ – вязкость пластового флюида, Па*с

В выводе формул (3.1) – (3.5) были предусмотрены следующие положения: залежь нефти представляет собой круговой цилиндр с естественным режимом питания, пласт учтен, как изотропный, пластовая жидкость считается вязкой, но несжимаемой, средним значением вязкости характеризуется внутрипластовая жидкость, режим фильтрации считается стационарным, фильтрация пластовой жидкости подчиняется линейному закону Дарси, трение в скважине не учитывалось.

В пластах с различными горизонтальными и вертикальными проницаемостями в учет берется влияние анизотропии пласта. Для того чтобы учесть анизотропию пласта был введен коэффициент β .

$$\beta = \sqrt{\frac{k_v}{k_h}}, \quad (3.6)$$

Получаем формулу Борисова, в которой учитывается анизотропии пласта

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu b \left[\ln\left(\frac{4R_k}{L}\right) + \frac{h\beta^2}{L} \left(\ln\left(\frac{h}{2\pi r_c}\right) \right) \right]}, \quad (3.7)$$

где k – проницаемость, мкм²

h – эффективная толщина пласта, м

Δp – перепад давления между пластом и забоем скважины, Па

L – длина ГС, м

μ – вязкость пластового флюида, Па*с

R_k – радиус кругового контура питания, м.

r_c – радиус скважины, м

β – коэффициент анизотропии

Также получим формулу Joshi, в которой учтена анизотропия пласта

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu b \left[\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h\beta^2}{L} \ln \frac{h}{2r_c} \right]}, \quad (3.8)$$

где k – проницаемость, мкм²

h – эффективная толщина пласта, м

μ – вязкость пластового флюида, Па*с

L – длина ГС, м.

P_k – давление на контуре питания, Па

P_c – давление на забое скважины, Па

a – главная полуось эллипса дренирования в горизонтальной плоскости, м

β – коэффициент анизотропии

r_c – радиус скважины, м.

Gigger вывел формулу, в которой также учитывается анизотропия пласта

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \left[\ln \left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2R_k}\right)^2}}{\frac{L}{2R_k}} \right) + \frac{h\beta^2}{L} \left(\ln \left(\frac{h}{2\pi r_c} \right) \right) \right]}, \quad (3.9)$$

где P_k – давление на контуре питания, Па

P_c – давление на забое скважины, Па

R_k – радиус кругового контура питания, м

L – длина ГС, м

r_c – радиус скважины, м

h – эффективная толщина пласта, м

β – коэффициент анизотропии

k – проницаемость пласта, мД

μ - вязкость пластового флюида, Па*с

3.2 Анализ разработки месторождения на основе методик расчета дебита горизонтальных скважин по формулам Борисова, Joshi и Giger

Основной целью расчетов является определение наиболее справедливого метода подсчета дебита горизонтальных скважин, а также дальнейший анализ продуктивности ГС и вертикальных скважин (далее ВС), для выбора оптимальной формулы расчета производительности. Расчет будет производиться по уже известным формулам Борисова, Joshi и Giggera. В качестве исходных данных использованы промысловые данные. Отношение горизонтальной проницаемости к вертикальной принимаем равной 0,5. Исходные данные для расчетов представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1-исходные данные для расчета потоков скважин

Параметр	Номер пласта							
	АС4	АС5-8	АС9	БС1	БС2	БС10	ЮС1	ЮС2
Вязкость нефти в пластовых условиях, Мпа*с	7,53	7,53	5,54	5,59	9,45	1,4	1,26	3,23
Глубина залегания, м	1790	1840	1855	1900	1856	2210	2650	2700
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	4,7	5,6	7,3	8,3	9,3	10,1	2,8	5,4
Проницаемость, мкм ²	0,507	0,532	0,269	0,248	0,363	0,265	0,018	0,022
Начальное пластовое давление, МПа	18,8	18,8	19	20,5	20,5	23,1	26,6	28
Забойное давление, МПа	16,6	16,8	16	18,8	18,3	19,4	21,6	21,9

Окончание таблицы 3.1

Параметр	Номер пласта							
	АС4	АС5-8	АС9	БС1	БС2	БС10	ЮС1	ЮС2
Плотность нефти, т/м ³	0,857	0,857	0,840	0,893	0,853	0,845	0,848	0,854
Расстояние между скважинами, м	400	400	400	400	400	400	400	400
Радиус скважины, м	0,0786	0,0786	0,0786	0,0786	0,0786	0,0786	0,0786	0,0786
Радиус контура питания, м	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Длина горизонтального участка, м	400	400	400	400	400	400	400	400
Объемный коэффициент	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2

3.3 Расчет дебита на примере скважины № 57

Подсчет дебитов на примере скважины №57 произведен по формулам (3.2), (3.3) и (3.5), которые приведены выше по тексту. Основные расчетные показатели были взяты из промысловых показателей на 01.01.2002г., которые приведены в таблице 3.1.

По формуле Борисова

$$\begin{aligned}
 Q &= \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu b \left[\ln\left(\frac{4R_k}{L}\right) + \frac{h}{L} \left(\ln\left(\frac{h}{2\pi r_c}\right) \right) \right]} \\
 &= \frac{2 * 3,14 * 0,507 * 10^{-12} * 2,2 * 86400}{7,3 * 10^{-3} * 1,2 \left[\left(\frac{41000}{300}\right) + \frac{4,7}{300} \left(\ln\left(\frac{4,7}{2 * 3,14 * 0,0786}\right) \right) \right]} \\
 &= 119.895 \text{ т/сут}
 \end{aligned}$$

По формуле Joshi

$$\begin{aligned}
 Q &= \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu b \left[\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2r_c} \right]} \\
 &= \frac{2 * 3,14 * 0,507 * 10^{-12} * 2,2 * 86400}{7,3 * 10^{-3} * 1,2 \left[\ln \frac{707.129 + \sqrt{707.129^2 - \left(\frac{300}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{4.57}{300} \ln \frac{4.57}{2 * 3.14 * 0.0786} \right]} \\
 &= 138.823 \text{ т/сут}
 \end{aligned}$$

Рассчитываем полуось эллипса дренирования в горизонтальной плоскости

$$a = \frac{L}{2} \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{4R_k}{L}\right)^4} \right]^{\frac{1}{2}} = \frac{300}{2} \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{4 * 1000}{300}\right)^4} \right]^{\frac{1}{2}} = 707.129 \text{ м}$$

По формуле Gigger

$$\begin{aligned}
 Q &= \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \left[\ln \left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2R_k}\right)^2}}{\frac{L}{2R_k}} \right) + \frac{h}{L} \left(\ln \left(\frac{h}{2\pi r_c} \right) \right) \right]} \\
 &= \frac{2 * 3,14 * 0,507 * 10^{-12} * 2,2 * 86400}{7,3 * 10^{-3} \left[\ln \left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{300}{2 * 1000}\right)^2}}{\frac{300}{2 * 1000}} \right) + \frac{4.57}{300} \left(\ln \left(\frac{4.57}{2 * 3.14 * 0.0786} \right) \right) \right]} \\
 &= 121.741 \text{ т/сут}
 \end{aligned}$$

В таблице 3.2 представлены результаты выше проведенных расчетов.

Таблица 3.2 – Результаты расчетов дебитов

Метод	Номер пласта							
	АС4	АС5-8	АС9	БС1	БС2	БС10	ЮС1	ЮС2
Фактический дебит	34	37	53	29	37	103	35	28
Расчетный дебит ГС по формуле Борисова	119,895	135,752	181,042	106,076	132,535	350,263	124,903	226,160
Расчетный дебит ГС по формуле Гейгера	121,741	137,834	183,797	107,682	134,532	355,546	126,840	229,631
Расчетный дебит ГС по формуле Джоши	138,823	157,089	209,248	122,512	152,956	404,294	144,789	261,742

Анализ результатов указывает на то, что наиболее близкие расчетные результаты к фактическим получаются по формуле Борисова. Рост депрессии Δp дает возрастание погрешности, что говорит о сильной неоднородности пласта. Также при аналитическом сравнении результатов можно заметить, что формула Joshi дает несколько завышенные показатели, т.к. в ней внутреннее фильтрационное сопротивление ГС завышено. Подсчеты по формуле Борисова наиболее близки к фактическим и в дополнении к этому практически совпадают с расчетами по Gigger. Основываясь на вышеизложенный анализ, могу предположить, что более точные результаты при подсчете дебитов ГС можно получить рассчитывая по формулам Gigger и Борисова, формула Борисова используется для подсчета дебитов низкопроницаемых пластов.

3.4 Сравнительный анализ вертикальных и горизонтальных скважин

Предположим, что в настоящее время на месторождении применяются исключительно вертикальные скважины, далее рассмотрим необходимость применения горизонтальных скважин на Федоровском месторождении. Проанализируем, какие факторы оказывают влияние на производительность ВС и ГС. Изначально проведем разбор того, как воздействуют различные параметры на производительность ГС.

Проведем анализ с учетом длины горизонтального ствола, радиуса контура питания и толщины пласта. Необходимо брать в учет одну особенность, что при всех равных рост толщины пласта уменьшает в разы преимущество горизонтальной скважины по дебиту перед вертикальной. Вероятность того, что вертикальная скважина в пласте большой толщины, к примеру, 50 метров и более, окажется производительней скважины с горизонтальным стволом, очень велика. Зависимость дебита скважины с горизонтальным окончанием от длины ствола однозначна, дебит зависит от длины, но зависимость совсем не линейна.

Также, необходимо учитывать, что влияние анизотропии находится обязательным при технико-экономическом обосновании варианта разработки. Дебит ГС не так существенно зависит от анизотропии, как дебит вертикальной скважины, что в очередной раз указывает на необходимость применения ГС. Основная формула притока для ВС – формула Дюпюи

$$Q = \frac{2\pi kh*(P_{пл}-P_3)}{\mu*ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}, \quad (3.10)$$

В таблице 3.3 проведен сравнительный анализ расчетных дебитов горизонтальных и вертикальных скважин.

Таблица 3.3 - Сравнение дебитов горизонтальных и вертикальных скважин

№ скв.	Дебит ВС(при Δp ГС), т/сут	Дебит ГС, т/сут	Разница т/сут
АС4	$Q = \frac{2\pi kh * (P_{пл} - P_3)}{\mu * \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}$ $= \frac{2 * 3,14 * 0,507 * 10^{-12} * 4,7 * 2,2}{7,53 * 10^{-3} * \ln\frac{1000}{0,0786}}$ $= 36,332$	119,895	83,563
АС5-8	$Q = \frac{2\pi kh * (P_{пл} - P_3)}{\mu * \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}$ $= \frac{2 * 3,14 * 0,532 * 10^{-12} * 5,6 * 2 *}{7,53 * 10^{-3} * \ln\frac{1000}{0,0786}}$ $= 41,137$	135,752	94,615
АС9	$Q = \frac{2\pi kh * (P_{пл} - P_3)}{\mu * \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}$ $= \frac{2 * 3,14 * 0,269 * 10^{-12} * 7,3 * 3 *}{5,54 * 10^{-3} * \ln\frac{1000}{0,0786}}$ $= 54,861$	181,042	126,181
БС1	$Q = \frac{2\pi kh * (P_{пл} - P_3)}{\mu * \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}$ $= \frac{2 * 3,14 * 0,248 * 10^{-12} * 8,3 * 1,7}{5,59 * 10^{-3} * \ln\frac{1000}{0,0786}}$ $= 32,144$	106,076	73,932
БС2	$Q = \frac{2\pi kh * (P_{пл} - P_3)}{\mu * \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}$ $= \frac{2 * 3,14 * 0,363 * 10^{-12} * 9,3 * 2,2}{9,45 * 10^{-3} * \ln\frac{1000}{0,0786}}$ $= 40,162$	132,535	92,373

Окончание таблицы 3.3

№ скв.	Дебит ВС(при Δр ГС), т/сут	Дебит ГС, т/сут	Разница т/сут
БС10	$Q = \frac{2\pi kh * (P_{пл} - P_3)}{\mu * \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}$ $= \frac{2 * 3,14 * 0,265 * 10^{-12} * 9,1 * 3,7}{4,3 * 10^{-3} * \ln\frac{1000}{0,0786}}$ $= 106,14$	350,263	244,122
ЮС1	$Q = \frac{2\pi kh * (P_{пл} - P_3)}{\mu * \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}$ $= \frac{2 * 3,14 * 0,18 * 10^{-12} * 2,8 * 5 * 1}{3,5 * 10^{-3} * \ln\frac{1000}{0,0786}}$ $= 37,849$	124,903	87,054
ЮС2	$Q = \frac{2\pi kh * (P_{пл} - P_3)}{\mu * \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}$ $= \frac{2 * 3,14 * 0,22 * 10^{-12} * 5,4 * 5,1 * 1}{4,6 * 10^{-3} * \ln\frac{1000}{0,0786}}$ $= 68,533$	226,16	157,627

Из таблицы, которая приведена выше по тексту, мы можем увидеть, что дебит ГС в среднем в 3 раза выше дебитов вертикальных. Тем самым ГС эффективнее, если даже брать в учет стоимость их эксплуатации, которая превышает стоимость эксплуатации ВС.

Вывод: в условиях Федоровского месторождения определение эффективности ГС можно обосновать рядом факторов, к этим факторам мы безусловно отнесем следующее: не совсем равномерное дренирование жидкости отдельных пропластков, достаточно весомую разницу между вертикальной и горизонтальной проницаемостями. Возможность выхода на нужный уровень добычи нефти, газа и конденсата за счет ГС реальна. Так как происходит увеличение производительности скважин. Проведенные расчеты нам дают возможность увидеть, что ВС в данных условиях не состояни

обеспечить плановые показатели добычи, так как они требуют большего перепада давления Δp . Увеличение депрессии в свою очередь может привести к ухудшению свойств ПЗС, увеличению свободного газа в ПЗС, прорыву газа, и результатом всего станет снижение производительности скважин. Для того чтобы исключить вышеизложенные последствия, в дальнейшем поддержать плановые показатели отбора, на Федоровском месторождении применяются ГС.

3.5 Оценка и анализ рисков при бурении скважин

При бурении скважин в большинстве своем возникают осложнения и аварии, что является присущей, но весьма нежелательной частью строительства скважины. В любом случае при бурении любой скважины возникают осложнения и аварии, поэтому у нас появляются вопросы по их предупреждению и ликвидации. Осложнением называют прерывание процесса строительства скважины в соответствии с технологическим проектом и регламентом буровых работ, вызванное горно-геологическим явлением, а также стихийными бедствиями. Выделим несколько видов осложнений, которые могут возникнуть при бурении. Далее определим и выделим несколько видов осложнений, которые могут возникнуть при разбуривании скважин:

- поглощение бурового раствора;
- проявления ГНВП;
- повреждение стенок скважины, из-за нарушения их устойчивости;
- прихваты бурового оборудования.

Нарушение непрерывности процесса строительства скважины, удаление которого требует специальных работ, не предусмотренных проектом, называется аварией. В основном аварии происходят по следующим причинам: поломка, оставление или падения в скважину элементов обсадных колонн или бурильных труб, открытого фонтанирования, прихвата и падения в скважину

различных предметов. Все несчастные случаи можно разделить на несколько типов:

- аварии, связанные с элементами бурильной колонны;
- прихваты;
- аварии с долотами;
- обрыв бурильных труб;
- падение в скважину посторонних предметов;
- аварии с забойным двигателем.

Стратиграфическая характеристика разреза приведена в таблице 3.4. В целях предупреждения вышеописанных осложнений и аварий, необходимо разработать мероприятия по предотвращению возможных рисков.

Таблица 3.4 – Стратиграфическая характеристика разреза

Стратиграфическое подразделение	Глубина залегания, м		Мощность, м	Название слагающей породы
	от	до		
Четвертичные отложения	0	40	40	Пески, глины, галька, гравий.
Туртасская свита	40	100	60	Глины, пески, алевролиты.
Новомихайловская свита	100	220	120	Глины, пески, алевролиты, бурые угли.
Тавдинская свита	220	430	210	Глины зеленые, алевролиты, сидерит.
Люлинворская свита	430	660	230	Глины серые, аргиллиты.
Талицкая свита	660	770	110	Глины темно-серые, алевролиты.
Ганькинская свита	770	820	50	Глины.
Березовская свита	820	940	120	Глины.
Кузнецовская свита	940	980	40	Глины темно-серые.

Окончание таблицы 3.4

Стратиграфическое подразделение	Глубина залегания, м		Мощность, м	Название слагающей породы
	от	до		
Покурская свита	980	1720	740	Алевролитопесчаные и глинистые пласты.
Алымская свита	1720	1830	110	Аргиллиты темно-серые, песчаники, алевролиты
Вартовская свита	1830	2250	420	Песчаников, алевролитов, аргиллитов
Мегионская свита	2250	2650	400	Глинистые осадки, песчаники, алевролиты.
Баженовская свита	2650	2800	250	Аргиллиты тёмно-серые.
Тюменская свита	2800	3000	200	Серо-цветные песчаники, алевролиты, аргиллиты.

Осложнения, возникающие в скважине, характеризующиеся полной или частичной потерей циркуляции воды во время бурения, называются поглощение бурового раствора. Поглощение раствора объясняется тем, что происходит превышение давления раствора в скважине над пластовым давлением. На примере Федоровского месторождения поглощение более вероятно будет происходить в интервалах 40-100м, 220-430м, 770-940м, т.к. на данном месторождении поровый коллектор является хорошо проницаемым, показатели проницаемости варьируются от 0,18 до 0,532 мкм², пористость в среднем составляет 30%, в ходе длительной эксплуатации

снизилось пластовое давление, совокупность перечисленных факторов вызывает поглощение бурового раствора.

Я считаю, что для борьбы с поглощением бурового раствора целесообразно использование пен, ввод добавок кольмататоров, а также контроль над параметрами бурового раствора.

Следующим осложнением являются осыпи и обвалы пород. Осложнения, возникающие, когда значительное количество более или менее крупных частей породы отделяются от стен скважины, падают в ее ствол, дальше захватываются потоком бурового раствора, а затем выносятся на поверхность, называются осыпями. В этом случае, когда порода большого объема и массы падает в скважину и перекрывает кольцевое пространство или вовсе весь профиль скважины и восходящий поток не в силах удалить выпавшую породу на поверхность, в этом случае, такое осложнение называют обвалом. Основным признаком падения породы является повышение давления в насосе. Основные причины снижения прочности и устойчивости стенок ствола скважины описаны ниже:

- набухание глин;
- уменьшения сил взаимодействия между частицами породы;
- падение коэффициента трения между частицами тектонически нарушенных пород.

На Федоровском месторождении осыпи и обвалы более вероятны в интервале 820-980м, также возможны в газо- нетенасыщенных толщах, т.к. возможно резкое снижение давления при газонефтяном выбросе. К методам предотвращения могу отнести бурение интервала с промывкой буровым раствором в соответствии с установленными показателями, избежание значительных колебаний бурового раствора, небольшие скорости спускоподъемных операций.

Поступление пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ при ее строительстве, освоении, эксплуатации и ремонте

является следствием газо-, нефте- и водопроявления. К основным признакам ГНВП относятся:

К ранним можем отнести:

- перелив жидкости из скважины;
- увеличение скорости потока промывочной жидкости из скважины;
- увеличение объема вытесняемой из скважины жидкости;
- увеличение объема промывочной жидкости в приемных емкостях;
- снижение уровня столба раствора в скважине;
- уменьшение, по сравнению с расчетным, объема доливаемой жидкости.

А к поздним относятся:

- появление флюида на устье скважины;
- снижение плотности жидкости при промывке.

На Федоровском месторождении прорывы воды можем наблюдать на интервалах 0-40м, 100-220м и на интервале 1720-3000м все возможные проявления. Кроме утяжеления бурового раствора и герметизации устья скважины для предупреждения ГНВП в процессе бурения, также необходимо выполнять некоторые мероприятия:

- не вскрывать пласты, в которых возможны проявления, без предварительного спуска колонны обсадных труб;
- при снижении плотности раствора больше чем на 20 кг/м³ необходимо принимать немедленные меры по восстановлению;
- цемент за кондуктором поднимать до устья скважины;
- при подъеме бурильной колонны долив скважины должен носить непрерывный характер.

Вывод: проведя анализ стратиграфической характеристики разреза и оценку рисков возникновения осложнений, для предотвращения возможных осложнений таких, как поглощение бурового раствора целесообразно использование пен, ввод добавок кольмататоров, а также контроль за

параметрами бурового раствора. В случае с обвалами и осыпями необходимо избегать значительных колебаний бурового раствора, проводить спускоподъемные операции на небольшой скорости. При ГНВП необходимо выполнять основные мероприятия приведенные выше по тексту.

3.6 Анализ заканчивания скважин

Довольно ответственной стадией проектирования является выбор определенного вида заканчивания ГС. На этом этапе определяются следующие параметры: длина горизонтального участка, диаметр ствола и максимальное значение интенсивности искривления. При выборе вида заканчивания необходимо учитывать тип коллектора, устойчивость ствола скважины, необходимость изоляции водоносных и газоносных участков, возможность удаления песка, виды работ для увеличения интенсификации притока и КРС. В современном мире используются следующие схемы заканчивания: открытый ствол, спуск перфорированного хвостовика, спуск эксплуатационной колонны с дальнейшим цементированием и перфорацией.

Самый экономичный способ заканчивания скважины это заканчивание открытым стволом. Поскольку он не требует дополнительных денежных затрат и времени, но также имеет нюансы: возможно обрушение ствола скважины, вынос песка, возникновение трудностей при установлении зон поступления флюида или изоляции водоносных и газоносных участков.

Спуск перфорированного хвостовика позволяет в определенной мере закрепить ствол от обрушения пород. В случае, когда берется во внимание вынос песка, на перфорированную трубу наматывается проволока с расчетным зазором между витками, но спуск такого хвостовика возможен только в скважины со относительно низкой интенсивностью искривления, так как намотка из проволоки может быть повреждена, и уже на стадии спуска мы уменьшим дебит в разы. Для этой же цели можно использовать хвостовик со

щелевой перфорацией. Мы можем изолировать области с нежелательными притоками, используя заколонные гидравлические проходные пакеры.

Заканчивание путем спуска обсадной колонны с цементированием и последующей перфорацией имеет ряд существенных преимуществ.

Преимущества могут включать в себя:

- возможность обработки выборочных зон для увеличения нефтеотдачи;
- исключение обрушение ствола скважины;
- возможность управления ГНК и ВНК;
- изоляция участков с притоком воды или газа.

Но этот способ достаточно дорогостоящий, и в процессе эксплуатации скважины возможен вынос песка.

Исходя из экспериментальных данных об использовании продуктивной зоны ГС, ясно, что характеристика притока нефти несовершенна, большая часть притока приходится на первые 30% его длины. Классическая технология сплошного отбора нефти из всей продуктивной зоны является малоэффективной. Невозможность создания необходимой депрессии для отдаленных районов продуктивной зоны приводит к неравномерной выработке запасов, а при достаточно близком расположении водоносных горизонтов к преждевременному обводнению. На мой взгляд, наиболее эффективными технологическими схемами заканчивания ГС являются те, которые обеспечивают разделение площади продуктивной зоны на участки без цементирования обсадной колонной в этой зоне. Данные схемы могут быть реализованы при помощи заколонных пакеров.

С начала разработки Федоровского месторождения работа добывающих скважин осложнялась смешанным потоком нефти и воды, отложениями парафинов и нарушения герметичности крепи скважин. Совместная добыча нефти и газа была невозможно из-за интенсивного гидратообразования и загазовывания продукции. Эффективность работы нагнетательных скважин

осложнялась перетеканием воды в газовую и водонасыщенную части, и межпластовыми перетоками из-за отсутствия надежной герметизации заколонного пространства в процессе крепления эксплуатационных колонн [12].

Принципиально новый технологический комплекс КРР-146 дает герметичное разобщение горизонтального участка с помощью заколонных пакеров, также к достоинству можно отнести то, что между пакерами размещаются механически управляемые колонные фильтры КРР.146.03, отдельный ввод участков ствола скважины. Данный комплекс разработан в ООО НТЦ «ЗЭРС» совместно со специалистами ОАО «Сургутнефтегаз». Упрощенная компоновка комплекса показана на рисунке 3.1.



Рисунок 3.1 - Упрощенная компоновка комплекса КРР-146

Пакера данного типа работают на давлении до 100 кг/см^2 , их внешний размер 178мм. Они имеют возможность расширения до 260-280мм, но при увеличении давления до $120-130 \text{ кг/см}^2$ происходит точечный прорыв

внутреннего резинового слоя. После нарушения давление сбрасывается до 5-20 кг/см², прекращение утечки возможно в случае, если вязкая жидкость заполнит место прорыва. Наружный диаметр после прекращения утечки уменьшается до 220-230мм. Основываясь на приведенные выше данные, могу предположить, что при установке заколонных пакеров данного типа в интервалах увеличенного диаметра ствола скважины (более 220мм) и создании давления пакеровки выше 100 кг/см² может происходить нарушение внутреннего резинового уплотнительного элемента пакера. Для исключения возможности разрушения уплотнительных элементов заколонных гидравлических пакеров необходимо провести следующие мероприятия:

- при установке заколонных гидравлических пакеров в интервалах ствола скважины увеличенного диаметра внутреннее избыточное давление не должно превышать 80-100 кг/см²;
- для выбора правильного интервала установки пакера в стволе ГС необходима геофизическая информация о диаметре ствола скважины [13].

Используя комплекс КРР-146 при разработке месторождений ГС возможно обеспечить ремонтпригодность интервалов и управляемость ГС в продуктивной зоне. Данный комплекс позволяет уточнить ситуацию условий разработки пластов Федоровского месторождения. Обеспечение условий оптимальной выработки пласта достигается путем поинтервального ввода отдельных участков ГС в разработку.

4 Безопасность и экологичность

Законодательство об основах охраны труда в Российской Федерации устанавливает правовые основы регулирования отношений в области охраны труда между работодателями и работниками и направлено на создание условий труда, соответствующих требованиям сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности. Организация обеспечения безопасности и экологичности при строительстве скважин ведется по направлениям:

- обеспечение производственной безопасности и охрана труда при строительстве скважин;
- защита рабочих, служащих предприятия при возникновении ЧС;
- охрана окружающей природной среды.

4.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов при бурении скважин

Целью сооружения нефтяных и газовых скважин является достижение залежей углеводородов в земных недрах и получение промышленного притока. Все предусмотренные проектным заданием работы на завершающем этапе объединяют единым термином «заканчивание скважин». Под заканчиванием понимают достаточно большое количество технологических процессов, основным из которых является бурение ствола скважины. Буровые работы имеют немало специфических особенностей, связанных с опасными и вредными производственными факторами:

- буровые работы производятся непрерывно на протяжении суток в различных погодных условиях;
- находящийся на посту буровой персонал лишь частично защищен от воздействия погодных факторов и внешней среды;

- отдельные процессы и операции цикла строительства скважины отличаются высокой интенсивностью и создают повышенную напряженность в работе членов буровой бригады (СПО);
- определенное нервно-психическое напряжение вызывает бурение скважин в осложненных условиях, сопровождающихся повышением нагрузок на буровое оборудование до предельных величин;
- наличие движущихся механизмов на рабочих местах, автотранспорта на территории рабочей зоны буровой;
- возможность возникновения чрезвычайных ситуаций (ЧС) при бурении скважин в малоизученных районах, особенно при вскрытии нефтегазоносных интервалов с высоким пластовым давлением;
- при вскрытии продуктивных пластов и газонефтедержащих интервалов имеет место воздействие на организм человека паров нефти и газов.

Пары нефти и газа неблагоприятно действуют на центральную нервную систему (ЦНС) человека. По основному виду экономической деятельности установлен III класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4% к начисленной оплате труда [14]. Общая оценка условий труда по наиболее высокому классу и степени вредности отдельных факторов в нашем случае составит 3 класс вредности 2 степени [15]. Возможны следующие аварийные ситуации:

- поглощение промывочной жидкости и тампонажного раствора, что может привести к загрязнению подземных вод;
- нарушение устойчивости пород, что приводит увеличению непредусмотренного образования отходов бурения;

- открытое фонтанирование, последствием которого может стать большой выброс вредных веществ в ОС;
- поломка бурильных труб, падение в скважину посторонних предметов, что оказывает косвенное воздействие на ОС, увеличивая длительность воздействия.

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности при строительстве нефтяных скважин

Эксплуатация проектируемого оборудования предполагается на открытом пространстве, круглогодично. Бурение не останавливается в течение 24 часов не зависимо от температурного режима. Фёдоровское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 40 км к северу от города Сургута. Более подробно климатическая характеристика раскрыта в главе 1.1. Работы выполняемые на буровой, относятся к III категории с интенсивностью энергозатрат более 250 ккал/ч (более 290 Вт), связанные с постоянными передвижениями, перемещением и переноской значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующие больших физических усилий [16]. В холодный период года для работающих предусмотрены помещения для обогрева, использование спецодежды и индивидуальных средств защиты. Проблема создания на буровой нормативных параметров микроклимата вспомогательных и административно-бытовых помещений осложняется невозможностью сооружения замкнутых пространств для мест работы буровщика и его помощников. В связи с этим применяются душирующие устройства непосредственно у каждого рабочего места или по углам рабочей площадки. Дополнительно для улучшения жизни и быта работающих на буровой в летнее время устанавливаются кондиционеры, в зимнее время – обогреватели помещений.

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Работы на буровой выполняются на открытом воздухе на производственной площадке примерно 1-2 кв.м. От крайнего ряда эксплуатационных скважин, а также от каждого объекта нефтяного или газового месторождения устанавливается санитарно-защитная зона. Отведены места для безопасного прохода и проезда техники. На Федоровском месторождении используется вахтовый график работы. Доставка буровых бригад на месторождение осуществляется с помощью автотранспорта. На буровой должны быть в наличии: вагон-общежитие, вагондушевая, вагон-сушилка и кухня-столовая. Во время рабочих смен персонал обеспечивается горячим питанием, чистой питьевой водой. Работники всех бригад, участвующих в цикле строительства скважины, должны быть обеспечены бесплатной спецодеждой, спецобувью, предохранительными приспособлениями и средствами индивидуальной защиты [17]. На всех этапах строительства скважин применяются вещества, которые при воздействии на работающих могут вызывать кратковременное или длительное нарушение функций организма, ослабить его защитные реакции. Для предотвращения попадания химреагентов в организм человека или на его кожные покровы каждый работник должен быть обеспечен индивидуальными средствами защиты. Источником шума на буровой являются все механизмы и агрегаты, источником вибрации могут быть неотцентрированные вращающиеся детали, бурильная колонна, вибросита, неравномерное течение жидкости в трубопроводе и т.д. Сильный шум нарушает нормальную деятельность нервной, сердечно-сосудистой и пищеварительной систем, вызывает переутомление, притупляет внимание. Вредное воздействие вибрации на организм человека выражается в возникновении вибрационной болезни. На рабочем месте бурильщика уровень шума достигает до 115 дБ при норме до 35 дБ. Для того, чтобы снизить вредное воздействие шумов и вибраций

необходимо производить своевременный профилактический осмотр и ремонт, подтягивание ослабевших соединений, своевременно смазывать вращающиеся детали. Если подавить шум в источнике возникновения невозможно, то следует применять звукопоглощающие и звукоизолирующие экраны ПП-80, ПА/О, ПА/С. Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ должны быть обозначены знаками безопасности [18].

Уровень вибрации, создаваемой на рабочих местах, соответствует норме [19].

В целях электробезопасности, весь комплекс бурового оборудования (электродвигатели, генераторы, рубильники и т.д.) должны быть заземлены. Электрооборудование должно быть выполнено во взрывозащищенном исполнении. Маркировка взрывозащищенного электрооборудования – 2Exd ПАТЗ. Освещенность рабочих мест на буровой составляет 200-300 лк, что соответствует установленным нормам. В производственных помещениях и в зонах работы на открытых площадках предусмотрены аварийное и эвакуационное освещение. Замеры уровня освещенности проводятся не реже одного раза в год, а также после реконструкции помещений, систем освещения [20]. Для создания благоприятных условий труда проводятся мероприятия:

- утепление буровой в холодное время года;
- обеспечение чистоты воздуха, т.е. контроль воздушной среды;
- использование средств индивидуальной защиты и КИП, когда невозможно избежать действия неблагоприятных климатических условий;
- организация отдыха, перерывов в работе.

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Применяемые химические вещества имеют различные свойства. Тяжесть и глубина действия вредных веществ на организм человека зависит от их вида и

физико-химических свойств. В таблице 4.1 приведены характеристики вредных веществ в бурении и добыче [21].

Таблица 4.1 – Вредные вещества при бурении и добыче

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Соляная кислота(HCl)	5	2
Серная кислота(H ₂ SO ₄)	1	2
NaOH, KCl	0,5	2
Кальцинированная сода (Na ₂ CO ₃)	2	3
NaCl, KCl	5	3
Барит (BaSO ₄)	6	4
Нефть	10	3
Углеводороды предельные C ₁ -C ₁₀	300	4
CO ₂	20	4
Глинопорошки	4	4
Цемент	6	4
ПАВы (сульфанол, детергент и др.)	3	4
КМЦ (карбоксиметилцеллюлоза)	10	3
Полимеры и сополимеры на основе ПАН (гипан, метас)	10	3
ПАА (полиакриламид), Кем-Пас, Поли КемД	10	3
ДК-дрилл, сайпан	2	4
УЩР (углещелочной реагент)	0,5	2
НТФ (нитрилтриметилфосфоновая кислота)	2	3
Сажа	4	3

Вредные вещества, используемые в современной технологии добычи нефти и газа, оказывают общетоксическое, раздражающее, канцерогенное и мутагенное действие на человека, представляя опасность для его здоровья и жизни. В нефтяной промышленности источниками опасности являются сырая нефть, двуокись углерода, сероводород, сернистый ангидрид, детергенты, природный газ, бензин, предельные углеводороды, окись углерода. Сырая нефть вызывает экземы и дерматиты при соприкосновении с кожей человека. Двуокись углерода является бесцветным, тяжелым и мало реакционным газом,

который вызывает сильное наркотическое отравление при содержании в воздухе 10 %. Сернистый ангидрит – это бесцветный газ с острым запахом, который раздражает дыхательные пути с образованием на их поверхности серной кислоты. Предельно допустимая концентрация (ПДК) в воздухе составляет 10 мг/м³. При концентрации 120 мг/м³ у людей появляется одышка, а при 300 мг/м³ – расстройства сознания. Детергенты, к которым относятся ПАВы, вызывают в основном нарушение газообмена между водоемами и атмосферой. Их ПДК в питьевой воде может составлять не более 500 мг/м³. Природный газ главную опасность может представлять недостатком кислорода, которая возникает при большом количестве в воздухе метана, когда давление и удельное сопротивление кислорода резко уменьшается. Бензин поступает в организм человека главным образом через дыхательные пути вместе с воздухом, после чего усваивается в кровь. Результатом данного отравления является разрушение нервной системы, отравление бензином наступает при концентрации его паров в воздухе 0,0050,01 мг/м³. Если концентрация составляет 0,04 мг/м³, то смерть человека наступает мгновенно. Окись углерода является бесцветным газом без вкуса и запаха. ПДК окиси углерода в воздухе 20 мг/м³, при концентрации 1800 мг/м³ может наступить тяжелое отравление, а при 3600 мг/м³ – смерть [22].

Для защиты людей от поражения электрическим током предусмотрены следующие меры:

- монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых должны проводиться в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (ПЭУ), Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок;
- надежная изоляция пускорегулирующих аппаратов, магнитных пускателей, автоматов;
- обеспечение недоступности токоведущих частей; - использование защитного заземления, зануления, отключения;

- использование электрoзащитных средств: диэлектрические подставки, боты, галоши, перчатки;
- электрооборудование, КИП, электрические светильники, средства блокировки, телефонные аппараты, устанавливаемые во взрывоопасных зонах класса В-1, В-1а, В-1г, должны быть во взрывозащищенном исполнении [23].

Защита технологического оборудования и электроустановок от атмосферных перенапряжений осуществляется буровой вышкой (стержневой молниеотвод высотой 53 м). При размещении буровой на ровной площадке, практически все привышечные сооружения, имеющие высоту не более 7 м и расположенные в радиусе до 40 м от устья скважин, защищены буровой вышкой от прямого попадания молний. Защита питающей высоковольтной линии электропередачи от атмосферных перенапряжений осуществляется для ДЭП-35 кВ и выше – трубными разрядниками и подвеской защитного тока. Категория молниезащиты – II. Защищаются все сооружения в радиусе 74 м. Тип зоны – Б (95% надежности) [24].

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Буровая установка по взрывопожарной опасности относится к категории А, степень огнестойкости II [25]. Причинами взрывов и пожаров являются:

- пропуски дизельного топлива, разливы нефтепродуктов и горючих веществ;
- нарушение герметичности выхлопных коллекторов двигателей, неисправность искрогасителей;
- применение открытого огня, курение, проведение сварочных работ вблизи мест хранения нефти, горюче-смазочных материалов, стораемых конструкций и горючих веществ;

- неисправности электрооборудования, вызывающие искрение, короткое замыкание, нагрев проводов;
- прокладка силовой осветительной сети с нарушениями;
- перегрузка электрических приборов, оборудования.

Во избежание возникновения взрывов и пожаров необходимо выполнение мероприятий:

- территория вокруг буровой в радиусе 50 м должна быть очищена от травы, валежника, листьев;
- площадки вокруг наземных сооружений должны быть выровнены и не иметь препятствий для передвижения людей и пожарного транспорта;
- топливная емкость для двигателей внутреннего сгорания и смазочные материалы должны располагаться не ближе 15 м от буровой;
- запрещается пользоваться на буровой факелами, спичками, свечами, керосиновыми факелами;
- на территории буровой запрещается разведение костров, сжигание мусора, выжигание травы. Курение разрешается только в специально отведенных для этого местах, оборудованных емкостью с водой и надписью "Место для курения";
- электрические машины, оборудование, приборы, применяемые во взрывоопасных местах, должны отвечать нормативным требованиям;
- во избежание разрушений, загораний и взрывов при прямых ударах молнии должна устанавливаться молниезащита. Запрещается во время грозы производить работы на буровой вышке, находиться на расстоянии ближе 10 м от заземляющих устройств молниезащиты;
- для борьбы с проявлениями вторичных воздействий молний, а также статического электричества технологическая аппаратура и трубопроводы, содержащие горючие пары и газы, должны заземляться. Сопротивление заземляющих устройств допускается до 100 Ом [26].

Дизельное топливо и нефтепродукты для приготовления раствора хранятся не ближе 40 м от буровой. Буровая установка должна быть оборудована следующими средствами пожаротушения:

- двумя пожарными стояками диаметром 50-60 мм, установленными в 1520 м от помещений насосной и со стороны мостков буровой в 75-100 м от водопровода;
- тремя пожарными рукавами и двумя переводниками диаметром 50-60 мм (длина одного рукава не менее 20 м);
- огнетушителями ОП-10 в количестве 6 шт, ящиками с песком емкостью 0,5 м³ (4 шт.), пожарными щитами, оборудованными лопатами, ломом, топорами, баграми, ведрами [27].

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации. К возможными аварийными ситуациями и решениями по их исключению являются:

1) Открытые фонтаны – являются редкой аварийной ситуацией, но встречается повсеместно, причем особенно часто при проводке скважин на новых месторождениях нефти и газа. Основные причины, по которым возникают открытые фонтаны:

- не соответствующая геологическим условиям конструкция скважин; некачественное цементирование обсадных колонн, что приводит к прорывам газа при выбросах после закрытия превентора;
- отсутствие противовыбросового оборудования на устье скважин при вскрытии горизонтов, несоответствие его параметров условиям бурения скважин.

2) Порывы, разливы нефти являются очень распространенным видом аварии. Ликвидация разливов нефти и подтоварной воды производится в следующей последовательности: тщательный осмотр места аварии, для определения объемов, характера и порядка необходимых работ; доставка технических средств к месту разлива нефти; локализация нефтяного загрязнения, включающая оконтуривание нефтяного загрязнения:

- на водной поверхности – боновыми заграждениями;
- на грунтовой поверхности – путем создания заградительных борозд, траншей или грунтовых обваловок с устройством защитных экранов, предотвращающих пропитку барьера нефтью.

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

Бурение скважины происходит круглосуточно. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

На территории всего месторождения имеются источники для образования вторичных факторов поражения, которыми являются склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной

безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

4.7 Экологичность проекта

Бурение скважины может сопровождаться:

- химическим загрязнением;
- физическим нарушением почвенно-растительного покрова и грунта;
- загрязнением хозяйственно-бытовыми жидкими и твердыми отходами.

Монтаж буровой производится с соблюдением следующих мероприятий:

- буровые установки монтируются на металлических основаниях;
- сборку их отводов от прямой линии;
- обязательное выполнение требований и соблюдение действующих норм и правил безопасности.

Обеспечение нормативного качества природной среды при бурении скважин достигается применением:

- технико-технологических решений по организованному сбору производственных отходов и их хранению;
- мероприятий по утилизации, вывозу, очистке и обезвреживанию отходов бурения.

Для исключения попадания отходов бурения на территорию буровой должна быть предусмотрена инженерная система организованного их сбора. С этой целью на территории буровой устанавливают специальные емкости, либо сооружают земляные котлованы в минеральном грунте. Для исключения фильтрации жидких отходов бурения из шламовых амбаров их дно и стенки должны быть гидроизолированы. Одним из важнейших природоохранных мероприятий является снижение объемов образующихся отходов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В условиях Федоровского месторождения определение эффективности горизонтальных скважин можно обосновать несколькими факторами: неравномерное дренирование жидкости отдельных пропластков, большую разницу между вертикальной и горизонтальной проницаемостями. Проведенные расчеты дают возможность увидеть, что вертикальные скважины в данных условиях не состояниии обеспечить плановые показатели добычи, так как они требуют большего перепада давления Δp . Увеличение депрессии в свою очередь приведет к ухудшению свойств ПЗС, увеличению свободного газа в ПЗС, прорыву газа, и результатом всего станет снижение производительности скважин.

Проведя анализ стратиграфической характеристики разреза и оценку рисков возникновения осложнений, для предотвращения осложнений таких, как поглощение бурового раствора целесообразно использование пен, ввод добавок кольмататоров, а также контроль за параметрами бурового раствора. В случае с обвалами и осыпями необходимо избегать значительных колебаний бурового раствора, проводить спускоподъемные операции на небольшой скорости.

Использование комплекса КРР-146 при разработке месторождений горизонтальными скважинами даст возможность обеспечить ремонтпригодность интервалов и управляемость в продуктивной зоне. Обеспечение условий оптимальной выработки пласта достигается путем поинтервального ввода отдельных участков ГС в разработку.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- ВНК – водонефтяной контакт
ГИС – геофизическое исследование скважин
ГС – горизонтальная скважина
ВС – вертикальная скважина
КИН – коэффициент извлечения нефти
НКТ – насосно-компрессорные трубы
МЗС – многозабойная скважина
ГНВП – газо-, нефте-, водопроявление
НГО – нефтегазоносная область
НПС – насосно-перекачивающая станция
ПЗП – призабойная зона пласта
ПДК – предельно-допустимая концентрация
УЭЦН – установка электроцентробежного насоса
УДНГ – управление добычи нефти и газа
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства
ЦДНГ – цех добычи нефти и газа.
ЭЦН – электроцентробежный насос

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. А. К. Багаутдинов, С. Л. Барков, Г. К. Белевич, В. Е. Гавура, А. В. Гавура, А. А. Джавадян и другие. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. - Том 2 изд. - Москва : ОАО «ВНИИОЭНГ», 1996г. - 327 с.
2. В.С. Бочкарев, Г. С. Ясович, М. Д. Поплавская. Материалы по геологии нефтегазоносных районов Западной Сибири. - 102 изд. - Тюмень: ОАО «ГЛАВТЮМЕНЬГЕОЛОГИЯ», 1975. - 56 с.
3. А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов, В. С. Сурков, А. А. Трофимук, Ю. Г. Эрвье Геология нефти и газа Западной Сибири. - 3 изд. - Москва : «Недра», 1975. - 680 с.
4. И.И. Нестеров, И.Н. Ушатинский, А. Я. Малыхин и др. Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири. - Москва : «Недра», 1987. - 256 с.
5. Фондовые материалы ТО «СургутНИПИнефть» Федоровского месторождения. - Сургут: ОАО «Сургутнефтегаз, 1996. - 59 с.
6. А. А. Джавадян, А. К. Багаутдинов. «Геологическое строение и разработка Федоровского нефтяного месторождения». - Сургут: ОАО «Сургутнефтегаз, 1990. - 413 с.
7. Отчет «Проект разработки Федоровского месторождения», ТО «СургутНИПИнефть», Тюмень, 2010 г., протокол ЦКР Роснедр по УВС от 26.08.2010 г. №4886.
8. А. П. Янукян, А. Н. Шашунов. Анализ эффективности применения горизонтальных скважин. // Молодой ученый. Международный научный журнал. - 2019. - №44. - С. 119-121.
9. В. Л. Смирнов. Опыт и перспективы зарезки боковых стволов на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. - 2007. - №9. - С. 44-45.
10. Дополнение к технологической схеме разработки Федоровского

месторождения. - Сургут: ТО «СургутНИПИнефть», 1997. - 43 с.

11. Р. Х. Муслимов, Ю. А. Волков, Л. Г. Карпова и др. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными скважинами: опыт и достижения. . - Казань: Академия наук Республики Татарстан, 2017. - 448 с.

12. Ерохин В. П., Харламов К. Н., Наумов В. И. и др. Опыт и проблемы строительства горизонтальных скважин в ОАО «Сургутнефтегаз. - Сургут: Нефтяное хозяйство, 1997. - 352 с.

13. Временный технологический регламент на комплексное использование колонной оснастки типа КРР-146 в процессе заканчивания и эксплуатации горизонтальных скважин на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз». - Сургут: Нефтяное хозяйство, 2000. - 129 с.

14. Учебно-методическое пособие к разделу диплома по БЖД, таблица №1 Классы профессионального риска.

15. Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 01.05.2016) «О специальной оценке условий труда».

16. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – Москва : Минздрав России, 2003. – 24 с.

17. Приказ от 09.12.2014 N 997 Типовые нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам сквозных профессий и должностей всех видов экономической деятельности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением. – Москва, 2003. – 3 с.

18. ГОСТ 12.1.003-83 Допустимые уровни шумов в производственных помещениях. – Введ. 01.01.2003. – Москва : Стандартинформ, 2003. – 14 с.

19. ГОСТ 31319-2006 Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека. – Введ. 01.01.2007. – Москва : Стандартинформ, 2007. – 12 с.

20. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение. – Введ. 01.01.1996. – Москва : Стройиздат, 1996. – 28 с.

21. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих. – Введ. 10.06.1996. – Москва: Минэнерго, 1996. – 25 с.
22. СН 245-63 Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. – Введ. 05.11.2002. – Москва: Госстрой, 2002. – 28 с.
23. ГОСТ Р 51330.1-99 Электрооборудование взрывозащищенное. – Введ. 01.01.2001. – Москва: Стандартинформ, 2001. – 29 с.
24. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. – Введ. 30.07.1999. – Москва: Минэнерго, 1999. – 25 с.
25. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введ. 25.03.2009. – Москва: МЧС РФ, 2009. – 36 с.
26. ГОСТ Р 50571.10-96 Заземляющие устройства. – Введ. 01.01.2009. – Москва: Стандартинформ, 2009. – 32 с.
27. Федеральный закон от 28.12.2004 N 732-ФЗ «О безопасности производственных процессов добычи, обогащения и переработки полезных ископаемых». – Москва, 2004. – 74 с.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой РЭНГМ

Н.Г. Квеско Н.Г. Квеско
«23» 06 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Обоснование применения горизонтальных скважин для повышения
эффективности разработки месторождений на примере Федоровского
месторождения

Руководитель Нухаев профессор, канд. техн. наук М. Т. Нухаев
подпись, дата

Выпускник Карелин Д. В. Карелин
подпись, дата

Консультант:
Безопасность и экологичность Мусияченко 23.06.21 Е.В. Мусияченко
подпись, дата

Нормоконтролер Коржова 23.06.2021 С. В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2021