

Эта часть работы выложена в ознакомительных целях. Если вы хотите получить работу полностью, то приобретите ее воспользовавшись формой заказа на странице с готовой работой:

<https://stuservis.ru/vkr/344363>

Тип работы: ВКР (Выпускная квалификационная работа)

Предмет: Нефтегазовое дело

Содержание 6

Введение 7

1 Геологическая часть 9

1.1 Географическая характеристика района работ 9

1.2 Краткая геологическая характеристика месторождения 12

1.3 Характеристика продуктивных пластов 16

1.4 Свойства пластовых жидкостей и газов 20

2 Технико-технологическая часть 22

2.1 Состояние разработки месторождения 22

2.2 Динамика показателей разработки месторождения 24

3 Специальная часть 31

3.1 Основные виды нестационарного воздействия 32

3.2 Выбор участков для проведения технологии нестационарного воздействия 35

3.3 Проведение промысловых работ 41

3.4 Анализ эффективности проведенных мероприятий 49

3.4.1 Расчет дополнительной добычи 49

3.4.2 Технологическая эффективность проведенных мероприятий 59

4 Охрана труда и окружающей среды 61

4.1 Цели в области промышленной и экологической безопасности 61

4.2 Требования к состоянию окружающей среды 62

4.3 Общие экологические требования к техническим и технологическим решениям 64

4.4 Основные опасности и вредные вещества при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений 66

4.5 Противопожарные требования и средства пожаротушения 69

4.6 Мероприятия по безопасности при выполнении работ по закачке хемреагентов в пласт 72

Заключение 74

Библиографический список 76

Тюменская свита представлена неравномерным чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов с прослоями глинистых известняков (сидеритов и бурых углей). Отложения подразделяются на три части. В нижней преобладают песчаники. В средней преобладают глинистые породы. В верхней – песчаники и алевролиты. Толщина свиты составляет 400 м.

Васюганская свита (келловей – оксфорд) делится на две части. Нижняя представлена аргиллитами серыми, темно-серыми. Верхняя – преимущественно песчаниками светло-серыми и серыми, иногда зеленоватыми за счет глауконита.

К песчаникам верхней части васюганской свиты приурочен продуктивный пласт ЮВ1. Общая толщина свиты достигает 80 м.

Георгиевская свита (киммеридж) представлена аргиллитами темно-серыми, почти черными с включением глауконита. Толщины изменяются от 0,4 до 7,0 м.

Баженовская свита сложена аргиллитами темно-серыми, почти черными, плотными битуминозными.

Породы свиты хорошо выдержаны по всему региону, на сейсмических разрезах им соответствует опорный отражающий горизонт «Б». Толщина свиты 18-28 м.

Меловая система, К

Меловая система представлена нижним и верхним отделами, сложенными морскими, прибрежно-морскими и континентальными осадками.

Нижнемеловые отложения на рассматриваемой территории представлены отложениями мегионской, вартовской, алымской, низов покурской свит.

Мегионская свита (берриас-валанжин) по литологии делится на четыре части. Нижняя сложена аргиллитами. На них залегают ачимовская толща, представленная переслаиванием песчаников, алевролитов

и аргиллитов (пласты БВ18-20). На рассматриваемой территории залежи нефти обнаружены в нижней части ачимовской толщи на западе Ватинского месторождения. Толщины ачимовской толщи достигают 140 м.

Ачимовская толща перекрывается аргиллитами с прослоями песчаников.

Разрез мегийонской свиты завершается преимущественно песчаной толщей, в которой выделяются пласты БВ8-БВ12, представленные песчаниками светло-серыми, мелко- и среднезернистыми, разделенными прослоями аргиллитов, алевролитов и карбонатных разностей. На Ватинском месторождении промышленно нефтеносными являются песчаники, приуроченные к пласту БВ8.

Вартовская свита разделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты пимской пачкой глин. Последняя является и границей раздела пластов групп АВ и БВ. Сложена вартовская свита переслаиванием серых песчаников, алевролитов и аргиллитов.

В разрезе верхней подсвиты выделяются продуктивные пласты АВ2-АВ8, а в нижней – БВ6. В пределах Ватинского месторождения все вышеназванные пласты нефтеносны.

Палеогеновая система, Р

Атлымская свита подразделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита в нижней части сложена песчаниками светло-серыми среднезернистыми, среднесцементированными, глинистыми. В верхней части подсвиты преобладают аргиллиты темно-серые алевролитистые. К нижней подсвите приурочен продуктивный горизонт АВ1, который в пределах Нижневартковского свода состоит из пластов: АВ11, АВ12. Они являются промышленно нефтеносными.

Верхняя подсвита атлымской свиты делится на две пачки. Нижняя подсвита сложена аргиллитами темно-серыми до черных (именуемая “кошайской”). Она четко выделяется на всех материалах ГИС, прослеживается практически повсеместно на Нижневартковском своде, является хорошо выдержанным региональным репером и хорошей покрывкой для продуктивного горизонта АВ1. Толщина свиты доходит до 150 м.

Покурская свита объединяет осадки аптского, альбского и сеноманского ярусов. Она представлена чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов и глин. Ее толщина 725-787 м.

Вышезалегающая часть разреза меловой системы представлена отложениями ее верхнего отдела – преимущественно глинистыми осадками кузнецовской, березовской и ганьковской свит толщиной 215-308 м.

В составе палеогеновой системы в рассматриваемом районе выделяются морские осадки талицкой, атлымской, новомихайловской и туртасской свит суммарной толщиной 616-707 м.

Четвертичная система, Q

Четвертичная система представлена аллювиальными и озерно-аллювиальными песками, супесями и суглинками толщиной до 80 м.

1.3 Характеристика продуктивных пластов

Для проведения работ по технологии нестационарного заводнения на Ватинском месторождении были выбраны пласты АВ1-2.

В таблице 1.2 представлена геолого-физическая характеристика продуктивных пластов АВ1-2 Ватинского месторождения.

Таблица 1.2 - Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Показатели О б ъ е к т

АВ1-2

Средняя глубина залегания, м (а. о.) 1700 – 1730

Тип залежи пласт.-сводов.

Тип коллектора терриген.

Площадь нефтенасыщенности, тыс.м² (категория запасов – С1) 368027

Средняя общая толщина, м 11.6

Средняя нефтенасыщенная толщина, м 6.1

Пористость, % 23 – 25

Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед. 0.46 – 0.66

Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед. 0.46 – 0.56
Проницаемость, ср. значения 10 -3 мкм² 77 – 179
Коэффициент песчаности, д. ед. 0.448
Коэффициент расчлененности 3.2
Начальная пластовая температура, 0С 70 – 75

продолжение таблицы 1.2

Начальное пластовое давление, МПа 17.4
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа с 1.64 – 2.0
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м³ 0.796 – 0.806
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³ 0.86
Абсолютная отметка ВНК, м -1684 –1693
Объемный коэффициент нефти, д. ед. 1.116
Содержание серы в нефти, % 0.9 - 1
Содержание парафина, % 3.28 – 3.34
Давление насыщения нефти газом, МПа 7.4 – 7.5
Газосодержание, м³/т 45
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа с 0.50
Плотность воды в пластовых условиях, т/м³ 0.993
Средняя продуктивность, 10 м³/(сут. МПа) 4.54

Пласты АВ13, АВ21, АВ22 представляют собой единую гидродинамическую систему пластово-сводовую залежь, охватывающую два поднятия и осложненную многочисленными неравномерными зонами замещения песчаных коллекторов неколлекторами.

Высота залежи – 60м, длина - 28 км, ширина - 10 км. ВНК расположен от а.о. -1692 м (от -1686 до -1696м). Коллекторами нефти пласта являются песчаники и алевролиты, переслаивающиеся с глинистыми алевролитами и аргиллитами. Пласт АВ13 неоднороден как по площади, так и по разрезу. Наряду с участками, где он представлен мощной, в основном, монолитной толщей, встречаются районы, где коллектор полностью глинизирован. Пористость составляет 23,4 % (от 19,9 до 29 %), проницаемость изменяется от 1 до 1623·10⁻³мкм². Эффективные толщины изменяются от 0,4 до 8м, нефтенасыщенные - до 7,8м, максимальные толщины отмечены на западном куполе залежи.

Пласты АВ21 и АВ22 в центральной части Восточного поднятия и на южном куполе Западного, слагаются хорошо отсортированными песчаниками, а на южном погружении Восточного поднятия – алевролитами. Пористость изменяется от 20,2 до 26,6 % (средняя - 23,2 %), проницаемость - от 5,8 до 850·10⁻³мкм². Наблюдается тенденция увеличения проницаемости с глубиной залегания.

Отбор извлекаемых запасов (на 01.01.2018г.) составляет 59,15 %.

Геологические разрезы пластов АВ1-2 Ватинского месторождения представлены на рисунках 1.3-1.6.

Рисунок 1.3 - Геологический разрез Ватинского месторождения. Объект АВ1-2 по линии скважин 746, 751, 104, 3708, 87, 708, 774

Рисунок 1.4 - Геологический разрез Ватинского месторождения. Объект АВ1-2 по линии скважин 750, 104, 3709, 3716, 331, 318, 667

Рисунок 1.5 - Геологический разрез Ватинского месторождения. Объект АВ1-2 по линии скважин 976, 226, 43, 229, 3810, 4755, 4756

Рисунок 1.6 - Геологический разрез Ватинского месторождения. Объект АВ1-2 по линии скважин 1270, 43, 416, 982, 232, 419

1.4 Свойства пластовых жидкостей и газов

Рассмотрим свойства пластовых флюидов изучаемого объекта АВ1-2. Физико-химическая характеристика пластовых нефтей изучена на образцах глубинных проб из 69 скважин и на образцах поверхностных (устьевых) проб из 120 скважин.

Данные по нефтеносности и водоносности приведены в таблицах 1.3 и 1.4.

Таблица 1.3 - Свойства пластовой нефти объекта АВ1-2

Наименование	Диапазон изменения	Среднее значение
Пластовое давление, МПа	16.5-19.0	18
Давление насыщения, МПа	7.0-11.1	8.8
Газосодержание при однократном разгазировании, мЗ/т	53.8-80.1	65
Объемный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.	1.14-1.205	1.172
Газосодержание при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, мЗ/т		
Р1=0,64 МПа; t=25 0С	38-60	44
Р2=0,44 МПа; t=40 0С	2-3	3
Р3=0,103 МПа; t=40 0С	6-9	7
Суммарное газосодержание, мЗ/т	46.9-69.8	54
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в раб. усл., доли ед.	1.112 - 1.175	1.143
Плотность, кг/мЗ	761-803	782
Вязкость, МПа*с	1.45-1.95	1.69
Температура пластовая, °С	60-71	68

Таблица 1.4 - Водоносность

Индекс страт. подразделения	Интервал, м	Тип коллектора	Плотность, г/смЗ	Дебит, мЗ/сут	Пластовое давление, кгс/см2	Химический состав (воды), % экв	Минерализация, г/л	Тип воды по Сулину:	СФН, ГКН, ХМ, ХК	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
-----------------------------	-------------	----------------	------------------	---------------	-----------------------------	---------------------------------	--------------------	---------------------	------------------	---------------------------------------------------------

от до анионы катионы

Na+
(K)

Mg+2

Ca+2

Палеоген-четвертичн комплекс

0

300

поров

1,009

100-150

0-30

89

-

11

84

6

10

0,1-0,2

ГКН-

ХК

да

Апт-Альб

сеноманский

комплекс

950

1680

поров

1,011

2000-

2500

водоз

95-168

97,6

-

2,4

93,3

2,5

4,2

16,4

ХК

нет

Неокомск.

комплекс

1680

2315

поров

1,01

До 50

168

95

-

5

92,5

1,1

6,4

17,2 ГКН-

ХК

нет

K1(БВ1-10) 2255 2260 поров 1,01 До 10 226 92 - 8 96 0,5 3,5 14 ГКН-

ХК нет

2 Технико-технологическая часть

2.1 Состояние разработки месторождения

Ватинское нефтяное месторождение открыто в 1963 году. Пробная эксплуатация месторождения начата в 1965 году, промышленная - в 1966 году.

Первая технологическая схема разработки месторождения была составлена ВНИИнефть в 1967 году до завершения разведочных работ, в ней предполагался вариант «неполного» разбуривания площади. До 1976 г. продолжалась доразведка месторождения, параллельно разрабатывались залежи пластов АВ1-2, БВ8 на Центральном поднятии.

Вторая уточненная технологическая схема разработки Ватинского месторождения была составлена СибНИИНП в 1976 году и утверждена ЦКР СССР (протокол № 527 от 15.07.1977 года). В данном документе были выделены пять самостоятельных объектов разработки: АВ1-2, БВ0-БВ1, БВ4-БВ6, БВ8, ЮВ1.

Технологическая схема 1978 года, выполненная СибНИИНП с целью уточнения технико-экономических показателей с учетом плановых объемов бурения и фактического состояния разработки залежей, была утверждена ЦКР СССР протоколом № 600 от 17.05.1978 года.

В 1982 году СибНИИНП составил «Дополнительную записку к технологической схеме разработки Ватинского месторождения», которая была утверждена ЦКР МНП протоколом № 968 от 21.04.1982 года. В данном документе обобщены изменения представлений по характеристике месторождения, полученных в процессе разбуривания и разведочных работ, а именно:

- установлено расширение контура нефтеносности залежи пласта АВ13 на западном крыле структуры и залежи пласта БВ8;
- на Восточном поднятии доразведана залежь нефти в пласте ЮВ1, установлено наличие нефти по всей площади поднятия.

В 1987 году СибНИИНП выполнил подсчет запасов, утвержденных ГКЗ СССР протоколом № 10259 от 2 октября 1987 года. Основным проектным документом, в соответствии с которым в настоящее время осуществляется разработка месторождения, является «Проект разработки Ватинского месторождения», выполненный СибНИИНП в 1988 году и утвержденный в июне 1989 года Центральной комиссией по разработке нефтяных месторождений МНП (протокол № 1343 от 21 июня 1989 года).

На месторождении было выделено 6 эксплуатационных объектов: АВ13+АВ2, АВ3-АВ8, БВ0-БВ7, БВ6, БВ8, ЮВ1. Проектные системы разработки по объектам следующие:

- АВ13+АВ2 - блоковая трехрядная (1, 2, 3 участки) с последующим переходом на блочно-замкнутую, 4 участок - площадная семиточечная;
- АВ3-АВ8 и БВ0-БВ7 - на естественном режиме, с переходом в последующем на замкнутые системы заводнения;
- БВ6, БВ8 - приконтурное заводнение в сочетании с избирательной системой;
- ЮВ1 - избирательное заводнение.

На месторождении планировали бурение 684 скважин, в том числе 456 добывающих, 85 нагнетательных, 138 резервных и 5 контрольных при общем проектном фонде 1525 скважин (из них бурение 16 скважин для организации опытно-промышленных работ на пласт БВ20-22); 90 скважин основного фонда являлись зависимыми.

Давление на устье нагнетательных скважин по объекту ЮВ1 - 15 МПа, по остальным объектам - 12 МПа. Кроме того, проектом предусмотрены организация опытно-промышленных работ по оценке добывных возможностей пластов БВ20-22 и щелочному заводнению по объектам АВ13+АВ2 и ЮВ1 в районе КНС-6. В процессе эксплуатации Ватинского месторождения в северной части Восточного поднятия было установлено расширение контуров нефтеносности по пластам АВ13 и ЮВ1. Согласно «Дополнительной записке к проекту Ватинского месторождения», составленной СибНИИП в 2005г., в пределах категории запасов С1 по пласту АВ13 размещено 37 скважин, по пласту ЮВ1 - 57 скважин.

Основные проектные решения рекомендованного варианта в целом по системе разработки и бурению эксплуатационного фонда были выполнены.

В настоящее время на балансе числится 1348 скважин добывающего фонда и 294 скважины нагнетательного фонда. Уровни добычи нефти, начиная с 1994 года, существенно превышали проектные

уровни.

Так как превышение фактических уровней добычи нефти по сравнению с утвержденными оказалось значительным, в работе «Анализ разработки и прогноз основных технико-экономических показателей эксплуатации месторождений ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», представленной на рассмотрение и утвержденной ЦКР в 1998 г., была выполнена корректировка уровней добычи нефти в целом по месторождению без изменения принципиальных проектных решений.

Однако, применение современных технологий и реальные потенциальные возможности месторождения также обусловили превышение фактических уровней добычи нефти по сравнению с утвержденными. В 2017 г. на месторождении было добыто 5,7 млн.т. нефти. За весь период разработки отобрано 160,5 млн.т нефти, 576 млн.т жидкости. Текущая обводненность достигла 86,4 %, число скважин, эксплуатируемых за весь период разработки, составило 1620.

2.2 Динамика показателей разработки месторождения

Накопленная на Ватинском месторождении добыча нефти на 1.01.2018 г. составила 160,5 млн.т, добыча жидкости – 575,7 млн.т, всего в пласты месторождения закачано 591,2 млн.м³ воды. Текущий коэффициент нефтеотдачи составляет 0,291, остаточные геологические запасы -381,8 млн.т. В пределах месторождения 18 эксплуатационных объектов находились в разработке: АВ12, АВ3, АВ4, АВ5, АВ6, АВ7, АВ8, БВ0, БВ1, БВ2, БВ3, БВ4, БВ5, БВ6, БВ7, БВ8, БВ19-22, ЮВ1. Распределение долей накопленной добычи по объектам представлено на рисунке 2.1.

Рисунок 2.1 - Распределение долей накопленной добычи

Практически половину отобранной на Ватинском месторождении нефти (48%) обеспечила разработка объекта БВ8, объект АВ12– 33%.

На рисунке 2.2 показано распределение накопленной добычи нефти по скважинам.

Рисунок 2.2 - Распределение накопленной добычи нефти по скважинам

Почти половина эксплуатируемых скважин (42%) характеризуется накопленной добычей в интервале 10-50 тыс.т., менее 10 тыс.т. – 20% скважин. Для 13,7% фонда скважин накопленная добыча превысила 200 тыс.т. Все добывающие скважины отобрали попутную воду (рис. 2.3). По 34% скважин ВНФ не превысил 0,5, в интервале 5-10 оказалось 10,26 скважин, для 9 % значение ВНФ превысило 10.

Рисунок 2.3 - Распределение ВНФ по скважинам Ватинского месторождения

Всего на месторождении пробурено 1674 скважины. За весь период разработки в эксплуатации участвовало 1620 скважин, из них 1601 добывала нефть, в 357 скважин закачивали воду, 338 скважин находились как под закачкой, так и в добывающем фонде. В 2015 г. в эксплуатации находилось 1224 скважин, из них 995 скважин добывали нефть, в 241 скважину закачивали воду, 12 скважин находились как под закачкой, так и в добывающем фонде. На 1.01.2018 г. в действующем фонде 1172 скважины из них 936 нефтяных и 236 нагнетательных.

В 2015 г. добыча нефти в целом по месторождению составляла 5,45 млн. т, в 2017 г. - увеличилась до 5,7 млн.т, прирост годовой добычи нефти составил только 4%. В 2012 г. уровень годовой добычи нефти составлял 3,6 млн.т. В период с 2009 г. по 2012 г. ежегодный прирост уровней добычи нефти не превышал 6 – 7%, в 2013 г. и 2015 г. прирост составил 17 и 30%, соответственно. Динамика основных технологических показателей разработки месторождения приведена на рисунке 2.4.

Рисунок 2.4 - Динамика технологических показателей разработки

На 1.01.2018 г. на 1 действующую нагнетательную скважину приходится 3,9 добывающих скважин. Компенсация отборов жидкости закачкой в последние годы стабилизировалась и на момент анализа составила: текущая - 84%, накопленная - 94%. Динамика показателей заводнения в целом по месторождению приведена на рисунке 2.5.

Рисунок 2.5 - Динамика показателей заводнения

Большая часть добывающих скважин в 2017 г. работала с водой, причем треть скважин имеют обводненность, превышающую 50%, по 19 скважинам (2% от действующего фонда) содержание воды в продукции превысило 98%.

В интервале дебитов 5 - 10 т/сут работали 199 скважин (20% фонда), из них половина - с обводненностью более 90 %. Третья часть фонда добывающих скважин работала с дебитом нефти от 10 до 50 т/сут. Доля скважин с обводненностью, превышающей 90 %, в этой группе составляла 14,4%.

В 2017 г. 31 скважина (3%) имеет дебиты нефти от 50 до 100 т/сут, из них 2 с обводненностью более 90%. Всего 16 скважин (1,6%) добывали в сутки более 100 т нефти. Содержание воды в продукции этих скважин не превышает 90%. Следует отметить, что за 2014 - 2016 гг. фонд высокодебитных скважин увеличился в 2 раза, вместе с тем доля низкодебитных скважин возросла на 5%.

В 2017 г. структура фонда по сравнению с 2016 г. изменилась незначительно: число скважин с дебитом нефти более 50 т/сут сократилось с 60 до 47 скважин (на 1%), снизилось и число малодебитных скважин (с 427 до 321 или на 2%). Доля скважин с дебитом нефти от 5 до 50 т/сут увеличилась на 3%.

К числу высокопродуктивных относятся объекты БВ8, БВ4, АВ8 и БВ6, средний дебит жидкости по которым изменяется в диапазоне

320-404 т/сут. К числу низкопродуктивных относятся объекты БВ19-22, АВ4, ЮВ1 и АВ3, средний дебит жидкости по которым изменяется в диапазоне 11-29 т/сут.

Существенный прирост дебита нефти на объекте БВ19-22 был обеспечен за счет проведения ГРП, позволившего увеличить средний дебит жидкости в 2017 г. в 1,8 раза. На объекте ЮВ1, где также активно применяется ГРП, средний дебит нефти в 2017 году увеличился в 1,15 раза. По другим объектам изменение дебитов нефти обусловлено как проведением ГТМ, так и выбытием высокообводненных скважин.

Рисунок 2.6 - Распределение накопленной добычи нефти по скважинам Ватинского месторождения

Рисунок 2.7 - Распределение ВНФ по скважинам Ватинского месторождения

В целом по месторождению средний дебит жидкости увеличился в 2017 г. по сравнению с 2016 г. на 17%, нефти - на 5%. Обводненность выросла на 1,6%.

1. Авторский надзор за реализацией проекта разработки Ватинского месторождения. - М: «ВНИИНефть», 2008.
2. Бурдынь Т.А. Методы увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении / [Т. А. Бурдынь, А. Т. Горбунов, Л. В. Лютин и др.]. Переизд. - Москва: Недра, 2002. - 193 с
3. Водный кодекс Российской Федерации (с изменениями на 1 мая 2022 года) Кодекс РФ от 03.06.2006 N74-ФЗ
4. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. Дата введения 1989-01-01
5. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ (с измен. № 1, октябрь 1978 г., переиздание 1999г.). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация <http://docs.cntd.ru/document/5200224> (дата обращения 11.05.2023)
6. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности <http://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения 11.05.2023)
7. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности <http://docs.cntd.ru/document/901702428> (дата обращения 11.05.2023)
8. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования <http://docs.cntd.ru/document/5200275> (дата обращения 11.05.2023)
9. ГОСТ 12.1.019-79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов

- защиты <http://docs.cntd.ru/document/5200302> (дата обращения 11.05.2023)
10. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности <http://docs.cntd.ru/document/901702428> (дата обращения 11.05.2023)
11. ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы (ССОП). Земли. Общие требования к рекультивации земель (с Изменением N 1) <http://docs.cntd.ru/document/1200003393> (дата обращения 11.05.2023)
12. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения. <http://docs.cntd.ru/document/1200001531> (дата обращения 11.05.2023)
13. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92). <http://docs.cntd.ru/document/9051953> (дата обращения 11.05.2023)
14. Дополнение к проекту разработки Ватинского месторождения. Москва, «ВНИИнефть», 2017.
15. Земцов, Ю.В., Мазаев, В.В. Современное состояние физико-химических методов увеличения нефтеотдачи: литературно-патентный обзор. – Екатеринбург: ООО «Издательские решения», 2021. – 240 с. : табл. – Сокр.: с. 237–238.
16. Лесной кодекс Российской Федерации от 29 января 1997 г. N 22-ФЗ (ЛК РФ)
17. Муравьев И.М., Андриасов Р.С. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Изд. 3-е, перераб. и доп. - М.: Недра, 1995.- 448 с.
18. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. - М.: Госгортехнадзор России, 1993. – 104 с.
19. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. - // Миннефтепром (протокол от 15 октября 1984 г. N 44 п.IV)
20. Программа работ по применению биополимерных композиций на основе продукта БП-92 на Ватинском и Мегионском месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» в 2002 г. // ЗАО «Нефтегазтехнология», 2001 г.
21. Рабочий проект установления водоохранных зон и прибрежных полос рек и озер в границах горного отвода Ватинского месторождения нефти Нижневартовского района// ОАО «Тюменгипроводхоз», 1999.
22. Распоряжение Исполнительного комитета Тюменского областного Совета народных депутатов от 6.02.1990г. №47-р
23. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03.- Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов" (утв. постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 25 сентября 2007 г. N 74)
24. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение http://www.snipinfo.ru/Snip_23-05-95.htm (дата обращения 11.05.2023)
25. Сборник типовых инструкций по охране труда для рабочих по ремонту скважин [Текст] / М-во нефт. пром-сти. С изм. - Москва: Недра, 2012. - 56 с.
26. Технологическая схема разработки Ватинского месторождения. Москва, «ВНИИнефть» 1967.
27. Технологическая схема разработки Ватинского месторождения. Тюмень, «СибНИИ НП» 1978.
28. Технологическая схема нестационарного заводнения месторождений ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз». М: «ВНИИнефть» 2017г.
29. Уточненный проект разработки Ватинского месторождения. Москва, «ВНИИнефть» 27.12.2006.
30. Рузин, Л. М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) [Текст] : учеб. пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – Ухта : УГТУ, 2014. – 127 с.
31. Федеральный закон "Об отходах производства и потребления" от 24.06.1998 N 89-ФЗ (последняя редакция)// 24 июня 1998 года N 89-ФЗ
32. Фурсов А.Я., Постников Е.В., Галимова А.Ф., и др. Подсчет начальных геологических и извлекаемых запасов нефти, растворенного газа и других компонентов, технико-экономическое обоснование коэффициентов нефтеизвлечения и построение трехмерной постоянно действующей геолого-гидродинамической модели Ватинского месторождения. Москва, 2005.
33. Шелепов В.В. Новые технологии повышения нефтеотдачи в проектных документах ЦКР Роснедр по УВС. // Бурение и нефть – 2011. - №11 Ноябрь.

Эта часть работы выложена в ознакомительных целях. Если вы хотите получить работу полностью, то приобретите ее воспользовавшись формой заказа на странице с готовой работой:

<https://stuservis.ru/vkr/344363>